JOÃO MAMEDE FILHO



INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS

Sétima Edição

LTC

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS

7.ª EDIÇÃO

JOÃO MAMEDE FILHO

Engenheiro eletricista

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1988-1990)

Ex-Diretor de Operação da Companhia Energética do Ceará — Coelce (1991-1994)

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1995-1998)

Ex-Presidente do Comitê Coordenador de Operações do Norte-Nordeste — CCON

Ex-Presidente da Nordeste Energia S.A. — Nergisa (1999-2000)

Atual Presidente da CPE — Consultoria e Projetos Elétricos

Professor de Eletrotécnica Industrial da Universidade de Fortaleza — Unifor (desde 1979)

LTC
EDITORA

PREFÁCIO À 7.ª EDIÇÃO

Foi publicada em 2003 a nova versão da NBR 14039 – Instalações Elétricas de Média Tensão e no ano seguinte foi também publicada a nova versão NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão – duas normas que não podem faltar na mesa de trabalho dos projetistas de instalações elétricas industriais.

Para manter o leitor informado quanto à atualização dos principais documentos normativos, principalmente aqueles que dizem respeito a instalações elétricas industriais, é nosso dever atualizar os capítulos correlacionados, sempre com o objetivo de manter os profissionais de projetos elétricos atualizados com as novas práticas que são estabelecidas nas normas mencionadas.

A evolução do mercado de energia elétrica, principalmente após o racionamento de energia no ano de 2001, nos incentivou a agregar a esta edição um novo capítulo, intitulado Usinas de Geração Industrial. Em decorrência dos desastrosos resultados econômicos do racionamento, os gerentes industriais entenderam que a instalação de unidades de geração em suas instalações fabris lhes permitiria maior segurança quanto a uma futura escassez de oferta de energia que pudesse afetar a sua produção, além da possibilidade de operarem nos horários de pico de carga, reduzindo seus custos operacionais.

Com as tarifas de energia elétrica cada vez mais onerosas para o fluxo de caixa do setor produtivo, as indústrias recorreram à implementação de ações de eficiência energética em suas instalações, incentivadas pelo PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, o que nos motivou a inserir nesta edição um capítulo intitulado Eficiência Energética, direcionado ao setor industrial.

Devido à competitividade nos diversos segmentos do setor industrial, parte expressiva dos assuntos abordados, e relevantes economicamente, foi estudada considerando a viabilidade econômica de implementação desses projetos. Essa é uma forma eficaz de fornecer subsídios aos gerentes e acionistas na tomada de decisão quanto aos investimentos que seriam feitos na execução de determinados projetos em suas instalações industriais.

Além das inserções do material técnico e econômico anteriormente mencionado, em praticamente todos os capítulos foram feitas complementações dos assuntos abordados, ou simplesmente alterações de texto.

Para permitir uma melhor definição do conteúdo dos desenhos resultantes do Projeto Elétrico desenvolvido no Apêndice – Exemplo de Aplicação, o livro será acompanhado de um folheto contendo nove plantas com dimensões de 400 mm × 275 mm, as quais julgamos fundamentais para a compreensão dos resultados práticos obtidos no decorrer dos cálculos elétricos.

Repetindo o que já mencionamos na edição anterior, o tempo dedicado à inserção de novos assuntos e às alterações necessárias à manutenção da qualidade técnica que se deseja preservar em cada edição deste livro é resultado do incentivo recebido dos estudantes de engenharia elétrica e dos profissionais da área, além das exigências resultantes da evolução do mercado de energia elétrica no Brasil. Acreditamos estar assim contribuindo com a formação da nossa juventude estudantil e passando informações úteis àqueles que já estão no mercado de trabalho, disponibilizando para a sociedade toda a sua capacidade técnica e habilidades profissionais adquiridas ao longo do tempo.

Temos o dever de levar nossos profundos agradecimentos aos fabricantes de materiais elétricos citados ao longo do texto, pela inclusão de tabelas e gráficos de sua propriedade, dando

um conteúdo prático aos exemplos de aplicação normalmente apresentados logo depois de abordado um assunto específico. Sem essa contribuição a obra seria incompleta e perderia aquilo que melhor procuramos preservar ao longo de todas as edições, que é associar a teoria à prática.

João Mamede Filho

SUMÁRIO

1 ELEMENTOS DE PROJETO 1
- 1.1 Introdução 1
- 1.2 Normas Recomendadas 2
- 1.3 Dados para Elaboração do Projeto 2
- 1.4 Concepção do Projeto 3
- 1.5 Meio Ambiente 10
- 1.6 Graus de Proteção 12
- 1.7 Proteção contra Riscos de Incêndio e Explosão 12
- 1.8 Formulação de um Projeto Elétrico 13
- 1.9 Roteiro para Elaboração de um Projeto Elétrico Industrial 36
- 1.10 Simbologia 39

2 ILUMINAÇÃO INDUSTRIAL 40
- 2.1 Introdução 40
- 2.2 Conceitos Básicos 40
- 2.3 Lâmpadas Elétricas 44
- 2.4 Dispositivos de Controle 50
- 2.5 Luminárias 57
- 2.6 Iluminação de Interiores 62
- 2.7 Iluminação de Exteriores 87
- 2.8 Iluminação de Emergência 92

3 DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES ELÉTRICOS 95
- 3.1 Introdução 95
- 3.2 Fios e Cabos Condutores 95
- 3.3 Sistemas de Distribuição 96
- 3.4 Critérios Básicos para a Divisão de Circuitos 106
- 3.5 Circuitos de Baixa Tensão 107
- 3.6 Condutores de Média Tensão 138
- 3.7 Barramentos 145
- 3.8 Dimensionamentos de Condutos 155

4 FATOR DE POTÊNCIA 176
- 4.1 Introdução 176
- 4.2 Fator de Potência 176
- 4.3 Características Gerais dos Capacitores 185
- 4.4 Características Construtivas dos Capacitores 188
- 4.5 Características Elétricas dos Capacitores 192
- 4.6 Aplicações dos Capacitores-Derivação 193
- 4.7 Correção do Fator de Potência 212
- 4.8 Ligação dos Capacitores em Bancos 226

5 CURTO-CIRCUITO NAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS 228
5.1 Introdução 228
5.2 Análise das Correntes de Curto-Circuito 228
5.3 Sistema de Base e Valores por Unidade 235
5.4 Tipos de Curto-Circuito 238
5.5 Determinação das Correntes de Curto-Circuito 240
5.6 Contribuição dos Motores de Indução nas Correntes de Falta 255
5.7 Aplicação das Correntes de Curto-Circuito 258

6 MOTORES ELÉTRICOS 264
6.1 Introdução 264
6.2 Características Gerais dos Motores Elétricos 264
6.3 Motores Assíncronos Trifásicos com Rotor em Gaiola 271
6.4 Motofreio Trifásico 294
6.5 Motores de Alto Rendimento 297

7 PARTIDA DE MOTORES ELÉTRICOS DE INDUÇÃO 298
7.1 Introdução 298
7.2 Inércia das Massas 299
7.3 Conjugado 301
7.4 Tempo de Aceleração de um Motor 307
7.5 Tempo de Rotor Bloqueado 315
7.6 Sistema de Partida de Motores 315
7.7 Queda de Tensão na Partida dos Motores Elétricos de Indução 326
7.8 Contribuição da Carga na Queda de Tensão Durante a Partida de Motores de Indução 340
7.9 Escolha da Tensão Nominal de Motores de Potência Elevada 342
7.10 Sobretensões de Manobra 343
7.11 Controle de Velocidade de Motores de Indução 343

8 FORNOS ELÉTRICOS 354
8.1 Introdução 354
8.2 Fornos a Resistência 354
8.3 Fornos de Indução 359
8.4 Fornos a Arco 361

9 MATERIAIS ELÉTRICOS 392
9.1 Introdução 392
9.2 Elementos Necessários para Especificar 392
9.3 Materiais e Equipamentos 392

10 PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO 459
10.1 Introdução 459
10.2 Proteção dos Sistemas de Baixa Tensão 459
10.3 Proteção de Sistemas Primários 511

11 SISTEMAS DE ATERRAMENTO 540
11.1 Introdução 540
11.2 Proteção contra Contatos Indiretos 540
11.3 Aterramento dos Equipamentos 542
11.4 Elementos de uma Malha de Terra 543
11.5 Resistividade do Solo 546
11.6 Cálculo da Malha de Terra 553

11.7 Cálculo de um Sistema de Aterramento com Eletrodos Verticais 570
11.8 Medição da Resistência de Terra de um Sistema de Aterramento 574
11.9 Medidor de Resistividade do Solo 576

12 PROJETO DE SUBESTAÇÃO DE CONSUMIDOR 577
12.1 Introdução 577
12.2 Partes Componentes de uma Subestação de Consumidor 578
12.3 Tipos de Subestação 580
12.4 Dimensionamento Físico das Subestações 590
12.5 Paralelismo de Transformadores 600
12.6 Estação de Geração para Emergência 603
12.7 Ligações à Terra 603

13 PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 605
13.1 Introdução 605
13.2 Considerações sobre a Origem dos Raios 605
13.3 Orientações para Proteção do Indivíduo 607
13.4 Classificação das Estruturas Quanto ao Nível de Proteção 608
13.5 Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas – SPDA 608
13.6 Método de Avaliação e Seleção do Nível de Proteção 616
13.7 Métodos de Proteção contra Descargas Atmosféricas 620

14 AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL 633
14.1 Introdução 633
14.2 Definições 634
14.3 Unidade de Aquisição de Dados (UAD) 636
14.4 Interface com o Processo 643
14.5 Programas e Protocolos 648
14.6 Automação de Subestações de Potência 651
14.7 Automação de Processos Industriais 663
14.8 Automação de Gerenciamento de Energia 666

15 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA 670
15.1 Introdução 670
15.2 Cálculo Econômico 671
15.3 Ações de Eficiência Energética 672

16 USINAS DE GERAÇÃO INDUSTRIAL 717
16.1 Introdução 717
16.2 Características das Usinas de Geração 718
16.3 Dimensionamento de Usinas Termelétricas 730
16.4 Geração Distribuída 763
16.5 Sistema de Co-Geração 778
16.6 Proteção de Usinas Termelétricas 786
16.7 Emissão de Poluentes 788
16.8 Emissão de Ruídos 792

APÊNDICE EXEMPLO DE APLICAÇÃO 793
1 Divisão da Carga em Blocos 794
2 Localização dos Quadros de Distribuição 794
3 Localização do Quadro de Distribuição Geral 794
4 Localização da Subestação 794
5 Definição do Sistema de Distribuição 794

6 Determinação da Demanda Prevista 794
6.1 Cálculo da Iluminação 794
6.2 Cálculo da Demanda Prevista 804
7 Determinação da Potência da Subestação 809
8 Fator de Potência 809
8.1 Cálculo do Fator de Potência Previsto 809
8.2 Cálculo da Correção do Fator de Potência 810
8.3 Potência Nominal do Banco de Capacitores 810
9 Determinação da Seção dos Condutores e Eletrodutos 810
9.1 Circuitos Terminais de Iluminação e Tomadas 810
9.2 Circuitos Terminais dos Motores 814
9.3 Circuitos de Distribuição dos CCMs e QDLs 821
9.4 Circuito de Alimentação do QGF 829
10 Determinação da Impedância dos Circuitos 830
10.1 Sistema de Alimentação da Instalação Industrial 830
10.2 Transformador de Força 830
10.3 Circuitos TR1-QGF ou TR2-QGF 831
10.4 Impedância Paralela dos Dois Transformadores e Seus Respectivos Circu
10.5 Barramentos do QGF 832
10.6 Impedância Acumulada até os Terminais de Saída do QGF 833
10.7 QGF-QDL1 833
10.8 QGF-QDL2 834
10.9 QGF-QDL3 836
10.10 QGF-QDL4 837
10.11 QGF-QDL5 838
10.12 QGF-QDL6 839
10.13 QGF-CCM1 840
10.14 QGF-CCM2 841
10.15 QGF-CCM3 842

Bibliografia 907

Índice 909

Folheto (acompanha o livro)

ÍNDICE

A

Acessibilidade, 1
Acionamento de grandes motores elétricos, 769
Administração do consumo de energia elétrica, 714
  aprimoramento dos processos produtivos, 714
  automação dos processos, 714
  especificação do produto fabricado, 714
  manutenção industrial, 714
  programação e controle da produção, 714
  projeto e construção, 714
  qualidade do produto acabado, 714
Agrupamento de circuitos, 121
Água, presença de, 10
Altitude, 10
Amperímetro, 440
Aparelhos
  de ar condicionado, substituição de, 705
  de iluminação, 67
Aquecimento de água, 710
  medidas de implementação
    a médio e longo prazo, 710
    imediata, 710
Aquisição de dados, 636
  entrada de dados
    analógicos, 636
    digitais, 636
  saída de dados
    analógicos, 636
    digitais, 636
Ar comprimido, 711
  pressão, 711
  qualidade do ar, 711
  rede de distribuição, 711
  vazamento, 711
Aterramento
  com eletrodos verticais, 570
    coeficiente de redução da resistência, 572
    resistência de aterramento, 571
    resistência equivalente, 572
  dos equipamentos, 542
Automação industrial, 633
  bit, 636
  byte, 636
  condicionamento de sinal, 635
  conversão analógica/digital, 635
  entrada e saída serial, 635
  gateway, 636
  interface-homem-máquina, 635
  isolamento galvânico, 635
  LAN, 635
  memória
    EPROM, 635
    PROM, 635
    RAM, 634
    ROM, 634
  multiplexador, 635
  protocolo TPC/IP, 635
  SCADA, 635

B

Bandejas, 163
Barramentos, 145
  pré-fabricados ou dutos de barra, 153
    capacidade de corrente para barramentos blindados de cobre, 154
  redondos maciços de cobre, 147
  retangulares de alumínio, 148
    capacidade de corrente para barras
      redondas de cobre sem pintura, 149
      retangulares de alumínio sem pintura, 151
      tubulares de cobre, 149-150
  retangulares de cobre, 146
  tubulares de alumínio, 151
    capacidade de corrente para barras tubulares de alumínio sem pintura, 152
  tubulares de cobre, 147
    capacidade de corrente para barras retangulares de cobre sem pintura, 148
Base de dados, 649
  de cadastro, 649
  em tempo real, 649
  históricos, 649
Bucha de passagem, 411

C

Cabo(s)
  de baixa tensão, 433
    cabos redondos com encordoamento compacto, 434
    fios e cabos com encordoamento simples, 434
    termofixos, 434
    termoplásticos, 434
  de energia, 400
Cálculo
  da malha de terra, 36, 553
    coeficiente de redução da resistência de um eletrodo vertical, 562
    comprimento do condutor, 558
      mínimo, 559
    corrente
      de choque devido à tensão de toque existente, com brita, 560
      de choque devido à tensão de toque existente, sem brita, 560
      de choque existente devido à tensão de passo sem brita na periferia da malha, 560
      de choque existente na periferia da malha devido à tensão de passo, com camada de brita, 560
      de curto-circuito fase-terra, 553
      máxima de choque, 560
      mínima de acionamento do relé de terra, 560
    determinação dos coeficientes de ajuste, 558
    número de condutores principais e de junção, 557
    potenciais da região externa à malha, 560
    resistência
      da malha de terra, 562
      de aterramento de um eletrodo vertical, 562
      de aterramento do conjunto de eletrodos verticais, 563
      mútua dos cabos e eletrodos verticais, 563
      total da malha, 564
    resistividade aparente do solo, 553
    seção mínima do condutor, 555
    tensão de passo, 559
      existente na periferia da malha, 559
    tensão de toque existente, 560
      máxima, 559
  de iluminação, 67
    métodos dos lumens, 67
      cálculo do número de luminárias, 68
      distribuição das luminárias, 70
      fator de depreciação do serviço da luminária, 67
      fator de utilização, 67
Canaletas e perfilados, 162
Capacitores, 185
  aplicação específica de, 209
    liberação
      da capacidade de carga de circuitos terminais e de distribuição, 210
      de potência instalada em transformação, 209
    melhoria do nível de tensão, 212
    redução das perdas, 211
  capacidade do, 186
  características
    construtivas, 188
      armadura, 189
      caixa, 188
      dielétrico, 189
      líquido de impregnação, 189
      processo de construção, 189
      resistor de descarga, 189
    elétricas, 192
      capacitores trifásicos de baixa tensão, 193
      freqüência nominal, 192
      potência nominal, 192
      tensão nominal, 192
  corrente de carga, 186
  energia armazenada, 186
  ligação dos, 187
  princípios básicos, 185
Capacitores-derivação, aplicação dos, 193
  capacitores monofásicos de baixa tensão, 194
  localização dos bancos de capacitores, 195
    no secundário do transformador de potência, 195
    no sistema primário, 195
    nos terminais de conexão de cargas específicas, 196
Características fotométricas, 59
  curva de distribuição luminosa, 60
Carregamento dos transformadores, 712
Categoria de manutenção das luminárias, 78
Centro de Supervisão e Controle, 662
  hardware, 662
  software, 663
Chave(s)
  compensadora, 452
  de partida estática, 451
  estrela-triângulo, 448
  fusível, 397
  inversora de freqüência, 455
  seccionadora primária, 412
  seccionadora tripolar de baixa tensão, 444
    seccionador com abertura sem carga, 444
    seccionador sob carga ou interruptor, 444
      corrente de corte ou de interrupção, 445
      corrente máxima de estabelecimento, 444
      corrente presumida de curto-circuito, 445

Climatização, 701
  medidas de implementação
    a curto prazo, 702
      ar condicionado tipo central, 702
      ar condicionado tipo janeleiro, 702
    a longo prazo, 702
    a médio prazo, 702
CLPs – controladores lógicos programáveis, 638
  aquisição e processamento dos valores medidos, 641
  controle de malha, 641
    aberta, 641
    fechada, 641
      em máquinas operatrizes, 641
      em processo, 641
  entradas e saídas, 639
  fontes de alimentação, 638
  memórias, 639
    de programa, 639
    de sinal, 639
    de trabalho, 639
  microprocessamento, 640
  relatórios, 641
  sinalização, 640
  sincronização, 641
  temporizadores e contadores, 639
Componentes de uma usina termelétrica, 738
  cálculo do custo de geração, 743
  combustível líquido, 738
  custo(s)
    de implantação e operação, 739
    médios operacionais dos motores a diesel, 741
  layout de, 738
Comunicação, 650
Condutores, 95
  cabos de média e alta tensão, 96
  de média tensão, 138
    capacidade de condução de corrente, 140, 141
    métodos de referência, 139
    tipos de linhas elétricas, 139
  determinação dos, 36
  elétricos, 681
    conservação de energia, 681
    dimensionamento, 681
  em paralelo, 125
  em paralelo por fase, 492
    proteção contra sobrecarga de condutores em paralelo, 492
      corrente de carga desequilibrada entre os condutores do grupo em paralelo, 493
      corrente de carga equilibrada entre os condutores do grupo em paralelo, 492
  em regime transitório, 497
  EPR – etileno-propileno, 95
  isolados, 95
  PVP – cloreto de polivinila, 95
  unipolares, 95
  XLPE – polietileno reticulado, 95
Conexão
  de usinas termelétricas, 767
    operação em paralelo com a rede externa, 767
    procedimentos de conexão da carga, 768
    transferência de carga
      com desconexão de fonte, 767
      em rampa, 767
      rápida sem interrupção de senóide, 767
  dos relés, 529
    ajuste de corrente dos relés, 529
Confiabilidade, 1
Conjugado, 301
  da carga, 302
    constante, 302
    estimativa do, 305
    hiperbólico, 303
    linear, 303
    médio, 304
    parabólico, 303
  do motor, 301
    categoria D, 301
    categoria H, 301
    categoria N, 301
    médio, 301
  mecânico, 286
    base, 287
    de aceleração, 287
    de partida, 286
    máximo, 287
    mínimo, 287
    nominal, 286
Consumo de água, 697
  desperdício de água e energia, 697
    bombeamento de água, 701
    perdas de água e energia elétrica devido aos vazamentos, 699
    vazamentos, 698
Contato das pessoas com potencial de terra, 11
Contator magnético tripolar, 446
Continuidade, 1
Contribuição
  da carga na queda de tensão, 340
  dos motores de inundação nas correntes de falta, 255
Controladores lógicos programáveis – CLPs, 637
Controle
  de demanda, 715
  de velocidade de motores de indução, 343
    conexão dahlander, 343
    inversores de freqüência, 344
      componentes harmônicos, 347
      corrente nominal, 346
      desempenho operacional dos motores, 348
      influência sobre os capacitores, 352
      limite de velocidade, 347
      limite do comprimento do circuito do motor, 352
      operação com velocidade inferior à nominal, 345
      operação com velocidade superior à nominal, 345
      partida do motor, 350
      potência nominal, 346
      regime de funcionamento, 352
      sobretensões no isolamento, 352
      tensão nominal, 346
      tipo de controle, 346
Corpos sólidos, presença de, 10
Correção do fator de potência, 212
  cargas lineares, 213
    instalação
      de capacitores-derivação, 213
      de motores síncronos superexcitados, 213
    modificação da rotina operacional, 213
  cargas não-lineares, 225
    cargas operadas
      com núcleo magnético saturado, 225
      por arcos voltaicos, 225
      por fontes chaveadas, 225
    distorção harmônica, 225
Correntes de curto-circuito, 228
  aplicação das, 258
  corrente assimétrica de curto-circuito, 229
    inicialmente assimétrica e posteriormente simétrica, 229
    parcialmente assimétrica, 229
    totalmente assimétrica, 229
  determinação das, 36
  formas de onda, 228
  solicitação eletrodinâmicas das, 259
    dimensionamento de barramentos pelo esforço mecânico, 261
  solicitação térmica das, 261
Critério
  da capacidade de corrente de curto-circuito, 131
  do limite da queda de tensão, 127
Curvas de carga, 23
  demanda
    da iluminação, 25
      cálculo da demanda aparente, 25
      cálculo da demanda ativa, 25
    dos motores, 25
      cálculo da demanda ativa (kW), 25
  levantamento de carga, 26
  planilha para determinação da curva de carga, 27
Custos e financiamento, 785

D

Demanda de potência, 17
  cargas
    em locais usados como escritório e comércio, 18
    demanda do quadro de distribuição geral, 20
    demanda dos aparelhos, 19
    demanda dos quadros de distribuição parciais, 20
    em locais usados como habitação, 18
    nominais aproximadas de aparelhos
      em ar condicionado, 20
      em geral, 19
  fatores de demanda para iluminação e tomadas, 20
Depreciação do fluxo luminoso, 67
Descargas atmosféricas, 605
  origem dos raios, 605
  proteção do indivíduo, 607
Desequilíbrio de tensão, 711
Diagrama unifilar, 37
Dimensionamento
  de aparelhos de ar condicionado, 703
    centrais de climatização, 703
  de condutos, 155
    eletrodutos, 155
      área dos eletrodutos rígidos ocupáveis pelos cabos, 157
      área ocupada pelos cabos, 159
      características dimensionais dos cabos, 158
      distância máxima entre os elementos de fixação de eletrodutos rígidos isolantes, 156
      distância máxima entre os elementos de fixação de eletrodutos rígidos metálicos, 155
  físico das subestações, 590
    subestação de alvenaria, 591
      aberturas de ventilação, 597
      altura de subestação, 596
      barramentos primários, 600
      iluminação, 600
      porta de acesso principal, 597
      posto de medição, 596
      posto de proteção, 596
      posto de transformação, 596
Disjuntor(es)
  de baixa tensão, 435, 470
    capacidade nominal de interrupção de curto-circuito, 437
    corrente nominal, 437
    principais elementos de proteção de um disjuntor, 435
      disparador magnético, 435
      disparador térmico compensado, 435
      disparador térmico simples, 435
      disparadores termomagnéticos não compensados, 437
    quanto ao tipo de construção, 435
      disjuntores abertos, 435
      disjuntores em caixa moldada, 435
      do elemento térmico, 470
    quanto ao tipo de operação, 471
      disjuntores limitadores de corrente, 470
      disjuntores somente magnéticos, 470
      disjuntores somente térmicos, 470
      disjuntores termomagnéticos, 471
    somente magnéticos, 436
    somente térmicos, 437
    tensão nominal, 470
    termomagnéticos, 436
    termomagnéticos limitadores, 435
    unidade sem ajuste ou regulação, 471
    unidades com ajuste externo, 471
      capacidade de interrupção ou de ruptura, 473
      proteção contra faltas na extremidade do circuito, 474
      proteção contra rotor bloqueado, 474
  de potência, 418
    características dos disjuntores a óleo, 419
Dispositivos
  de controle, 50
    aplicação das lâmpadas elétricas, 52
    características operacionais das lâmpadas, 51
    ignitores, 56
      derivação, 56
      paralelo, 57

série, 56
reatores, 50
eletromagnéticos, 53
eletrônicos, 54
starters, 55
de proteção e comando, determinação dos, 36

E

Eficiência
energética, 672
iluminação, 672
medidas de implementação a curto prazo, 673
luminosa, 42
Elementos de uma malha de terra, 543
aço
cobreado, 543
galvanizado, 543
condutor
de aterramento, 543
de proteção, 544
conexões, 543
conectores aparafusados, 544
conexão exotérmica, 544
eletrodos de terra, 543
Elevadores e escadas rolantes, 710
medidas de implementação
a curto prazo, 710
a médio e longo prazo, 710
Emissão
de poluentes, 788
emissão de gases da combustão, 790
material particulado, 791
óxido de carbono, 791
óxido de enxofre, 790
óxido de nitrogênio, 791
total das emissões, 791
motores a gás natural, 791
turbinas a gás natural, 792
motores a óleo diesel, 788
de ruídos, 792
Emitância, 44
Entrada de serviço, 578
ponto
de entrega, 579
subestação com entrada aérea, 579
subestação com entrada subterrânea, 579
de ligação, 578
ramal de ligação, 579
Equivalência de fluxo luminoso, 674
Espaços em construção, 166
Estação de geração para emergência, 603

F

Fator(es)
de correção de corrente, 142
agrupamento de cabos, 142
fatores de correção para cabos unipolares em planos espaçados, 143
fatores de correção para cabos unipolares em trifólio, 144
fatores de correção para temperaturas do solo, 143
resistividade térmica do solo, 144
fatores de correção para cabos tripolares ao ar livre, 145
temperatura ambiente, 142
de influência da resistividade do solo, 549
composição química, 549
temperatura, 550
umidade, 550
de potência, 176
causas do baixo fator de potência, 178
conceitos básicos, 176
determinação e correção do, 36
estimado, determinação do, 201
método analítico, 204, 206
método das potências medidas, 206
método do ciclo de carga operacional, 201
método dos consumos médios mensais, 205
faturamento da energia reativa excedente, 180
avaliação horária do fator de potência, 180
avaliação mensal do fator de potência, 183
legislação do fator de potência, 179
Flexibilidade, 1
Fluxo luminoso, 41, 58
absorção, 58
difusão, 58
louvers, 58
reflexão, 58
refração, 58
Fontes das correntes de curto-circuito, 229
distante dos terminais dos geradores, 231
componente
contínuo, 231
simétrico, 231
corrente
alternada de curto-circuito simétrica, 231
eficaz de curto-circuito simétrica permanente, 232
eficaz inicial de curto-circuito simétrica, 232
impulso da corrente de curto-circuito, 232
potência de curto-circuito simétrica, 232
nos terminais dos geradores, 230
reatância
síncrona, 230
subtransitória, 230
transitória, 230
Formas construtivas, 291
aspectos dimensionais, 291
normalizadas, 291
Formulação matemática das correntes de curto-circuito, 232
Fornos
a arco, 361
correção da flutuação de tensão, 379
instalação de compensador estático, 390
instalação de compensador síncrono, 384
instalação de compensadores série, 382
instalação de reator série, 379
instalação de reator série e compensador síncrono na barra, 387
direto, 363
cabos flexíveis, 365
cuba refratária, 364
eletrodos, 365
painel de comando, 366
transformador, 365
flutuação de tensão (*flicker*), 366
medição da severidade do *flicker*, 378
método da queda de tensão a baixas freqüências (método inglês), 368
método da UIE, 375
indireto, 362
submerso, 362
a resistência, 354
de aquecimento direto, 354
de aquecimento indireto, 355
características das ligas Cromel e Copel, 356
carga específica superficial, 355
determinação do diâmetro do fio resistor, 357
energia para elevar a temperatura dos metais, 356
potência desejada do forno, 356
propriedades dos materiais, 357
de indução, 359
a canal, 360
de cadinho, 361
para aquecimento de tarugos, 361
Funções
ANSI, 529
de um sistema de automação, 651
alarme, 652
armazenamento de informações históricas, 653
comando, 654
controle
de demanda máxima, 653
de freqüência, 653
de tensão, 653
do fator de potência, 653
desligamento seletivo de carga, 653
despacho de geração, 653
gráficos de tendência, 653
intertravamento, 652
medição, 654
monitoração, 652
oscilo perturbografia, 653
proteção, 652
reaceleração dos motores, 654
religamento, 653
segurança
durante a operação, 652
em condição de serviço, 652
seqüência de chaveamento, 652
supervisão, 654
Fusível(is), 480
comportamento do, perante a corrente de partida do motor, 486
correntes nominais dos fusíveis
diazed, 487
NH, 487
de baixa tensão, 441
capacidade de interrupção, 442
corrente nominal, 442
tensão nominal, 442
integral de Joule dos fusíveis
diazed, 488
NH, 488
limitadores de corrente, 420
capacidade de ruptura dos fusíveis limitadores, 424
corrente nominal, 422
correntes de interrupção, 422
de curto-circuito, 422
de sobrecarga, 422
nominais dos fusíveis para várias tensões, 423
dimensões das bases, 421
efeitos das correntes de curto-circuito, 424
capacitores de ruptura, 424
corrente dinâmica de curto-circuito, 424
corrente térmica de curto-circuito, 424
tensão nominal, 422
primários, 539
elos fusíveis, 539
fusíveis limitadores de corrente, 539
proteção
dos circuitos
terminais de motores, 485
de distribuição de aparelhos, 486
de distribuição de cargas mistas, 486
de distribuição de motores, 486
dos dispositivos de comando e de manobra, 487

G

Geração distribuída, 763
Gerência de bancos de dados, 650
de cadastro, 650
em tempo real, 650
históricos, 650
Gerenciamento de energia, 666
Graus de proteção, 12, 283

I

IHM, 642
Iluminação
de emergência, 92
banco de baterias, 93
alcalinas, 93
chumbo-ácidas, 93
chumbo-cálcio, 93
gerador auxiliar, 94
iluminamentos mínimos para, 92
sistema autônomo de emergência, 92
de exteriores, 87
iluminamento pelo valor médio, 89
fator de utilização para o iluminamento da pista, 90
fator de utilização para o iluminamento das calçadas, 90
iluminamento por ponto, 87
de interiores, 62

distribuição uniforme do iluminamento, 64
iluminâncias mínimas em lux, por tipo de atividade, 65
iluminâncias, 63
fatores determinantes da iluminância adequada, 64
iluminâncias para cada grupo de tarefa visual, 64
Iluminância, 41
Impedância(s) do sistema, 240
primário, 241
reduzida, 240
secundário, 241
Índice de reprodução de cores (IRC), 66
Inércia das massas, 299
carga
com conjugado constante, 299
com potência constante, 299
Instalação elétrica, 713
limpeza e conservação, 713
motivos de fugas de corrente, 713
proteção para a instalação, 713
recomendações gerais, 713
segurança, 713
Intensidade luminosa, 42
Interferências eletromagnéticas, 661
condução, 661
radiação, 661
sistemas fisicamente
centralizados, 661
distribuídos, 661

L

Lâmpadas
a vapor
de mercúrio, 48
de sódio, 49
metálico, 49
elétricas, 44
de descarga, 46
de luz mista, 45
halógenas de tungstênio, 45
incandescentes, 44
quanto ao desempenho, 44
quanto ao processo de emissão de luz, 44
fluorescentes, 46
Leitos, 163
Ligação
à terra, 603
dos capacitores em bancos, 226
em série, 226
paralela, 226
Linhas elétricas
enterradas, 168
tipos de, 108
Luminância, 43
Luminária(s), 57
características quanto à direção do fluxo luminoso, 57
direta, 57
geral-difusa, 57
indireta, 57
semidireta, 57
semi-indireta, 57
externa, 59
Luz, 40

M

Medição da resistência de terra, 574
precauções de segurança, 575
Medidor(es)
de energia, 411
de resistividade do solo, 576
Método(s)
das cavidades zonais, 72
distribuição das luminárias, 80
fator de depreciação do serviço da iluminação (F_{ds}), 76
das superfícies do ambiente devido à sujeira (F_s), 77
do fluxo luminoso da lâmpada (F_l), 79
do serviço da luminária (F_d), 76
fator de redução do fluxo luminoso por queima da lâmpada (F_q), 78
fator de utilização, 73
de avaliação e seleção do nível de proteção, 616
instalações de pára-raios em estruturas normais, 617
de proteção contra descargas atmosféricas, 620
método de cone com raio de geratriz definido pela altura do captor, 628
método de Franklin, 620
número de condutores de descida, 622
resistência da malha de terra, 623
seção do condutor, 623
zona de proteção, 621
método eletrogeométrico, 626
métodos de Faraday, 624
de referência, 107
ponto por ponto, 83
iluminamento
horizontal, 83
vertical, 84
Momento de inércia
da carga, 300
do motor, 300
Motofreio trifásico, 294
Motor(es)
de alto rendimento, 297, 690
tempo de retorno do investimento, 690
elétricos, 264, 687
assíncronos, 271
à prova de explosão, 283
à prova de intempéries, 282
classes de isolamento, 276
com ventilação forçada, 282
corrente nominal, 274
elevação de temperatura, 276
expectativa de vida útil, 275
fator de potência, 274
fator de serviço, 274
freqüência nominal, 274
perdas ôhmicas, 275
potência nominal, 271
tensão nominal, 273
ventilação, 280
avaliação da substituição de motores do tipo *standard* em subcarga, 689
análise operacional, 689
cálculo da energia mensal consumida, 689
avaliação do desperdício de energia, 688
combate ao desperdício, 688
curvas de desempenho, 687
de corrente alternada, 264
monofásicos de indução, 269
síncronos, 268
tipo universal, 270
trifásicos, 265
de corrente contínua, 264
desperdícios de energia elétrica, 687
potencial de economia de energia elétrica, 688
substituição dos motores, 688
tipo alto rendimento, 687

N

Nível de proteção, 608

O

Ofuscamento, 60

P

Painéis, 456
Paralelismo de transformadores, 600
distribuição de carga em transformadores em serviço, 601
Pára-raios, 394
centelhador série, 395
corpo de porcelana, 394
corrente
de descarga nominal, 394
subseqüente, 394
desligador automático, 395
freqüência nominal, 394
protetor contra sobrepressão, 395
resistores não-lineares, 394
tensão
disruptiva
à freqüência industrial, 394
de impulso atmosférico, 394
de impulso normalizada ($1,2 \times 50\ \mu_s$), 394
nominal, 394
residual, 394
Partida(s)
através de chave compensadora, 318
através de chaves estáticas, 318
acionamento em rampa de tensão, 319
comunicação de dados, 324
corrente
limitada de partida, 322
nominal da chave, 319
desaceleração em rampa de tensão, 321
economia de energia elétrica, 323
fator de potência, 325
proteção do motor, 323
pulso de tensão de partida, 322
tipos de ligação, 323
com contator em paralelo, 323
em partida seqüencial de vários motores, 323
normal, 323
para partida simultânea de vários motores, 324
através de reator, 326
de um motor, 310
influência sobre a demanda, 311
influência sobre o consumo, 310
freqüentes, 312
determinação do tempo da aceleração, 312
potência de perda
eficaz, 312
em regime normal, 312
nos enrolamentos durante a partida transformada em calor, 312
sobrelevação de temperatura nominal, 313
temperatura do motor devida ao ciclo de operação, 313
Planejamento, 36
Prateleiras, 163
Programas e protocolos, 648
Projeto
elétrico, 13
fator de carga, 14
controle automático da demanda, 16
reprogramação da operação das cargas, 16
fator de demanda, 14
fator de perda, 16
fator de simultaneidade, 16
tabela, 17
fator de utilização, 17
tabela, 17
industrial, 59
luminotécnico, 36
Proteção
contra contatos indiretos, 540
tensão de contato ou de toque, 540
tensão de passo, 540
limite da tensão de passo para um indivíduo no interior de uma malha de terra, 541
contra riscos de incêndio e explosão, 12
de baixa tensão, 459
dispositivos de proteção, 461
proteção à corrente diferencial-residual, 464
relés de sobrecarga, 466
relés térmicos de sobrecarga, 465
serviço de curta duração ou intermitente, 468
proteção contra as correntes
de curto-circuito, 460
de sobrecarga, 460
de motores elétricos, 507

circulação deficiente do meio refrigerante, 509
funcionamento com ausência de uma fase, 510
funcionamento com correntes desequilibradas, 510
redução da tensão de alimentação, 508
relé
digital de proteção multifunção, 508
falta de fase, 507
rotor bloqueado, 509
sobrecarga
contínua, 508
intermitente, 508
sondas térmicas e termistores, 508
temperatura ambiente elevada, 509
tensão de alimentação elevada, 509
variação da freqüência da rede, 509
de sistemas primários, 511
relé fluidodinâmico, 512
regulação, 513
relé de sobrecorrente estático, 513
ajuste da temporização, 516
características construtivas, 513
características elétricas, 514
corrente de ajuste na unidade temporizada, 515
corrente nominal do relé, 514
curva de tempo definido, 514
curva de temporização inversa, 516
dispositivos de saída, 514
de usinas termelétricas, 786
de medida do lado da rede pública de distribuição, 787
do lado da usina termelétrica, 786

Q

Quadros de distribuição
considerações gerais, 9
de circuitos terminais, localização dos, 3
geral, localização do, 3
Queda de tensão
em sistema
monofásico (F–N), 128
trifásico (3F ou 3F–N), 128
na partida dos motores elétricos de indução, 326
de um único motor, 327
simultânea de dois ou mais motores, 335

R

Radiações solares, 11
Raios, 11
Refletância, 44
Refrigeração, 708
medidas de implementação
a curto prazo, 708
armazenamento de produtos, 709
de longo prazo, 709
imediata, 708
Regime de funcionamento, 283
contínuo periódico com carga intermitente (S6), 285
de tempo limitado (S2), 284
intermitente
com frenagem elétrica (S5), 285
periódico (S3), 284
com partidas (S4), 284
S1, 283
Relé(s)
bimetálico de sobrecarga, 448
de Buchholz, 432
de sobrecorrente digitais, 524
curvas características de temporização, 525
extremamente inversa, 526
inversa longa, 527
muito inversa, 527
normalmente inversa, 526
representativa de IT, 527
primário de ação direta, 413
relés de sobrecorrente
eletromagnéticos, 416
estáticos, 416
fluidodinâmicos, 414
Resistência
de um sistema de aterramento, 544
elétrica do corpo humano, 11
Resistividade
aparente do solo (ρ_a), 550
do solo, 546
método de medição (método de Wenner), 547
térmica, 121

S

Seção
econômica de um condutor, 127
mínima do condutor
de proteção, 136
neutro, 134
de fase, 109
circuitos bifásicos simétricos (F–F–N), 112
circuitos monofásicos (F–N), 112
circuitos terminais para ligação de capacitores, 119
circuitos terminais para ligação de motores, 117
circuitos trifásicos, 115
critério da capacidade de condução de corrente, 110
fatores de correção de corrente, 119
Seletividade, 499
amperimétrica, 500
cronométrica, 500
disjuntor
de ação termomagnética em série com fusível, 504
em série com disjuntor, 504
fusível em
com disjuntor de ação termomagnética, 502
série com fusível, 501
lógica, 506
Sensores e controladores, 646
de fim de curso, 647
de nível, 646
de presença, 647
óptico, 647
Sistema(s)
coletor de óleo, 582
de aterramento, 98
IT, 105
TN, 99
-C, 103
C-S, 104
-S, 99
TT, 104
de base e valores por unidade, 235, 236
corrente base, 237
impedância
base, 237
por unidade ou *pu*, 237
de co-geração, 778
bottoming cycle, 785
motor
a ciclo diesel, 784
a gás natural, 783
produção
de água gelada e/ou ar frio, 779
de água quente, 778
de ar quente, 779
de dióxido de carbono, 779
de vapor, 778
topping cycle, 784
turbina a gás natural, 781
produção de energia elétrica e ar quente para processo, 782
produção de energia elétrica e vapor industrial, 781
produção de energia elétrica e vapor para refrigeração e água quente, 781
produção de energia elétrica, gás quente e água quente, 782
de distribuição, 96
sistema de condutores vivos, 96
monofásico a dois condutores (F–N), 97
monofásico a três condutores, 97
trifásico a cinco condutores (3F–N–T), 98
trifásico a quatro condutores (3F–N), 98
trifásico a três condutores (3F), 97
de iluminação externa, 59
de partida de motores, 315
partida através da chave estrela-triângulo, 316
desvantagens, 316
vantagens, 316
partida direta, 315
de proteção contra descargas atmosféricas – SPDA, 608
estruturas comuns, 608
captor, 609
condutor de descida, 611
conexão de medição, 615
eletrodo de terra, 612
isolador, 610
ligações eqüipotenciais, 613
mastro ou haste, 610
proximidades do SPDA com outras estruturas, 615
estruturas especiais, 615
chaminés com altura superior a 20 m, 616
chaminés construídas em chapa de aço, 615
estruturas contendo líquidos ou gases inflamáveis, 616
de supervisão e controle (SSC)
centralizado, 655
uso de relés
convencionais, 655
digitais, 657
distribuído, 657
uso de relés
convencionais, 657
digitais, 658
primário de distribuição interna, 6
radial com recurso, 6
radial simples, 6
primário de suprimento, 5
radial com recurso, 5
radial simples, 5
secundário de distribuição, 7
circuitos
de distribuição, 8
terminais de motores, 7
constituição dos circuitos terminais e de distribuição, 8
recomendações gerais sobre projeto de circuitos terminais e de distribuição, 8
Sobretensões de manobra, 343
SPDA, 611
Subestação, 577
central de transmissão, 577
de consumidor, 577
de instalação exterior, 589
classificação, 589
subestação aérea em plano elevado, 589
subestações de instalação no nível do solo, 589
de subtransmissão, 577
localização da, 4
metálica, 584
classificação, 584
com transformador com flanges laterais, 584
com transformador com flanges superior e lateral, 586
com transformador enclausurado em posto metálico em tela aramada, 586
transformador e demais equipamentos enclausurados em posto metálico em chapa de aço, 586
receptora de transmissão, 577
tipos de, 580
posto de proteção primária, 581
posto de transformação, 581
Substâncias corrosivas ou poluentes, presença de, 10
Superfícies internas das luminárias, 61
anodizada, 62
esmaltada, 61
pelicular, 62

T

Tarifa média de uma instalação industrial, 28
  horário
    de ponta de carga, 28
    fora de ponta de carga, 28
  período seco, 29
    grupo tarifário convencional, 31
    tarifa azul, 29
      tabela, 30
    tarifa convencional, 29
      tabela, 31
    tarifa de ultrapassagem, 29
    tarifa verde, 29
      tabela, 31
  período úmido, 28
Temperatura
  ambiente, 10, 119
  da cor, 66
Tempo
  de aceleração de um motor, 307
  de retorno do investimento, 671, 678
    retrofitting, 678
  de rotor bloqueado, 315
Terminação, 398
Terminal primário, 398
Termômetro simples, 432
  carregamento de transformadores, 433
Tipos de curto-circuito, 238
  bifásico, 238
  fase-terra, 239
  trifásico, 238
Tipos de ligação, 288
  em dupla tensão, 288
    em estrela, 288
  em tripla tensão nominal, 289
  em uma única tensão, 288
    em triângulo, 288
Transdutores, 644
  funções de configuração, 645
  transferência de medição, 646
Transformador(es)
  de corrente, 401
    do tipo
      barra, 402
      bucha, 403
      enrolado, 402
      janela, 402
      núcleo dividido, 403
    para serviço de medição, 403
      carga nominal, 403
      classe de exatidão, 403
      corrente dinâmica nominal, 404
      corrente primária nominal, 403
      corrente secundária nominal, 403
      corrente térmica nominal, 404
      fator térmico, 404
      polaridade, 404
    para serviço de proteção, 405
      características elétricas dos TCs de proteção, 405
      carga admissível, 406
      classe, 405
      classe A, 405
      classe B, 405
      classe de exatidão, 406
      corrente dinâmica, 407
      corrente térmica, 406
      fator de sobrecorrente, 405
      limite da corrente de curta duração, 406
  de potência, 425
    acessórios, 432
    carregamento, 431
    componentes percentuais da tensão nominal de curto-circuito, 427
    dados característicos de transformadores trifásicos, 428
    deslocamento angular, 430
    ligação de transformadores trifásicos, 431
    líquido isolante, 430
    potência nominal, 426
    regulação, 429
    tanque ou carcaça, 431
    tensão nominal, 426
      de curto-circuito, 427
  de potencial, 408
    características elétricas dos, 410
      carga nominal, 410
      cargas nominais padronizadas dos TPs, 410
      classe de exatidão, 410
      polaridade, 410
      potência térmica, 410
      tensão nominal primária, 410
      tensão nominal secundária, 410
      tensão suportável de impulso (TSI), 410
    cargas de aparelhos de medição, 409
Túneis, 167

U

USCA, 765
Usinas de geração, 718
  quanto ao tipo de combustível, 719
    biomassa, 721
    gás de processos industriais, 722
    gás natural, 721
    óleo diesel, 719
  quanto ao tipo de máquina primária, 722
    motor a ciclo diesel, 722
    motor a gás natural (ciclo Otto), 722
    turbina a gás natural, 724
    turbina a vapor, 728
Usinas termelétricas, 730
  a motor a gás natural, 745
    custos médios operacionais de usinas a motor a gás natural, 751
    custos operacionais, 747
    determinação da potência nominal, 747
    informações técnicas de unidades de geração a gás natural, 750
  com turbinas a gás natural, 756
    usinas de ciclo aberto, 756
      chaminé dos gases exaustos, 757
      gerador, 757
      tomada de gás, 757
      turbina a gás natural, 757
    usinas de ciclo combinado, 759
      determinação do consumo de gás, 761
      poder calorífico inferior, 762
      poder calorífico superior, 762
  motor com combustível líquido, 731
    de autoprodução, 732
    de co-geração, 734
    de emergência, 734
    determinação da potência nominal, 731
    informações técnicas, 733
    reatância dos geradores, 737

V

Valor(es)
  de partida dos motores, determinação dos, 36
  econômico, 682
    seção do condutor, 682
    seção econômica de um condutor, 682
  presente líquido, 671
Ventilação industrial, 706
Vibrações, 11
Voltímetro, 439

SUMÁRIO

1 ELEMENTOS DE PROJETO 1
- 1.1 Introdução 1
- 1.2 Normas Recomendadas 2
- 1.3 Dados para Elaboração do Projeto 2
- 1.4 Concepção do Projeto 3
- 1.5 Meio Ambiente 10
- 1.6 Graus de Proteção 12
- 1.7 Proteção contra Riscos de Incêndio e Explosão 12
- 1.8 Formulação de um Projeto Elétrico 13
- 1.9 Roteiro para Elaboração de um Projeto Elétrico Industrial 36
- 1.10 Simbologia 39

2 ILUMINAÇÃO INDUSTRIAL 40
- 2.1 Introdução 40
- 2.2 Conceitos Básicos 40
- 2.3 Lâmpadas Elétricas 44
- 2.4 Dispositivos de Controle 50
- 2.5 Luminárias 57
- 2.6 Iluminação de Interiores 62
- 2.7 Iluminação de Exteriores 87
- 2.8 Iluminação de Emergência 92

3 DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES ELÉTRICOS 95
- 3.1 Introdução 95
- 3.2 Fios e Cabos Condutores 95
- 3.3 Sistemas de Distribuição 96
- 3.4 Critérios Básicos para a Divisão de Circuitos 106
- 3.5 Circuitos de Baixa Tensão 107
- 3.6 Condutores de Média Tensão 138
- 3.7 Barramentos 145
- 3.8 Dimensionamentos de Condutos 155

4 FATOR DE POTÊNCIA 176
- 4.1 Introdução 176
- 4.2 Fator de Potência 176
- 4.3 Características Gerais dos Capacitores 185
- 4.4 Características Construtivas dos Capacitores 188
- 4.5 Características Elétricas dos Capacitores 192
- 4.6 Aplicações dos Capacitores-Derivação 193
- 4.7 Correção do Fator de Potência 212
- 4.8 Ligação dos Capacitores em Bancos 226

5 CURTO-CIRCUITO NAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS 228
5.1 Introdução 228
5.2 Análise das Correntes de Curto-Circuito 228
5.3 Sistema de Base e Valores por Unidade 235
5.4 Tipos de Curto-Circuito 238
5.5 Determinação das Correntes de Curto-Circuito 240
5.6 Contribuição dos Motores de Indução nas Correntes de Falta 255
5.7 Aplicação das Correntes de Curto-Circuito 258

6 MOTORES ELÉTRICOS 264
6.1 Introdução 264
6.2 Características Gerais dos Motores Elétricos 264
6.3 Motores Assíncronos Trifásicos com Rotor em Gaiola 271
6.4 Motofreio Trifásico 294
6.5 Motores de Alto Rendimento 297

7 PARTIDA DE MOTORES ELÉTRICOS DE INDUÇÃO 298
7.1 Introdução 298
7.2 Inércia das Massas 299
7.3 Conjugado 301
7.4 Tempo de Aceleração de um Motor 307
7.5 Tempo de Rotor Bloqueado 315
7.6 Sistema de Partida de Motores 315
7.7 Queda de Tensão na Partida dos Motores Elétricos de Indução 326
7.8 Contribuição da Carga na Queda de Tensão Durante a Partida de Motores de Indução 340
7.9 Escolha da Tensão Nominal de Motores de Potência Elevada 342
7.10 Sobretensões de Manobra 343
7.11 Controle de Velocidade de Motores de Indução 343

8 FORNOS ELÉTRICOS 354
8.1 Introdução 354
8.2 Fornos a Resistência 354
8.3 Fornos de Indução 359
8.4 Fornos a Arco 361

9 MATERIAIS ELÉTRICOS 392
9.1 Introdução 392
9.2 Elementos Necessários para Especificar 392
9.3 Materiais e Equipamentos 392

10 PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO 459
10.1 Introdução 459
10.2 Proteção dos Sistemas de Baixa Tensão 459
10.3 Proteção de Sistemas Primários 511

11 SISTEMAS DE ATERRAMENTO 540
11.1 Introdução 540
11.2 Proteção contra Contatos Indiretos 540
11.3 Aterramento dos Equipamentos 542
11.4 Elementos de uma Malha de Terra 543
11.5 Resistividade do Solo 546
11.6 Cálculo da Malha de Terra 553

11.7 Cálculo de um Sistema de Aterramento com Eletrodos Verticais 570
11.8 Medição da Resistência de Terra de um Sistema de Aterramento 574
11.9 Medidor de Resistividade do Solo 576

12 PROJETO DE SUBESTAÇÃO DE CONSUMIDOR 577
12.1 Introdução 577
12.2 Partes Componentes de uma Subestação de Consumidor 578
12.3 Tipos de Subestação 580
12.4 Dimensionamento Físico das Subestações 590
12.5 Paralelismo de Transformadores 600
12.6 Estação de Geração para Emergência 603
12.7 Ligações à Terra 603

13 PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 605
13.1 Introdução 605
13.2 Considerações sobre a Origem dos Raios 605
13.3 Orientações para Proteção do Indivíduo 607
13.4 Classificação das Estruturas Quanto ao Nível de Proteção 608
13.5 Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas – SPDA 608
13.6 Método de Avaliação e Seleção do Nível de Proteção 616
13.7 Métodos de Proteção contra Descargas Atmosféricas 620

14 AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL 633
14.1 Introdução 633
14.2 Definições 634
14.3 Unidade de Aquisição de Dados (UAD) 636
14.4 Interface com o Processo 643
14.5 Programas e Protocolos 648
14.6 Automação de Subestações de Potência 651
14.7 Automação de Processos Industriais 663
14.8 Automação de Gerenciamento de Energia 666

15 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA 670
15.1 Introdução 670
15.2 Cálculo Econômico 671
15.3 Ações de Eficiência Energética 672

16 USINAS DE GERAÇÃO INDUSTRIAL 717
16.1 Introdução 717
16.2 Características das Usinas de Geração 718
16.3 Dimensionamento de Usinas Termelétricas 730
16.4 Geração Distribuída 763
16.5 Sistema de Co-Geração 778
16.6 Proteção de Usinas Termelétricas 786
16.7 Emissão de Poluentes 788
16.8 Emissão de Ruídos 792

APÊNDICE EXEMPLO DE APLICAÇÃO 793
1 Divisão da Carga em Blocos 794
2 Localização dos Quadros de Distribuição 794
3 Localização do Quadro de Distribuição Geral 794
4 Localização da Subestação 794
5 Definição do Sistema de Distribuição 794

6 Determinação da Demanda Prevista 794
6.1 Cálculo da Iluminação 794
6.2 Cálculo da Demanda Prevista 804
7 Determinação da Potência da Subestação 809
8 Fator de Potência 809
8.1 Cálculo do Fator de Potência Previsto 809
8.2 Cálculo da Correção do Fator de Potência 810
8.3 Potência Nominal do Banco de Capacitores 810
9 Determinação da Seção dos Condutores e Eletrodutos 810
9.1 Circuitos Terminais de Iluminação e Tomadas 810
9.2 Circuitos Terminais dos Motores 814
9.3 Circuitos de Distribuição dos CCMs e QDLs 821
9.4 Circuito de Alimentação do QGF 829
10 Determinação da Impedância dos Circuitos 830
10.1 Sistema de Alimentação da Instalação Industrial 830
10.2 Transformador de Força 830
10.3 Circuitos TR1-QGF ou TR2-QGF 831
10.4 Impedância Paralela dos Dois Transformadores e Seus Respectivos Circu
10.5 Barramentos do QGF 832
10.6 Impedância Acumulada até os Terminais de Saída do QGF 833
10.7 QGF-QDL1 833
10.8 QGF-QDL2 834
10.9 QGF-QDL3 836
10.10 QGF-QDL4 837
10.11 QGF-QDL5 838
10.12 QGF-QDL6 839
10.13 QGF-CCM1 840
10.14 QGF-CCM2 841
10.15 QGF-CCM3 842

Bibliografia 907

Índice 909

Folheto (acompanha o livro)

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS

7.ª EDIÇÃO

JOÃO MAMEDE FILHO

Engenheiro eletricista

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1988-1990)

Ex-Diretor de Operação da Companhia Energética do Ceará — Coelce (1991-1994)

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1995-1998)

Ex-Presidente do Comitê Coordenador de Operações do Norte-Nordeste — CCON

Ex-Presidente da Nordeste Energia S.A. — Nergisa (1999-2000)

Atual Presidente da CPE — Consultoria e Projetos Elétricos

Professor de Eletrotécnica Industrial da Universidade de Fortaleza — Unifor (desde 1979)

LTC
EDITORA

CAPÍTULO 1

ELEMENTOS DE PROJETO

1.1 INTRODUÇÃO

A elaboração do projeto elétrico de uma instalação industrial deve ser precedida do conhecimento dos dados relativos às condições de suprimento e das características funcionais da indústria em geral. Normalmente, o projetista recebe do cliente um conjunto de plantas da indústria, contendo, no mínimo, os seguintes detalhes:

a) Planta de situação
Tem a finalidade de situar a obra no contexto urbano.

b) Planta baixa de arquitetura do prédio
Contém toda a área de construção, indicando com detalhes divisionais os ambientes de produção industrial, escritórios, dependências em geral e outros que compõem o conjunto arquitetônico.

c) Planta baixa do arranjo das máquinas (*layout*)
Contém a projeção aproximada de todas as máquinas, devidamente posicionadas, com a indicação dos motores a alimentar e dos respectivos painéis de controle.

d) Plantas de detalhes

Devem conter todas as particularidades do projeto de arquitetura que venham a contribuir na definição do projeto elétrico, tais como:

- vistas e cortes no galpão industrial;
- detalhes sobre a existência de pontes rolantes no recinto de produção;
- detalhes de colunas e vigas de concreto ou outras particularidades de construção;
- detalhes de montagem de certas máquinas de grandes dimensões.

O conhecimento desses e de outros detalhes possibilita ao projetista elaborar corretamente um excelente projeto executivo.

É importante, durante a fase de projeto, conhecer os planos expansionistas dos dirigentes da empresa e, se possível, obter detalhes de aumento efetivo da carga a ser adicionada, bem como o local de sua instalação.

Qualquer projeto elétrico de instalação industrial deve considerar os seguintes aspectos:

a) Flexibilidade
É a capacidade de admitir mudanças na localização das máquinas e equipamentos sem comprometer seriamente as instalações existentes.

b) Acessibilidade
Exprime a facilidade de acesso a todas as máquinas e equipamentos de manobra.

c) Confiabilidade
Representa o desempenho do sistema quanto às interrupções temporárias e permanentes, bem como assegura proteção à integridade física daqueles que o operam.

d) Continuidade
O projeto deve ser desenvolvido de forma que a instalação tenha o mínimo de interrupção total ou em qualquer um de seus circuitos. Para isso, muitas vezes faz-se necessária alguma redundância de alimentação da indústria ou de qualquer um dos setores de produção.

O projetista, sem ser especialista no ramo de atividade da indústria que projeta, deve conhecer o funcionamento de todo o complexo industrial, pois isto lhe possibilita um melhor planejamento das instalações elétricas.

Neste capítulo serão abordados diversos assuntos, todos relacionados ao planejamento de um projeto de instalação elétrica industrial.

1.2 NORMAS RECOMENDADAS

Todo e qualquer projeto deve ser elaborado com base em documentos normativos que, no Brasil, são de responsabilidade da ABNT — Associação Brasileira de Normas e Técnicas. Cabe, também, seguir as normas particulares das concessionárias de serviço público responsáveis pelo suprimento de energia elétrica da área onde se acha localizada a indústria. Estas normas, em geral, não colidem com as da ABNT, porém indicam ao projetista as condições mínimas exigidas para que se efetue o fornecimento de energia à indústria, dentro das particularidades inerentes a cada empresa.

A *Coelce — Companhia Energética do Ceará*, concessionária exclusiva do Estado do Ceará, possui um conjunto de normas técnicas que cobre todo tipo de fornecimento de energia elétrica para os vários níveis de tensão de suprimento.

Existem também normas estrangeiras de grande valia para consultas, como, por exemplo, a norte-americana NEC — National Electrical Code.

A adoção de normas, além de ser uma exigência técnica profissional, conduz a resultados altamente positivos no desempenho operacional das instalações, garantindo-lhes segurança e durabilidade.

1.3 DADOS PARA ELABORAÇÃO DO PROJETO

O projetista, além das plantas anteriormente mencionadas, deve conhecer os seguintes dados:

1.3.1 Condições de Fornecimento de Energia Elétrica

Cabe à concessionária local prestar ao interessado as informações que lhe são pertinentes, quais sejam:

- garantia de suprimento da carga, dentro de condições satisfatórias;
- variação da tensão de suprimento;
- tensão de fornecimento;
- tipo de sistema de suprimento: radial, radial com recurso etc.;
- capacidade de curto-circuito atual e futuro do sistema;
- impedância reduzida no ponto de suprimento.

1.3.2 Características das Cargas

Estas informações podem ser obtidas diretamente do responsável pelo projeto técnico industrial, ou por meio do manual de especificações dos equipamentos. Os dados principais são:

a) Motores
- potência;
- tensão;
- corrente;
- freqüência;
- número de pólos;
- número de fases;
- ligações possíveis;
- regime de funcionamento.

b) Fornos a arco
- potência do forno;
- potência de curto-circuito do forno;
- potência do transformador do forno;
- tensão;

- freqüência;
- fator de severidade.

c) Outras cargas
Aqui ficam caracterizadas cargas singulares que compõem a instalação, tais como máquinas acionadas por sistemas computadorizados, cuja variação de tensão permitida seja mínima e, por isso, requerem circuitos alimentadores exclusivos ou até transformadores próprios — aparelhos de raios X industrial e muitas outras cargas tidas como especiais que devem merecer um estudo particularizado por parte do projetista.

1.4 CONCEPÇÃO DO PROJETO

Esta fase do projeto requer muita experiência profissional do projetista. Com base nas suas decisões, o projeto tomará forma e corpo que conduzirão ao dimensionamento dos materiais e equipamentos, estabelecimento da filosofia de proteção e coordenação, entre outros.

De uma forma geral, a título de orientação, podem-se seguir os passos apontados como metodologia racional para a concepção do projeto elétrico.

1.4.1 Divisão da Carga em Blocos

Com base na planta baixa com a disposição das máquinas, deve-se dividir a carga em blocos. Cada bloco de carga deve corresponder a um quadro de distribuição terminal com alimentação e proteção individualizadas.

A escolha dos blocos, a princípio, é feita considerando-se os setores individuais de produção, bem como a grandeza de cada carga de que são constituídos, para avaliação da queda de tensão. Como setores individuais de produção, cita-se o exemplo de uma indústria de fiação em que se pode dividir a carga em blocos correspondentes aos setores de batedores, de filatórios, de cardas etc. Quando um determinado setor ocupa uma área de grandes dimensões, pode ser dividido em dois blocos de carga, dependendo da queda de tensão a que estes ficariam submetidos afastados do centro de comando, caso somente um deles fosse adotado para suprimento de todo o setor.

Também quando um determinado setor de produção está instalado em recinto fisicamente isolado de outros setores, deve-se tomá-lo como bloco de carga individualizado.

Cabe aqui considerar que podem ser agrupados vários setores de produção num só bloco de cargas, desde que a queda de tensão nos terminais das mesmas seja permissível. Isto se dá, muitas vezes, quando da existência de máquinas de pequena potência.

1.4.2 Localização dos Quadros de Distribuição de Circuitos Terminais

Os quadros de distribuição de circuitos terminais devem ser localizados em pontos que satisfaçam, em geral, as seguintes condições:

a) No centro de carga
Isso nem sempre é possível, pois o centro de carga muitas vezes se acha num ponto físico inconveniente do bloco de carga.
b) Próximo à linha geral dos dutos de alimentação
c) Afastado da passagem sistemática de funcionários
d) Em ambientes bem iluminados
e) Em locais de fácil acesso
f) Em locais não sujeitos a gases corrosivos, inundações, trepidações, etc.
g) Em locais de temperatura adequada.

Os quadros de distribuição normais são designados neste livro como Centro de Controle de Motores (CCM), quando nestes forem instalados componentes de comandos de motores. São denominados Quadros de Distribuição de Luz (QDL), quando contêm componentes de comando de iluminação.

1.4.3 Localização do Quadro de Distribuição Geral

Deve ser localizado, de preferência, na subestação ou em área contígua a esta. De uma maneira geral, deve ficar próximo às unidades de transformação a que está ligado.

É também denominado, neste livro, Quadro Geral de Força (QGF) o quadro de distribuição geral que contém os componentes projetados para seccionamento, proteção e medição dos circuitos de distribuição, ou, em alguns casos, de circuitos terminais.

1.4.4 Localização da Subestação

É comum o projetista receber as plantas já com a indicação do local da subestação. Nestes casos, a escolha é feita em função do arranjo arquitetônico da construção. Pode ser também uma decisão visando à segurança da indústria, principalmente quando o seu produto é de alto risco. Porém, nem sempre o local escolhido é tecnicamente o mais adequado, ficando a subestação central, às vezes, muito afastada do centro de carga, acarretando alimentadores longos e de seção elevada. Estes casos são mais freqüentes quando a indústria é constituída de um único prédio e é prevista uma subestação abrigada em alvenaria.

As indústrias formadas por duas ou mais unidades de produção, localizadas em galpões fisicamente separados, conforme ilustrado na Figura 1.1, permitem maior flexibilidade na escolha do local tecnicamente apropriado para a subestação.

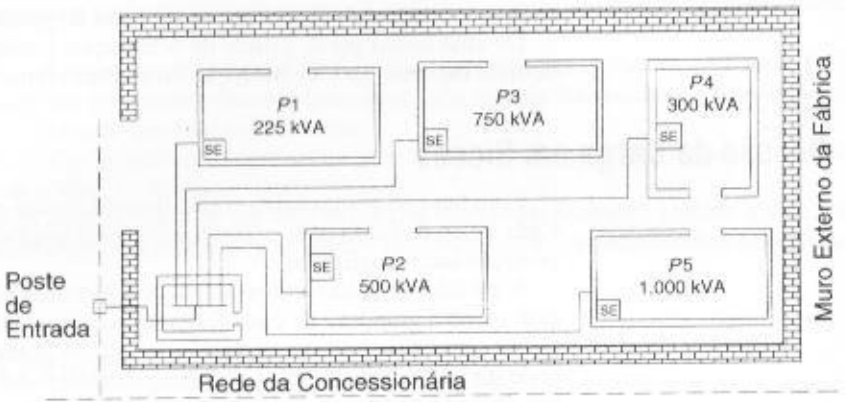


FIGURA 1.1
Indústria formada por diversos galpões

Em tais casos, é necessário localizar próximo à via pública a cabine de medição que contém os equipamentos e instrumentos de medida de energia de propriedade da concessionária. Essa distância varia de empresa para empresa. Contígua ao posto de medição deve ser localizada a Posto de Proteção Geral (PPG) de onde derivam os alimentadores primários para uma ou mais subestações localizadas próximo ao centro de carga.

O processo para localização do centro de carga, que deve corresponder a uma subestação, é definido pelo cálculo do baricentro dos pontos considerados como de carga puntiforme e correspondentes à potência demandada de cada pavilhão com suas respectivas distâncias à origem, no caso o posto de proteção geral, conforme as Equações (1.1) e (1.2). O esquema de coordenadas da Figura 1.2 refere-se à indústria representada na Fig. 1.1.

$$X = \frac{X_1 \times P_1 + X_2 \times P_2 + X_3 \times P_3 + X_4 \times P_4 + X_5 \times P_5}{P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5} \tag{1.1}$$

$$Y = \frac{Y_1 \times P_1 + Y_2 \times P_2 + Y_3 \times P_3 + Y_4 \times P_4 + Y_5 \times P_5}{P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5} \tag{1.2}$$

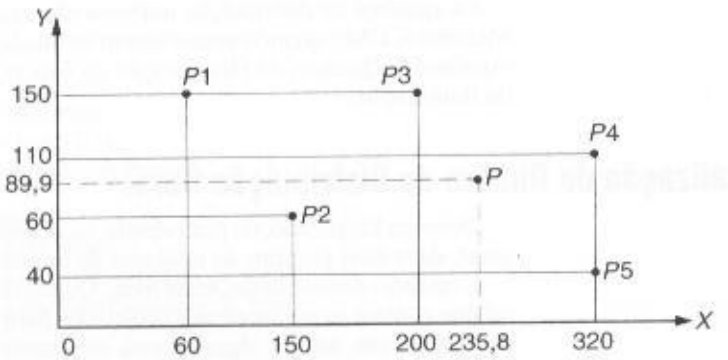


FIGURA 1.2
Coordenadas para se determinar o centro de carga

Para exemplificar, considere as potências e as distâncias indicadas nas Figuras 1.1 e 1.2.

$$X = \frac{60 \times 225 + 150 \times 500 + 200 \times 750 + 320 \times 300 + 320 \times 1.000}{225 + 500 + 750 + 300 + 1.000} \rightarrow X = 235{,}8 \text{ m}$$

$$Y = \frac{40 \times 1.000 + 60 \times 500 + 110 \times 300 + 150 \times 225 + 150 \times 750}{225 + 500 + 750 + 300 + 1.000} \rightarrow Y = 89{,}8 \text{ m}$$

As coordenadas X e Y indicam o local adequado da subestação, relativamente do ponto de vista da carga. O local exato, porém, deve ser decidido tomando-se como base outros parâmetros, tais como proximidade de depósitos de materiais combustíveis, sistemas de resfriamento de água, arruamento interno, entre outros.

A escolha do número de subestações unitárias deve ser baseada nas seguintes considerações:

- quanto menor a potência da subestação, maior é o custo do kVA instalado;
- quanto maior é o número de subestações unitárias, maior é a quantidade de condutores primários;
- quanto menor é o número de subestações unitárias, maior é a quantidade de condutores secundários dos circuitos de distribuição.

Daí, pode-se concluir que é necessário analisar os custos das diferentes opções, a fim de se determinar a solução mais econômica. Estudos realizados indicam que as subestações unitárias com potências compreendidas entre 750 e 1.000 kVA são economicamente mais convenientes.

1.4.5 Definição dos Sistemas

1.4.5.1 Sistema primário de suprimento

A alimentação de uma indústria é, na grande maioria dos casos, de responsabilidade da concessionária de energia elétrica. Por isso, o sistema de alimentação quase sempre fica limitado às disponibilidades das linhas de suprimento existentes na área do projeto. Quando a indústria é de certo porte e a linha de produção exige uma elevada continuidade de serviço, faz-se necessário realizar investimentos adicionais, buscando recursos alternativos de suprimento, tais como a construção de um novo alimentador ou a aquisição de geradores de emergência.

As indústrias, em geral, são alimentadas por um dos seguintes tipos de sistema:

a) Sistema radial simples

É aquele em que o fluxo de potência tem um sentido único da fonte para a carga. É o tipo mais simples de alimentação industrial e também o mais utilizado. Apresenta, porém, baixa confiabilidade, devido à falta de recurso para manobra quando da perda do circuito de distribuição geral ou alimentador. Em compensação, apresenta menor custo quando comparado a outros sistemas, por conter somente equipamentos convencionais e de larga utilização. A Figura 1.3 exemplifica este tipo de sistema.

b) Sistema radial com recurso

É aquele em que o sentido do fluxo de potência pode variar de acordo com as condições de carga do sistema.

Dependendo da posição das chaves interpostas nos circuitos de distribuição, conforme a Figura 1.4, e do seu poder de manobra, este sistema pode ser operado como:

- sistema radial em anel aberto;
- sistema radial seletivo.

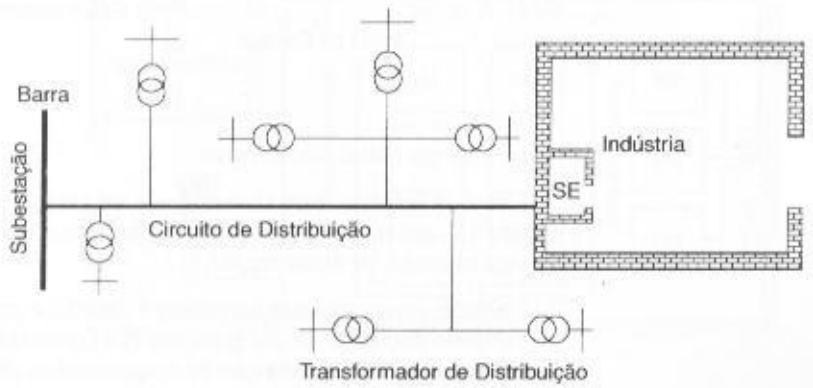


FIGURA 1.3
Esquema de sistema radial simples

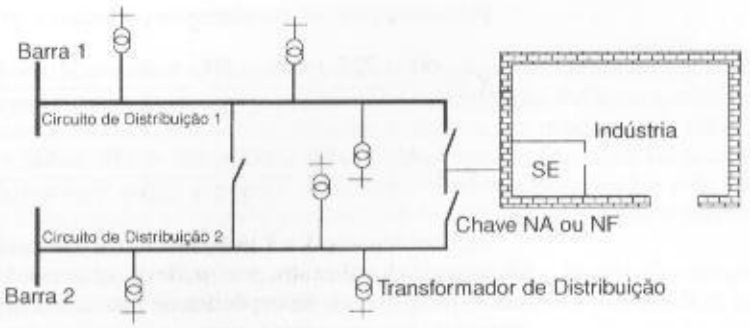


FIGURA 1.4
Esquema de sistema radial com recurso

Esses sistemas apresentam uma maior confiabilidade, pois a perda eventual de um dos circuitos de distribuição ou alimentador não deve afetar a continuidade de fornecimento, exceto durante o período de manobra das chaves, caso estas sejam manuais e o sistema opere na configuração radial.

Os sistemas com recurso apresentam custos elevados, devido ao emprego de equipamentos mais caros e, sobretudo, pelo dimensionamento dos circuitos de distribuição que devem ter capacidade individual suficiente para suprir as cargas sozinhos quando da saída de um deles. Esses sistemas podem ser alimentados de uma ou mais fontes de suprimento da concessionária, o que, no segundo caso, melhorará a continuidade de fornecimento. Diz-se que o sistema de distribuição trabalha em primeira contingência quando a perda de um alimentador de distribuição não afeta o suprimento de energia. Semelhantemente, num sistema que trabalha em segunda contingência, a perda de dois alimentadores de distribuição não afeta o suprimento da carga. Conseqüentemente, quanto mais elevada é a contingência de um sistema, maior o seu custo.

1.4.5.2 Sistema primário de distribuição interna

Quando a indústria possui duas ou mais subestações alimentadas de um ponto de suprimento da concessionária, conforme visto anteriormente, pode-se proceder à energização destas subestações utilizando-se um dos seguintes esquemas:

a) Sistema radial simples

Já definido anteriormente, pode ser traçado conforme a Figura 1.5.

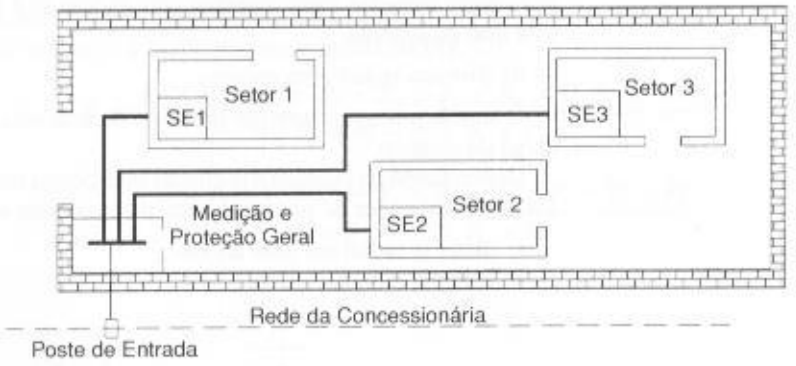


FIGURA 1.5
Exemplo de distribuição de sistema radial simples

b) Sistema radial com recurso

Como já definido, este sistema pode ser projetado de acordo com a ilustração apresentada na Figura 1.6, em que os pontos de consumo setoriais possuem alternativas de suprimento através de dois circuitos de alimentação.

Cabe observar que cada barramento das SEs é provido de desligamento automático ou manual, podendo encontrar-se nas posições NA (normalmente aberto) ou NF (normalmente fechada), conforme a melhor distribuição da carga nos dois alimentadores.

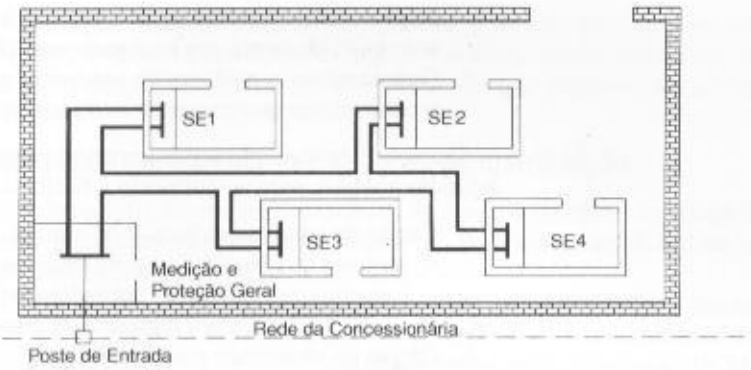


FIGURA 1.6
Exemplo de distribuição de sistema primário radial com recurso

1.4.5.3 Sistema secundário de distribuição

A distribuição secundária em baixa tensão numa instalação industrial pode ser dividida em:

1.4.5.3.1 Circuitos terminais de motores

Numa definição mais elementar, o circuito terminal de motores consiste em dois ou três condutores (motores monofásicos ou bifásicos e trifásicos) conduzindo corrente numa dada tensão, desde um dispositivo de proteção até o ponto de utilização. A Figura 1.7 mostra o traçado de um circuito terminal de motor.

Os circuitos terminais de motores devem obedecer a algumas regras básicas, ou seja:

- Conter um dispositivo de seccionamento na sua origem para fins de manutenção. O seccionamento deve desligar tanto o motor como o seu dispositivo de comando. Podem ser utilizados:
  - seccionadores;
  - interruptores;
  - disjuntores;
  - contatores;
  - fusíveis com terminais apropriados para retirada sob tensão;
  - tomada de corrente.
- Conter um dispositivo de proteção contra curto-circuito na sua origem.
- Conter um dispositivo de comando capaz de impedir uma partida automática do motor devido à queda ou falta de tensão, se a partida for capaz de provocar perigo. Neste caso, recomenda-se a utilização de contatores.
- Conter um dispositivo de acionamento do motor, de forma a reduzir a queda de tensão na partida a um valor igual ou inferior a 10%, ou em conformidade com as exigências da carga.
- De preferência, cada motor deve ser alimentado por um circuito terminal individual.
- Quando um circuito terminal alimentar mais de um motor ou outras cargas, os motores devem receber proteção de sobrecarga individual. Neste caso, a proteção contra curtos-circuitos deve ser feita por um dispositivo único localizado no início do circuito terminal capaz

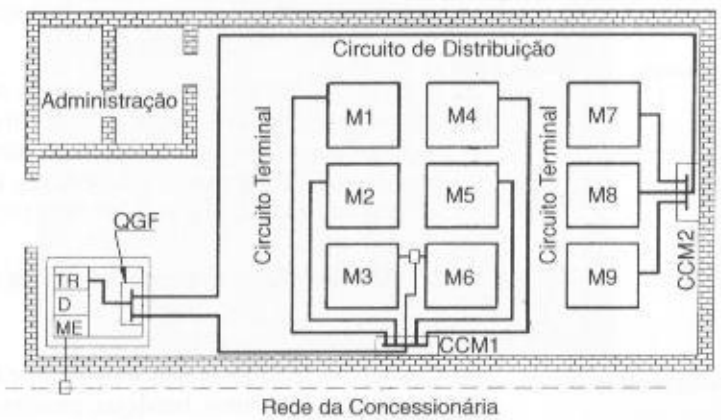


FIGURA 1.7
Exemplo de distribuição de sistema secundário

de proteger os condutores de alimentação do motor de menor corrente nominal e que não atue indevidamente sob qualquer condição de carga normal do circuito.
- Quanto maior a potência de um motor alimentado por um circuito terminal individual, é recomendável que cargas de outra natureza sejam alimentadas por outros circuitos.

São consideradas aplicações normais, para as finalidades das prescrições que se seguem, as definidas a seguir, para atendimento à NBR 5410/2004, ou seja:

- Cargas de natureza industrial ou similar
  - motores de indução de gaiola trifásico, de potência nominal não-superior a 150 kW (200 cv), com características normalizadas conforme NBR 7094;
  - cargas acionadas em regime S1 e com características de partida conforme a NBR 7094.
- Cargas residenciais e comerciais
  - motores de potência inicial não superior a 1,5 kW (2 cv) constituindo parte integrante de aparelhos eletrodomésticos e eletroprofissionais.

1.4.5.3.2 Circuitos de distribuição

Compreende-se por circuitos de distribuição, também chamados neste livro de alimentadores, os condutores que derivam do Quadro Geral de Força (QGF) e alimentam um ou mais centros de comando (CCM e QDL).

Os circuitos de distribuição devem ser protegidos no ponto de origem por disjuntores ou fusíveis de capacidade adequada à carga e às correntes de curto-circuito.

Os circuitos de distribuição devem dispor, no ponto de origem, de um dispositivo de seccionamento, dimensionado para suprir a maior demanda do centro de distribuição e proporcionar condições satisfatórias de manobra.

1.4.5.3.3 Recomendações gerais sobre projeto de circuitos terminais e de distribuição

No Capítulo 3, discute-se a metodologia de cálculo da seção dos condutores dos circuitos terminais e de distribuição. Mas aqui são fornecidas algumas considerações práticas a respeito do seu projeto:

- a menor seção transversal de um condutor para circuitos terminais de motor e de tomadas é de 2,5 mm^2;
- a menor seção transversal de um condutor para circuitos terminais de iluminação ou de alimentação de outras cargas é de 1,5 mm^2;
- não devem ser utilizados condutores com seção superior a 2,5 mm^2 em circuitos terminais de iluminação e tomadas de uso geral;
- deve-se prever, se possível, uma capacidade reserva nos circuitos de distribuição que vise ao aparecimento de futuras cargas na instalação;

Neste caso, não há condutores ligados, porém há também que se prever folga suficiente nos dutos para acomodação dos circuitos-reserva;

- devem-se dimensionar circuitos de distribuição distintos para luz e força;
- deve-se dimensionar um circuito de distribuição distinto para cada carga com capacidade igual ou superior a 10 A.

Nesse caso, deve-se admitir um circuito individual para cada uma das seguintes cargas: chuveiro elétrico, aparelho de ar condicionado, torneira elétrica, máquina de lavar roupa, máquina de lavar louça, apenas para citar alguns.

- as cargas devem ser distribuídas o mais uniformemente possível entre as fases;
- a iluminação, de preferência, deve ser dividida em vários circuitos terminais;
- o comprimento dos circuitos parciais para iluminação deve ser limitado em 30 m. Podem ser admitidos comprimentos superiores, desde que a queda de tensão seja compatível com os valores estabelecidos pela NBR 5410/2004 e apresentados no Capítulo 3.

1.4.5.3.4 Constituição dos circuitos terminais e de distribuição

São constituídos de:

a) Condutores isolados, cabos unipolares e multipolares.
b) Condutos: eletrodutos, bandejas, prateleiras, escada para cabos etc.

A aplicação de quaisquer dos condutos utilizados pelo projetista deve ser acompanhado de uma análise dos meios ambientes nos quais serão instalados, conforme será discutido na Seção 1.5.

O dimensionamento dos condutos deve ser feita segundo o que prescreve o Capítulo 3.

1.4.5.4 Considerações gerais sobre os quadros de distribuição

Os quadros de distribuição devem ser construídos de modo a satisfazer as condições do ambiente em que serão instalados, bem como apresentar um bom acabamento, rigidez mecânica e disposição apropriada nos equipamentos e instrumentos.

Os quadros de distribuição — QGF, CCM e QDL — instalados abrigados e em ambiente de atmosfera normal devem, em geral, apresentar grau de proteção IP-40, característico de execução normal. Em ambientes de atmosfera poluída, devem apresentar grau de proteção IP-54. Estes são vedados e não devem possuir instrumentos e botões de acionamento fixados exteriormente.

As principais características dos quadros de distribuição são:

- tensão nominal;
- corrente nominal (capacidade do barramento principal);
- resistência mecânica aos esforços de curto-circuito para o valor de crista;
- grau de proteção;
- acabamento (revestido de proteção e pintura final).

Deve-se prever circuito de reserva nos quadros de distribuição, de forma a satisfazer os seguintes critérios determinados pela NBR 5410/2004.

- quadros de distribuição com até 6 circuitos: espaço para no mínimo dois circuitos de reserva;
- quadros de distribuição contendo de 7 a 12 circuitos: espaço para no mínimo três circuitos;
- geradores de distribuição contendo de 13 a 30 circuitos: espaço para no mínimo quatro circuitos;
- quadros de distribuição contendo acima de 30 circuitos: espaço reserva para uso no mínimo 15% dos circuitos existentes.

As chapas dos quadros de distribuição devem sofrer tratamento adequado, a fim de prevenir os efeitos nefastos da corrosão. As técnicas de tratamento de chapas e aplicação de revestimentos protetores e decorativos devem ser estudadas em literatura específica. A Figura 1.8 mostra em detalhes o interior de um quadro de distribuição e os diversos componentes elétricos instalados.

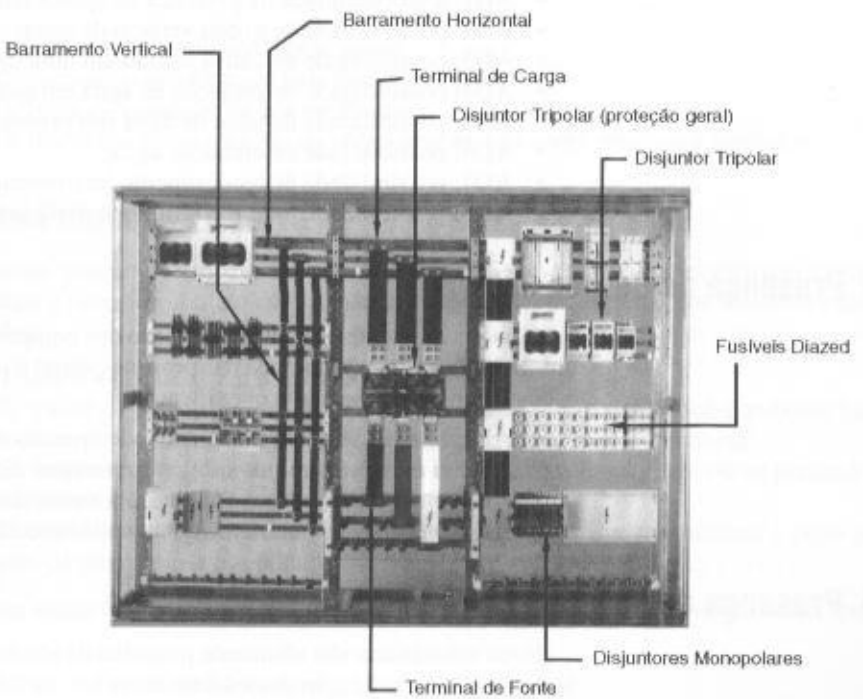


FIGURA 1.8
Quadro de distribuição

1.5 MEIO AMBIENTE

Todo projeto de uma instalação elétrica deve levar em consideração as particularidades das influências externas, tais como temperatura, altitude, raios solares, entre outros aspectos. Para classificar estes ambientes, a NBR 5410/2004 estabelece uma codificação específica através de uma combinação de letras e números. As tabelas organizadas, classificando as influências externas, podem ser consultadas diretamente na norma brasileira anteriormente mencionada. Sumariamente, essas influências externas podem ser assim classificadas.

1.5.1 Temperatura Ambiente

Todo material elétrico, notadamente os condutores, sofrem grandes influências no seu dimensionamento em função da temperatura a que são submetidos. A temperatura ambiente a ser considerada para um determinado componente é a temperatura local onde ele deve ser instalado, resultante da influência de todos os demais componentes situados no mesmo local e em funcionamento, sem levar em consideração a contribuição térmica do componente considerado.

A seguir estão indicados os códigos, a classificação e as características dos meios ambientes:

- AA1: frigorífico: −60°C a +5°C;
- AA2: muito frio: −40°C a +5°C;
- AA3: frio: −25°C a +5°C;
- AA4: temperado: −5°C a +40°C;
- AA5: quente: +5°C a +40°C;
- AA6: muito quente: +5°C a +60°C;

1.5.2 Altitude

Devido à rarefação do ar, em altitudes superiores a 1.000 m alguns componentes elétricos, tais como motores e transformadores, merecem considerações especiais no seu dimensionamento. A classificação da NBR 5410/2004 é:

- AC1: baixa $\leq$ 2.000 m;
- AC2: alta $>$ 2.000 m.

1.5.3 Presença de Água

A presença de umidade e água é fator preocupante na seleção de equipamentos elétricos. A classificação é:

- AD1: a probabilidade de presença de água é desprezível;
- AD2: possibilidade de queda vertical de água;
- AD3: possibilidade de chuva caindo em uma direção em ângulo de 60° com a vertical;
- AD4: possibilidade de projeção de água em qualquer direção;
- AD5: possibilidade de jatos de água sob pressão em qualquer direção;
- AD6: possibilidade de ondas de água;
- AD7: possibilidade de recobrimento intermitente, parcial ou total de água;
- AD8: possibilidade total recobrimento por água de modo permanente.

1.5.4 Presença de Corpos Sólidos

A poeira ambiente prejudica a isolação dos equipamentos, principalmente quando associada à umidade. Também a segurança das pessoas quanto à possibilidade de contato acidental implica o estabelecimento da seguinte classificação:

- AE1: não existe nenhuma quantidade apreciável de poeira ou de corpos estranhos.
- AE2: presença de corpos sólidos cuja menor dimensão é igual ou superior a 2,5 m.
- AE3: presença de corpos sólidos cuja menor dimensão é igual ou inferior a 1 mm.
- AE4: presença de poeira em quantidade apreciável.

1.5.5 Presença de Substâncias Corrosivas ou Poluentes

Estas substâncias são altamente prejudiciais aos materiais elétricos em geral, notadamente às isolações. A classificação desses ambientes é:

- AF1: quantidade ou natureza dos aspectos corrosivos ou poluentes não é significativa.
- AF2: presença significativa de agentes corrosivos ou de poluentes de origem atmosférica;
- AF3: ações intermitentes ou acidentais de produtos químicos corrosivos ou poluentes;
- AF4: ação permanente de produtos químicos corrosivos ou poluentes em quantidade significativa.

1.5.6 Vibrações

As vibrações são prejudiciais ao funcionamento dos equipamentos, notadamente às conexões elétricas correspondentes, cuja classificação é:

- AH1: fracas — vibrações desprezíveis;
- AH2: médias — vibrações com freqüência entre 10 e 50 Hz e amplitude igual ou inferior a 0,15 mm;
- AH3: significativas — vibrações com freqüência entre 10 e 150 Hz e amplitude igual ou superior a 0,35 mm.

1.5.7 Radiações Solares

A radiação, principalmente a ultravioleta, altera a estrutura de alguns materiais, sendo as isolações à base de compostos plásticos as mais prejudicadas. A classificação é:

- AN1: desprezível;
- AN2: radiação solar de intensidade e/ou duração prejudicial.

1.5.8 Raios

Os raios podem causar sérios danos aos equipamentos elétricos, tanto pela sobretensão, quanto pela incidência direta sobre os referidos equipamentos. Quanto à classificação, tem-se:

- AQ1: desprezível;
- AQ2: indiretos — riscos provenientes da rede de alimentação;
- AQ3: diretos — riscos provenientes de exposição dos equipamentos.

1.5.9 Resistência Elétrica do Corpo Humano

As pessoas estão sujeitas ao contato acidental na parte viva das instalações, cuja gravidade da lesão está diretamente ligada às condições de umidade ou presença de água no corpo. A classificação neste caso é:

- BB1: elevada — condição de pele seca;
- BB2: normal — condição de pele úmida (suor);
- BB3: fraca — condição de pés molhados;
- BB4: muito fraca — condição do corpo imerso, tais como piscinas e banheiros.

1.5.10 Contato das Pessoas com Potencial de Terra

As pessoas quando permanecem num local onde há presença de partes elétricas energizadas estão sujeitas a riscos de contato com as partes vivas desta instalação, cujos ambientes são assim classificados:

- BC1: nulos — pessoas em locais não-condutores;
- BC2: fracos — pessoas que não corram risco de entrar em contato sob condições habituais com elementos condutores que não estejam sobre superfícies condutoras;
- BC3: freqüentes — pessoas em contato com elementos condutores ou se portando sobre superfícies condutoras;
- BC4: contínuos — pessoas em contato permanente com paredes metálicas e cujas possibilidades de interromper os contatos são limitadas.

A norma estabelece a classificação de outros tipos de ambientes que a seguir serão apenas citados:

- presença de flora e mofo;

- choques mecânicos;
- presença de fauna;
- influências eletromagnéticas, eletrostáticas ou ionizantes;
- competência das pessoas;
- condições de fuga das pessoas em emergência;
- natureza das matérias processadas ou armazenadas;
- materiais de construção;
- estrutura de prédios.

Os projetistas devem considerar no desenvolvimento de sua planta todas as características referentes aos meios ambientes, tomando as providências necessárias a fim de tornar o projeto perfeitamente correto quanto à segurança do patrimônio e das pessoas qualificadas ou não para o serviço de eletricidade.

1.6 GRAUS DE PROTEÇÃO

Refletem a proteção de invólucros metálicos quanto à entrada de corpos estranhos e penetração de água pelos orifícios destinados à ventilação ou instalação de instrumentos, pelas junções de chapas, portas etc.

As normas especificam os graus de proteção através de um código composto pelas letras IP, seguidas de dois números que significam:

a) Primeiro algarismo
Indica o grau de proteção quanto à penetração de corpos sólidos e contatos acidentais, ou seja:

- 0 – sem proteção;
- 1 – corpos estranhos com dimensões acima de 50 mm;
- 2 – corpos estranhos com dimensões acima de 12 mm;
- 3 – corpos estranhos com dimensões acima de 2,5 mm;
- 4 – corpos estranhos com dimensões acima de 1 mm;
- 5 – proteção contra acúmulo de poeira prejudicial ao equipamento;
- 6 – proteção contra penetração de poeira.

b) Segundo algarismo
Indica o grau de proteção quanto à penetração de água internamente ao invólucro, ou seja:

- 0 – sem proteção;
- 1 – pingos de água na vertical;
- 2 – pingos de água até a inclinação de 15° com a vertical;
- 3 – água de chuva até a inclinação de 60° com a vertical;
- 4 – respingos em todas as direções;
- 5 – jatos de água em todas as direções;
- 6 – imersão temporária;
- 7 – imersão;
- 8 – submersão.

Através das várias combinações entre os algarismos citados, pode-se determinar o grau de proteção desejado para um determinado tipo de invólucro metálico, em função de sua aplicação numa atividade específica. Porém, por economia de escala, os fabricantes de invólucros metálicos padronizam seus modelos para alguns tipos de grau de proteção, sendo os mais comuns os de grau de proteção IP54, destinados a ambientes externos, e os de grau de proteção IP23, utilizados em interiores.

1.7 PROTEÇÃO CONTRA RISCOS DE INCÊNDIO E EXPLOSÃO

As indústrias, em geral, estão permanentemente sujeitas a riscos de incêndio e, dependendo do produto que fabricam, são bastante vulneráveis a explosões normalmente seguidas de incêndio. Para prevenir contra essas ocorrências existem normas nacionais e internacionais que disciplinam os procedimentos de segurança que procuram eliminar esses acidentes. Julga-se oportuno citar os diversos itens a seguir discriminados constantes da norma NR-10 do Grides/Eletrobrás.

- Todas as empresas estão obrigadas a manter diagramas unifilares das instalações elétricas com as especificações do sistema de aterramento.

- O Prontuário de Instalações Elétricas deve ser organizado e mantido pelo empregador ou por pessoa formalmente designada pela empresa e deve permanecer à disposição dos trabalhadores envolvidos nas instalações e serviços em eletricidade.
- É obrigatório que os projetos de quadros, instalações e redes elétricas especifiquem dispositivos de desligamento de circuitos que possuam recursos para travamento na posição desligado, de forma a poderem ser travados e sinalizados.
- O memorial descritivo do projeto deve conter, no mínimo, os seguintes itens de segurança:
  - Especificação das características relativas à proteção contra choques elétricos, queimaduras e outros efeitos indesejáveis.
  - Exigência de indicação de posição dos dispositivos de manobra dos circuitos elétricos (Verde – "D" – Desligado e Vermelho – "L" – Ligado.
  - Descrição do sistema de identificação dos circuitos elétricos e equipamentos, incluindo dispositivos de manobra, controle, proteção, condutores e os próprios equipamentos e estruturas, esclarecendo como tais indicações deverão ser aplicadas fisicamente nos componentes das instalações.
  - Recomendações de restrições e advertências quanto ao acesso de pessoas aos componentes das instalações.
  - Precauções aplicáveis face às influências ambientais.
  - O princípio funcional dos elementos de proteção constantes do projeto destinados à segurança das pessoas.
  - Descrição da compatibilidade dos dispositivos de proteção.
- Somente serão consideradas desenergizadas as instalações elétricas liberadas para serviço mediante os procedimentos apropriados obedecida a seqüência a seguir:
  - Seccionamento.
  - Impedimento de reenergização.
  - Constatação de ausência de tensão.
  - Instalação de aterramento temporário com equipotencialização dos condutores dos circuitos.
  - Instalação da sinalização de impedimento de energização.
- O estado de instalação desenergizado deve ser mantido até a autorização para reenergização, devendo ser reenergizada respeitando a seqüência dos seguintes procedimentos:
  - Retirada de todas as ferramentas, equipamentos e utensílios.
  - Retirada da zona controlada de todos os trabalhadores não envolvidos no processo de energização;
  - Remoção da sinalização de impedimento de energização.
  - Remoção do aterramento temporário da equipotencialização e das proteções adicionais.
  - Destravamento, se houver, e religação dos dispositivos de seccionamento.
- Os processos ou equipamentos suscetíveis de gerar ou acumular eletricidade estática devem dispor de proteção específica e dispositivos de descarga elétrica.
- Nas instalações elétricas das áreas classificadas ou sujeitas a risco acentuado de incêndio ou explosões devem ser adotados dispositivos de proteção complementar, tais como alarme e seccionamento automático para prevenir sobretensões, sobrecorrentes, fugas, aquecimentos ou outras condições anormais de operação.

1.8 FORMULAÇÃO DE UM PROJETO ELÉTRICO

Antes de iniciar o projeto elétrico de uma instalação industrial o projetista deve planejar o desenvolvimento de suas ações de forma a não ter que refazê-lo, desperdiçando tempo e dinheiro. A seguir, serão formuladas orientações técnicas, de forma didática, para o desenvolvimento racional de um projeto de instalação industrial.

1.8.1 Fatores de Projeto

Na elaboração de projetos elétricos é necessária a aplicação de alguns fatores, denominados de fatores de projeto, visando à economicidade do empreendimento. Se tais fatores forem omitidos, a potência de certos equipamentos podem conduzir, desnecessariamente, a valores muito elevados.

1.8.1.1 Fator de demanda

É a relação entre a demanda máxima do sistema e a carga total conectada a ele durante um intervalo de tempo considerado.

A carga conectada é a soma das potências nominais contínuas dos aparelhos consumidores de energia elétrica.

O fator de demanda é, usualmente, menor que a unidade. Seu valor somente é unitário se a carga conectada total for ligada simultaneamente por um período suficientemente grande, tanto quanto o intervalo de demanda.

A Equação (1.3) mede, matematicamente, o valor do fator de demanda, que é adimensional.

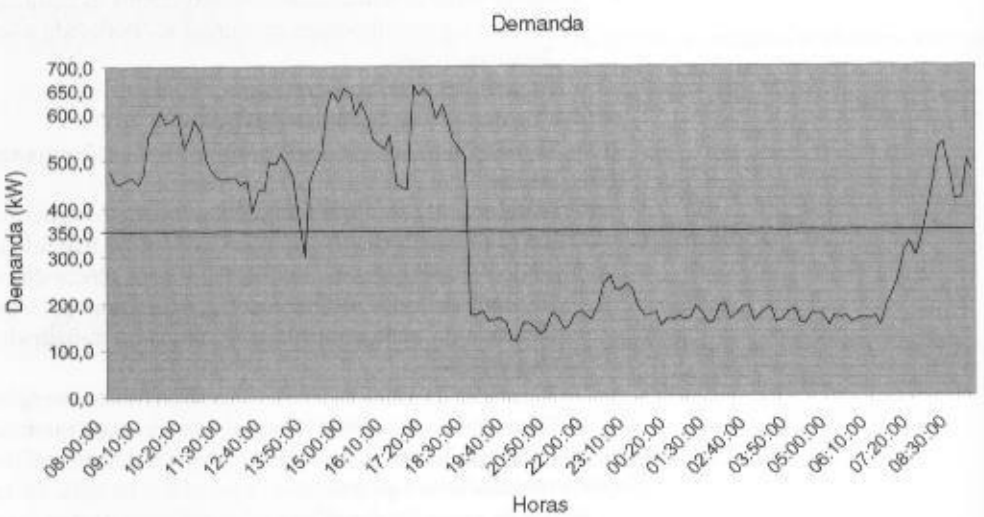
$$F_d = \frac{D_{máx}}{P_{inst}} \tag{1.3}$$

$D_{máx}$ – demanda máxima da instalação, em kW ou kVA;
P_{inst} – potência da carga conectada, em kW ou kVA.

A Figura 1.9 mostra uma curva de carga de uma instalação a partir da qual se pode observar o ponto de demanda máxima, que é de 650 kW. Para uma carga instalada de 1.015 kW o fator de demanda vale:

$$F_d = \frac{650}{1.015} = 0,64$$

FIGURA 1.9
Curva de carga diária



A Tabela 1.1 fornece os fatores de demanda para cada grupamento de motores e operação independente.

TABELA 1.1
Fatores de demanda

Número de Motores em Operação	Fator de Demanda (%)
1 - 10	70 - 80
11 - 20	60 - 70
21 - 50	55 - 60
51 - 100	50 - 60
Acima de 100	45 - 55

1.8.1.2 Fator de carga

É a razão entre a demanda média, durante um determinado intervalo de tempo, e a demanda máxima registrada no mesmo período.

O fator de carga, normalmente, refere-se ao período de carga diária, semanal, mensal e anual. Quanto maior é o período de tempo ao qual se relaciona o fator de carga, menor é o seu valor, isto é, o fator de carga anual é menor que o mensal, que, por sua vez, é menor que o semanal, e assim sucessivamente.

O fator de carga é sempre maior que zero e menor ou igual à unidade. O fator de carga mede o grau no qual a demanda máxima foi mantida durante o intervalo de tempo considerado; ou ainda, mostra se a energia está sendo utilizada de forma racional por parte de uma determinada instalação. Manter um elevado fator de carga no sistema significa obter os seguintes benefícios:

- otimização dos investimentos da instalação elétrica;
- aproveitamento racional e aumento da vida útil da instalação elétrica, incluídos os motores e equipamentos;
- redução do valor da demanda de pico.

O fator de carga diário pode ser calculado pela Equação (1.4).

$$F_{cd} = \frac{D_{méd}}{D_{máx}} \tag{1.4}$$

O fator de carga mensal pode ser calculado pela Equação (1.5).

$$F_{cm} = \frac{C_{kWh}}{730 \times D_{máx}} \tag{1.5}$$

C_{kWh} – consumo de energia elétrica durante o período de tempo considerado;
$D_{máx}$ – demanda máxima do sistema para o mesmo período, em kW;
$D_{méd}$ – demanda média do período, calculada através de integração da curva de carga da Figura 1.9, o equivalente ao valor do lado do retângulo de energia correspondente ao eixo da ordenada. A área do retângulo é numericamente igual ao consumo de energia do período. Relativamente à curva da Figura 1.9, o fator de carga diário da instalação é:

$$F_{cd} = \frac{D_{méd}}{D_{máx}} = \frac{350}{650} = 0{,}53$$

Com relação ao fator de carga mensal, considerando que o consumo de energia elétrica registrado na conta de luz da concessionária foi de 189.990 kWh, pode-se calcular o seu valor diretamente da Equação (1.5), ou seja:

$$F_{cm} = \frac{C_{kWh}}{730 \times D_{máx}} = \frac{189.990}{730 \times 650} = 0{,}40$$

Dentre as práticas que merecem maior atenção num estudo global de economia de energia elétrica está a melhoria do fator de carga, que pode, simplificadamente, ser resumido em dois itens:

- conservar o consumo e reduzir a demanda;
- conservar a demanda e aumentar o consumo.

Essas duas condições podem ser reconhecidas através da análise da Equação (1.5). Cada uma delas tem uma aplicação típica. A primeira, que se caracteriza como a mais comum, é peculiar àquelas indústrias que iniciam um programa de conservação de energia mantendo a mesma quantidade do produto fabricado. É bom lembrar neste ponto que, dentro de qualquer produto fabricado, está contida uma parcela de consumo de energia elétrica, isto é, de kWh, e não de demanda, kW. Logo, mantida a produção, deve-se atuar sobre a redução de demanda, que pode ser obtida com sucesso através do deslocamento da operação de certas máquinas para outros intervalos de tempo de baixo consumo na curva de carga da instalação.

Isso requer, via de regra, alteração nos turnos de serviço e, algumas vezes, o dispêndio de adicionais na mão-de-obra para atender à legislação trabalhista.

Analisando agora o segundo método para se obter a melhoria do fator de carga, isto é, conservar a demanda e aumentar o consumo, observa-se que ele é destinado aos casos, por exemplo, em que determinada indústria deseja implementar os seus planos de expansão e esteja limitada pelo dimensionamento de algumas partes de suas instalações, tais como as unidades de transformação, barramento etc.

Sem necessitar investir na ampliação do sistema elétrico, o empresário poderá aproveitar-se da formação de sua curva de carga e dar andamento ao seu novo empreendimento no intervalo de baixo consumo de suas atuais atividades, como mostra o Exemplo de Aplicação (1.3).

Além da vantagem de não precisar fazer investimentos, contribuirá significativamente com a melhoria de seu fator de carga, reduzindo substancialmente o preço da conta de energia cobrada pela concessionária. Além dessas práticas citadas, para a melhoria do fator de carga são usuais duas outras providências que fornecem excelentes resultados:

a) Controle automático da demanda

Esta metodologia consiste em segregar certas cargas ou setores definidos da indústria e alimentá-los através de circuitos expressos comandados por disjuntores controlados através de um dispositivo sensor de demanda, regulado para operar no desligamento dessas referidas cargas sempre que a demanda atingir o valor máximo predeterminado. Nem todas as cargas se prestam para atingir esse objetivo, pois não se recomenda que o processo produtivo seja afetado.

Pelas características próprias, as cargas mais comumente selecionadas são:

- sistema de ar condicionado;
- estufas;
- fornos de alta temperatura;
- câmaras frigoríficas.

Mesmo assim é necessário frisar que a sua seleção deve ser precedida de uma análise de conseqüências práticas resultantes deste método. Por exemplo, o desligamento do sistema de climatização de uma indústria têxtil por um tempo excessivo poderá trazer sérias conseqüências quanto à qualidade de produção.

Os tipos de carga anteriormente selecionados são indicados para tal finalidade por dois motivos básicos. Primeiro, porque a sua inércia térmica, em geral, permite que as cargas sejam desligadas por um tempo suficiente grande sem afetar a produção. Segundo, por serem normalmente constituídas de grandes blocos de potência unitária, tornam-se facilmente controláveis.

b) Reprogramação da operação das cargas

Consiste em estabelecer horários de operação de certas máquinas de grande porte ou mesmo certos setores de produção, ou, ainda, redistribuir o funcionamento destas cargas em períodos de menor consumo de energia elétrica. Essas providências podem ser inviáveis para determinadas indústrias, como aquelas que operam com fatores de carga elevado, tal como a indústria de cimento, porém perfeitamente factíveis para outros tipos de plantas industriais.

O controle automático da demanda, bem como a reprogramação da operação de cargas, são práticas já bastante conhecidas das indústrias, desde o início da implantação das tarifas especiais horo-sazonais.

1.8.1.3 Fator de perda

É a relação entre a perda de potência na demanda média e a perda de potência na demanda máxima, considerando um intervalo de tempo especificado.

O fator de perda nas aplicações práticas é tomado como função do fator de carga, conforme a Equação (1.6).

$$F_p = 0,30 \times F_c + 0,70 \times F_c^2 \tag{1.6}$$

Enquanto o fator de carga se aproxima de zero, o fator de perda também o faz. Para a curva de carga da Figura 1.9, o fator de perda vale:

$$F_p = 0,30 \times 0,53 + 0,70 \times 0,53^2 = 0,35$$

1.8.1.4 Fator de simultaneidade

É a relação entre a demanda máxima do grupo de aparelhos pela soma das demandas individuais dos aparelhos do mesmo grupo num intervalo de tempo considerado. O fator de simultaneidade resulta da coincidência das demandas máximas de alguns aparelhos do grupo de carga, devido à natureza de sua operação. O seu inverso é chamado de fator de diversidade.

A aplicação do fator de simultaneidade em instalações industriais deve ser precedida de um estudo minucioso, a fim de evitar o subdimensionamento dos circuitos e equipamentos.

A taxa de variação do decréscimo do fator de simultaneidade, em geral, depende da heterogeneidade da carga.

O fator de simultaneidade é sempre inferior à unidade, enquanto o fator de diversidade, considerado o inverso deste, é sempre superior a 1.

A Tabela 1.2 fornece os fatores de simultaneidade para diferentes potências de motores em grupamentos e outros aparelhos.

TABELA 1.2
Fatores de simultaneidade

Aparelhos (cv)	Número de Aparelhos							
	2	4	5	8	10	15	20	50
Motores: 3/4 a 2,5	0,85	0,80	0,75	0,70	0,60	0,55	0,50	0,40
Motores: 3 a 15	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	0,65	0,55	0,45
Motores:: 20 a 40 cv	0,80	0,80	0,80	0,75	0,65	0,60	0,60	0,50
Acima de 40 cv	0,90	0,80	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,60
Retificadores	0,90	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	0,70
Soldadores	0,45	0,45	0,45	0,40	0,40	0,30	0,30	0,30
Fornos resistivos	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-
Fornos de indução	1,00	1,00	-	-	-	-	-	-

1.8.1.5 Fator de utilização

É o fator pelo qual deve ser multiplicada a potência nominal do aparelho para se obter a potência média absorvida pelo mesmo, nas condições de utilização. A Tabela 1.3 fornece os fatores de utilização dos principais equipamentos utilizados nas instalações elétricas industriais.

Na falta de dados mais precisos pode ser adotado um fator de utilização igual a 0,75 para motores, enquanto para aparelhos de iluminação, ar condicionado e aquecimento o fator de utilização deve ser unitário.

TABELA 1.3
Fatores de utilização

Aparelhos	Fator de Utilização
Fornos à resistência	1,00
Secadores, caldeiras etc.	1,00
Fornos de indução	1,00
Motores de 3/4 a 2,5 cv	7,00
Motores de 3 a 15 cv	0,83
Motores de 20 a 40 cv	0,85
Acima de 40 cv	0,87
Soldadores	1,00
Retificadores	1,00

1.8.2 Determinação da Demanda de Potência

Cabe ao projetista a decisão sobre a previsão da demanda da instalação, a qual deve ser tomada em função das características da carga e do tipo de operação da indústria.

Há instalações industriais em que praticamente toda carga instalada está simultaneamente em operação em regime normal, como é o caso de indústrias de fios e tecidos. No entanto, há outras indústrias em que há diversidade de operação entre diferentes setores de produção. É de fundamental importância considerar essas situações no dimensionamento dos equipamentos. Num projeto de instalação elétrica industrial, além das áreas de manufaturados, há as dependências administrativas, cujo projeto deve obedecer às características normativas quanto ao número de tomadas por dependência, ao número de pontos de luz por circuito, entre outras. Nessas condições, a carga prevista num determinado projeto deve resultar da composição das cargas dos setores industriais e das instalações administrativas.

Em geral, devem ser sugeridas as seguintes precauções:

- considerar a carga de qualquer equipamento de utilização como a potência declarada pelo fabricante ou calculada de acordo com a tensão nominal e a corrente nominal, expressa em VA, ou multiplicando o resultado anterior pelo fator de potência quando se conhecer, sendo neste caso a potência dada em W;
- se a potência declarada pelo fabricante for a universal fornecida pelo equipamento de utilização, como ocorre no caso dos motores, deve-se considerar o rendimento do aparelho para se obter a potência absorvida, que é o valor que se deve utilizar para determinar o valor da carga demandada.

1.8.2.1 Cargas em Locais Usados como Habitação

Os flats e as unidades de apart-hotéis e similares devem ser considerados como unidades residenciais, cabendo utilizar os seguintes critérios para compor a carga instalada na habitação:

a) Iluminação
- a carga de iluminação deve ser determinada através de critérios normativos, especialmente os da NBR 14039/98;
- considerar a potência das lâmpadas, as perdas e o fator de potência dos equipamentos auxiliares (reator) quando se tratar de lâmpadas de descarga;
- em cada cômodo ou dependência de unidades residenciais deve ser previsto pelo menos um ponto de luz fixo no teto, com potência mínima de 100 VA, comandado por interruptor de parede;
- nas acomodações de hotéis, motéis e similares pode-se substituir o critério anterior por tomada de corrente, com potência mínima de 100 VA, comandado por interruptores de parede;
- em cômodos ou dependências com área igual ou inferior a 6 m² deve-se prever uma carga mínima de 100 VA;
- em cômodos ou dependências com área superior a 6 m² deve-se prever uma carga mínima de 100 VA para os primeiros 6 m² de área, acrescendo-se 60 VA para cada 4 m² ou fração;

b) Tomadas
- em cômodos ou dependências com área igual ou inferior a 6 m² deve ser prevista uma carga mínima de 100 VA;
- em banheiros, pelo menos uma tomada junto ao lavatório;
- em cozinhas, copas e copas-cozinhas, no mínimo uma tomada para cada 3,50 m, ou fração, de perímetro, sendo que acima de cada bancada com largura igual ou superior a 0,30 m deve ser prevista pelo menos uma tomada;
- nos demais cômodos ou dependências;
  - se a área for igual ou inferior a 6 m², pelo menos uma tomada;
  - se a área for superior a 6 m², pelo menos uma tomada para cada 5 m ou fração de perímetro, espaçadas tão uniformemente quanto possível;
- às tomadas de corrente devem ser atribuídas as seguintes potências:
  - para tomadas de uso geral, em banheiros, cozinhas, copas, copas-cozinhas e áreas de serviço, no mínimo 600 VA por tomada, até 3 tomadas, e 100 VA por tomada para as excedentes;
  - para as tomadas de uso geral, nos demais cômodos ou dependências, no mínimo, 100 VA por tomada;
- as tomadas conjugadas (duplas ou triplas) montadas numa mesma caixa devem ser computadas como um único ponto.
- às tomadas de uso específico deve ser atribuída uma potência igual à potência nominal do equipamento utilizado a ser alimentado;
- quando não for possível identificar a potência de utilização do equipamento a ser alimentado, deve-se atribuir à tomada de corrente a potência do equipamento de maior capacidade que se supõe possa ser conectado;
- como alternativa à condição anterior pode-se determinar a potência da tomada tomando-se como base a sua corrente nominal e a tensão do respectivo circuito;
- as tomadas de uso específico devem ser instaladas, no máximo, a 1,5 m do local previsto para o equipamento a ser alimentado.

1.8.2.2 Cargas em locais usados como escritório e comércio

As prescrições anteriores podem ser complementadas com as que se seguem:

- Em dependências cuja área seja igual ou inferior a 37 m², a determinação do número de tomadas deve ser feita segundo as duas condições seguintes, adotando-se a que conduzir ao maior valor:

  - uma tomada para cada 3 m, ou fração de perímetro da dependência;
  - uma tomada para cada 4 m² ou fração de área da dependência.
- Em dependências cuja área seja superior a 37 m², o número de tomadas deve ser determinado de acordo com as seguintes condições:
  - oito tomadas para os primeiros 37 m² de área;
  - três tomadas para cada 37 m² ou fração adicional.
- Utilizar um número arbitrário de tomadas destinado ao uso de vitrines, demonstração de aparelhos e ligação de lâmpadas específicas.
- Deve-se atribuir a potência de 200 VA para cada tomada.

Em ambientes industriais, o número de tomadas a ser adotado é função de cada tipo de setor.

Para facilitar o projetista na composição do Quadro de Carga, as Tabelas 1.4 e 1.5 fornecem a potência de diversos aparelhos de uso comum. Conhecida a carga a ser instalada, pode-se determinar, a partir da Tabela 1.8, a demanda resultante, aplicando-se sobre a carga inicial os fatores de demanda indicados. Com esse resultado, aplicar as equações correspondentes.

TABELA 1.4
Cargas nominais aproximadas de aparelhos em geral

Aparelhos	Potências Nominais Típicas
Aquecedor de água central	
* de 50 a 200 litros	1.200 W
* de 300 a 350 litros	2.000 W
* 400 litros	2.500 W
Aquecedor portátil de ambiente	700 a 1.300 W
Aspirador de pó	250 a 800 W
Cafeteira	1.000 W
Chuveiro	2.000 a 5.300 W
Congelador (*freezer*)	350 a 500 VA
Copiadora	1.500 a 6.500 VA
Exaustor de ar (doméstico)	300 a 500 VA
Ferro de passar roupa	400 a 1.650 W
Fogão residencial	4.000 a 6.200 W
Forno residencial	4.500 W
Forno de microondas (residencial)	1.220 W
Geladeira (residencial)	150 a 400 VA
Lavadora de roupas (residencial)	650 a 1.200 VA
Lavadora de pratos (residencial)	1.200 a 2.800 VA
Liquidificador	100 a 250 VA
Secador de roupa	4.000 a 5.000 W
Televisor	150 a 350 W
Torradeira	500 a 1.200 W
Torneira	2.500 a 3.200 W
Ventilador	2.500 VA

Como regra geral, a determinação da demanda pode ser assim obtida:

a) Demanda dos aparelhos

Inicialmente, determina-se a demanda dos aparelhos individuais multiplicando-se a sua potência nominal pelo fator de utilização. Deve-se, no entanto, considerar no caso de motores seus respectivos fatores de serviço e rendimento.

Convém lembrar que os condutores dos circuitos terminais devem ser dimensionados para a carga nominal dos aparelhos.

TABELA 1.5
Cargas nominais aproximadas de aparelhos de ar condicionado

Tipo de Janela			Minicentrais		
BTU	kcal	kW	TR	kcal	kW
7.100	1.775	1,10	3,00	9.000	5,20
8.500	2.125	1,50	4,00	12.000	7,00
10.000	2.500	1,65	5,00	15.000	8,70
12.000	3.000	1,90	6,00	18.000	10,40
14.000	3.500	2,10	7,50	22.500	13,00
18.000	4.500	2,86	8,00	24.000	13,90
21.000	5.250	3,08	10,00	30.000	18,90
27.000	6.875	3,70	12,50	37.500	21,70
30.000	7.500	4,00	15,00	45.000	26,00
			17,00	51.000	29,50
			20,00	60.000	34,70

TABELA 1.6
Fatores de demanda para iluminação e tomadas

Descrição	Fator de Demanda (%)
Auditório, salões para exposição e semelhantes	100
Bancos, lojas e semelhantes	100
Barbearias, salões de beleza e semelhantes	100
Clubes e semelhantes	100
Escolas e semelhantes	100 para os primeiros 12 kW e 50 para o que exceder
Escritório (edifícios de)	100 para os primeiros 20 kW e 70 para o que exceder
Garagens comerciais e semelhantes	100
Hospitais e semelhantes	40 para os primeiros 50 kW e 20 para o que exceder
Hotéis e semelhantes	50 para os primeiros 20 kW; 40 para os seguintes 80 kW; 30 para o que exceder de 100 kW
Igrejas e semelhantes	100
Residências (apartamentos residenciais)	100 para os primeiros 10 kW; 35 para os seguintes 110 kW; 25 para o que exceder de 120 kW
Restaurantes e semelhantes	100

b) Demanda dos quadros de distribuição parciais

É obtida somando-se as demandas individuais dos aparelhos e multiplicando-se o resultado pelo respectivo fator de simultaneidade entre os aparelhos considerados.

Tratando-se de projeto de iluminação à descarga utilizando reator com alto fator de potência, é conveniente admitir um fator de multiplicação sobre a potência nominal das lâmpadas, a fim de compensar as perdas próprias do reator e as correntes harmônicas resultantes. Esse fator pode ser considerado igual a 1,8 ou outro valor, em conformidade com a especificação do fabricante.

c) Demanda do quadro de distribuição geral

É obtida somando-se as demandas concentradas nos Quadros de Distribuição e aplicando-se o fator de simultaneidade adequado.

Quando não for conhecido esse fator com certa precisão, deve-se adotar o valor unitário.

É conveniente informar-se junto aos responsáveis pela indústria acerca dos planos de expansão, a fim de prever a carga futura, deixando, por exemplo, reserva de espaço na subestação ou de carga do transformador.

De posse do conhecimento das cargas localizadas na planta de *layout*, pode-se determinar a demanda de cada carga, aplicando-se os fatores de projeto adequados, ou seja:

a) Motores elétricos

- Cálculo da potência no eixo do motor

$$P_{eim} = P_n \times F_{um} \tag{1.7}$$

P_n – potência nominal do motor, em cv;
F_{um} – fator de utilização do motor;
P_{eim} – potência no eixo do motor, em cv.

- Demanda solicitada da rede de energia

$$D_m = \frac{P_{eim} \times 0{,}736}{\eta \times F_p} \text{ (kVA)} \tag{1.8}$$

F_p – fator de potência do motor
η – rendimento do motor

b) Iluminação

A demanda é determinada pela Equação (1.9)

$$D_{il} = \frac{\sum N_i \times \left(P_i + \frac{P_r}{F_p} \right)}{1.000} \text{ (kVA)} \tag{1.9}$$

N_i – quantidade de cada tipo de lâmpadas;
P_i – potência nominal de cada tipo de lâmpada;
P_r – Perdas dos reatores;
F_p – Fator de potência dos reatores.

c) Outras cargas

A demanda deve ser calculada considerando as particularidades das referidas cargas, tais como fornos a arco, máquinas de solda etc.

Para que o leitor tenha melhor entendimento dessa prática, acompanhar o Exemplo de Aplicação 1.1 seguinte.

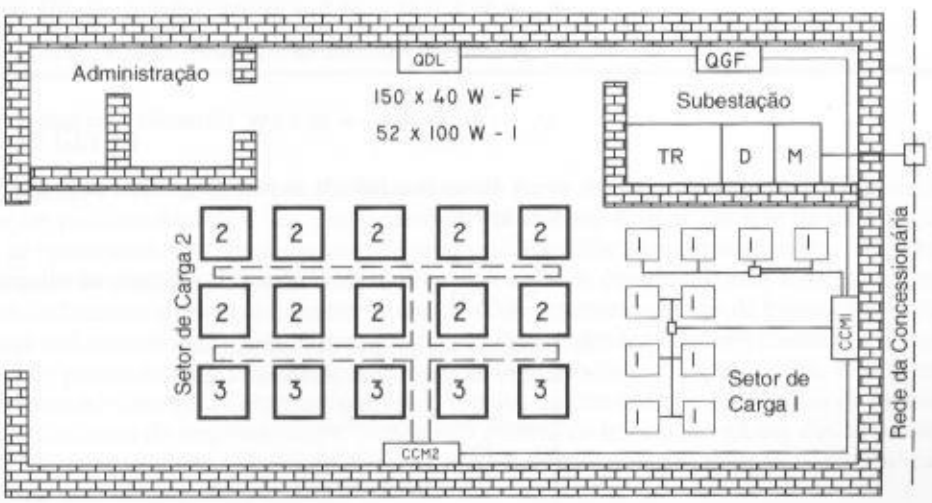


FIGURA 1.10
Planta industrial

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (1.1)

Considerar uma indústria representada na Figura 1.10, sendo os motores (1) de 75 cv, os motores (2) de 30 cv e os motores (3) de 50 cv. Determinar as demandas dos CCM1, CCM2, QDL e QGF e a potência necessária do transformador da subestação. Considerar que todas as lâmpadas sejam de descarga e os aparelhos da iluminação compensados (alto fator de potência). Todos os motores são de indução, rotor em gaiola e de IV pólos.

a) Demanda dos motores

- Motores elétricos tipo (1)

$P_{eix} = P_n \times F_{ut}$

A potência solicitada no eixo do motor para o fator de utilização de $F_{ut} = 0{,}87$ (Tabela 1.3), tem-se:

$P_{eix} = 75 \times 0{,}87 = 65{,}25$ cv (potência no eixo de um motor)

A demanda solicitada da rede para o rendimento do motor no valor de $\eta = 0{,}92$ (Tabela 6.3) vale:

$$D_m = \frac{65{,}25 \times 0{,}736}{0{,}92} = 52{,}2 \text{ kW (demanda solicitada da rede para um motor, em kW)}$$

A demanda solicitada da rede para o fator de potência do motor no valor de $F_p = 0{,}86$ (Tabela 6.3), tem-se:

$$D_{ac} = \frac{52{,}2}{0{,}86} = 60{,}7 \text{ kVA (demanda solicitada da rede para um motor, em kVA)}$$

- Motores elétricos tipo (2)

$P_{eix} = P_n \times F_{ut}$

A potência solicitada no eixo do motor para o fator de utilização de $F_{ut} = 0{,}85$ (Tabela 1.3), tem-se:

$P_{eix} = 30 \times 0{,}85 = 25{,}5$ cv (potência no eixo de um motor)

A demanda solicitada da rede para o rendimento do motor no valor de $\eta = 0{,}90$ (Tabela 6.3) vale:

$$D_m = \frac{25{,}5 \times 0{,}736}{0{,}90} = 20{,}85 \text{ kW (demanda solicitada da rede para um motor, em kW)}$$

A demanda solicitada da rede para o fator de potência do motor no valor de $F_p = 0{,}83$ (Tabela 6.3), tem-se:

$$D_{ac} = \frac{20{,}85}{0{,}83} = 25{,}1 \text{ kVA (demanda solicitada da rede para um motor, em kVA)}$$

- Motores elétricos tipo (3)

$P_{eix} = P_n \times F_{ut}$

A potência solicitada no eixo do motor para o fator de utilização de $F_{ut} = 0{,}87$ (Tabela 1.3), tem-se:

$P_{eix} = 50 \times 0{,}87 = 43{,}5$ cv (potência no eixo de um motor)

A demanda solicitada da rede para o rendimento do motor no valor de $\eta = 0{,}87$ (Tabela 6.3) vale:

$$D_m = \frac{43{,}5 \times 0{,}736}{0{,}87} = 36{,}8 \text{ kW (demanda solicitada da rede para um motor, em kW)}$$

A demanda solicitada da rede para o fator de potência do motor no valor de $F_p = 0{,}92$ (Tabela 6.3), tem-se:

$$D_m = \frac{36{,}8}{0{,}92} = 40{,}0 \text{ kVA (demanda solicitada da rede para um motor, em kVA)}$$

b) Demanda dos quadros de distribuição

- Centro de Controle de Motores – CCM1

$D_{ccm1} = N_{m1} \times D_m \times F_{sm1}$

$N_{m1} = 10$

$F_{sm1} = 0{,}65$ (Tabela 1.2)

$D_{ccm1} = 10 \times 60{,}7 \times 0{,}65 = 394{,}5$ kVA

- Centro de Controle de Motores - CCM2

$D_{ccm2} = N_{m2} \times D_2 \times F_{sm2} + N_{m3} \times D_3 \times F_{sm3}$

$N_{m2} = 10$

$N_{m3} = 5$

$F_{sm2} = 0{,}65$ (Tabela 1.2)

$F_{sm3} = 0{,}70$ (Tabela 1.2)

$D_{ccm2} = 10 \times 25{,}1 \times 0{,}65 + 5 \times 40{,}0 \times 0{,}70 = 303{,}1$ kVA

c) Demanda no quadro de distribuição de luz ou QDL

$$D_{qdl} = \frac{1{,}8 \times 150 \times \left[40 + \left(\frac{15{,}3}{0{,}4}\right)\right]}{1.000} + \frac{52 \times 100}{1.000} = 26{,}3 \text{ kVA}$$

$N_{lf} = 150$ (quantidade de lâmpadas fluorescentes)

$N_{li} = 52$ (quantidade de lâmpadas incandescentes)

$P_{lf} = 40$ W (potência nominal das lâmpadas fluorescentes)

$P_{li} = 100$ W (potência nominal das lâmpadas incandescentes)

$F_p = 0{,}40$ (Tabela 2.2)

$F_w = 1{,}8$ (fator de multiplicação recomendável para compensar as perdas do reator e as correntes harmônicas)

d) Demanda no quadro de distribuição geral ou QGF (demanda máxima)

$D_{qdl} = D_{máx} = D_{ccm1} + D_{ccm2} + D_{qdl}$

$D_{máx} = 394{,}5 + 303{,}1 + 26{,}3 = 723{,}9$ kVA

d) Potência nominal do transformador

As seguintes soluções são pertinentes:

- 1 transformador de 750 kVA;
- 1 transformador de 500 kVA e outro de 225 kVA, em operação em paralelo;
- 1 transformador de 500 kVA e outro de 300 kVA, em operação em paralelo.

A primeira solução é economicamente a melhor, considerando-se tanto o custo do transformador e dos equipamentos necessários à sua operação, bem como o das obras civis. A principal restrição é quanto à contingência de queima do transformador, já que esta potência não é facilmente encontrada em qualquer estabelecimento comercial especializado, ficando neste caso a instalação sem condições de operação.

A segunda solução é economicamente mais custosa, porém a queima de uma unidade de transformação permite a continuidade de funcionamento da indústria, mesmo que precariamente. Além do mais, são transformadores mais facilmente comercializados, principalmente os de 225 kVA;

A terceira solução apresenta os mesmos aspectos da segunda, com um pequeno acréscimo de custo sobre aquela, com uma vantagem de aumento da capacidade de transformação.

d) Cálculo do fator de demanda

$P_{inst} = 10 \times 60{,}7 + 10 \times 25{,}1 + 5 \times 40 + 26{,}3 = 1.084{,}3$ kVA

$$F_d = \frac{D_{máx}}{P_{inst}} = \frac{726{,}5}{1.084{,}3} = 0{,}67$$

1.8.3 Formação das Curvas de Carga

Apesar de a determinação correta dos pontos da curva de carga de uma planta industrial somente ser possível durante o seu funcionamento em regime, deve-se, através de informação do ciclo de operação dos diferentes setores de produção, idealizar aproximadamente a conformação da curva de demanda da carga em relação ao tempo, a fim de determinar uma série de fatores que poderão influenciar o dimensionamento dos vários componentes elétricos da instalação. As curvas de carga das plantas industriais variam em função da coordenação das atividades dos diferentes setores de produção e do período de funcionamento diário da instalação. Assim, é de interesse da gerência administrativa manter controlado o valor da demanda de pico, a fim de diminuir o custo operacional da empresa. Isto é conseguido através de um estudo global das atividades de produção, deslocando-se a operação de certas máquinas para horários diferentes, diversificando-se, assim, as demandas das mesmas.

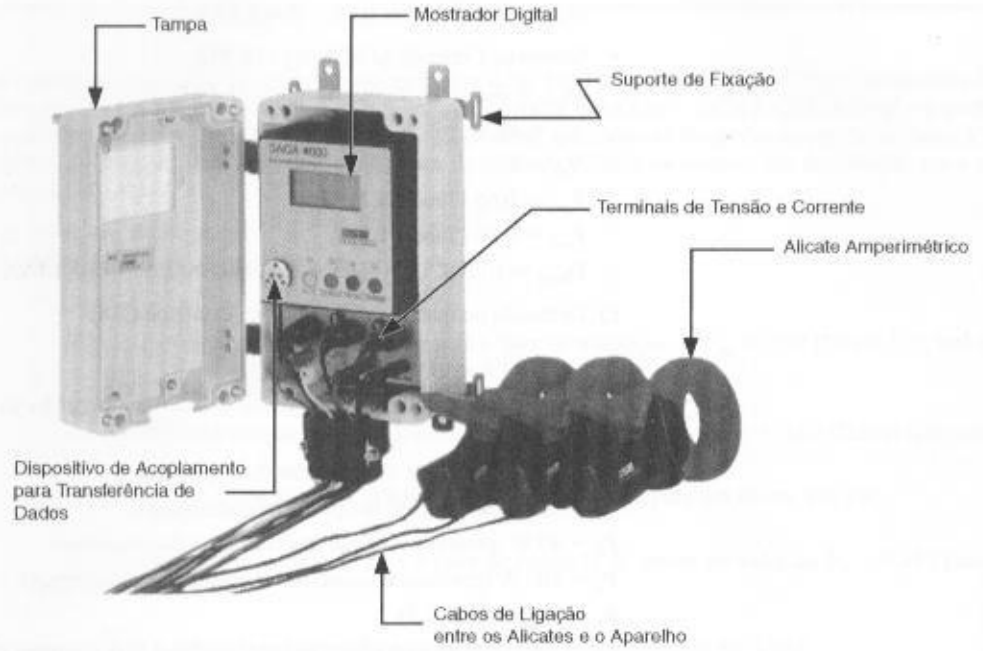


FIGURA 1.11
Equipamento de medição

Para se determinar a curva de carga de uma instalação, é necessário utilizar-se dos diversos equipamentos disponíveis no mercado para essa finalidade. Um dos equipamentos muito utilizados e de tradição no mercado é o SAGA 4000 mostrado na Figura 1.11. Em geral, esses equipamentos armazenam durante o período de medição diversos parâmetros elétricos (tensão, corrente, fator de potência, potência ativa, reativa e aparente etc.) e que são transportados para um microcomputador pessoal através de um software apropriado. Os dados armazenados no microcomputador podem ser utilizados pelo Excel, através do qual se obtém os gráficos de curva de carga em conformidade com a Figura 1.12.

A Figura 1.12 representa, genericamente, uma curva de carga de uma instalação industrial em regime de funcionamento de 24 horas.

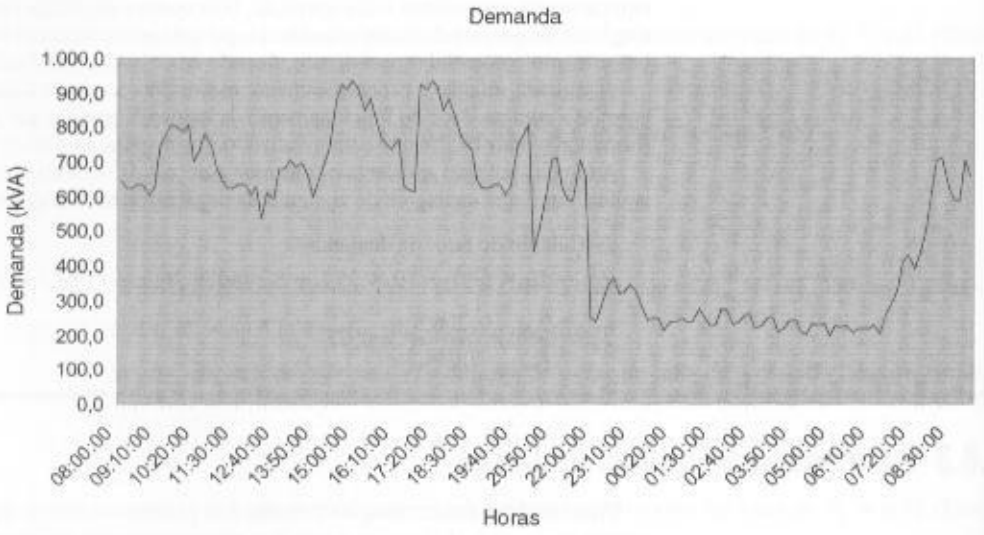


FIGURA 1.12
Curva de carga de uma instalação industrial existente

Na elaboração de um projeto elétrico industrial, é de fundamental importância que o projetista formule a curva de carga provável da instalação, através do conhecimento das atividades dos diferentes setores de produção, o que pode ser obtido com os técnicos que desenvolveram o projeto da indústria.

De posse do conhecimento das cargas localizadas na planta de *layout* e dos períodos que cada setor de produção está em operação parcial ou total, pode-se determinar a curva de demanda de carga elaborando uma tabela apropriada na qual contém toda a carga e as devidas considerações já abordadas. Como exemplo, observar a Tabela 1.8, preenchida com base nos cálculos de demanda assim definidos:

a) Demanda dos motores

- Cálculo da demanda ativa (kW)

$$D_m = \frac{N_m \times P_{cm} \times F_u \times 0{,}736}{\eta} \times F_s \text{ (kW)} \tag{1.10}$$

N_m – quantidade de motores;
P_{cm} – potência nominal do motor, em cv;
F_u – fator de utilização;
F_s – fator de simultaneidade;
η – rendimento.

- Cálculo da demanda aparente (kVA)

$$D_m = \frac{N_m \times P_{cm} \times F_u \times 0{,}736}{\eta \times F_p} \times F_s \text{ (kVA)} \tag{1.11}$$

b) Demanda da iluminação

- Cálculo da demanda ativa

$$D_{il} = \frac{\sum N_i \times (P_i + P_r)}{1.000} \text{ (kW)} \tag{1.12}$$

P_i – potência nominal das lâmpadas, em W;
P_r – potência nominal dos reatores, em W.

- Cálculo da demanda aparente

$$D_{il} = \frac{\sum N_i \times \left(P_i + \frac{P_r}{F_p}\right)}{1.000} \text{ (kVA)} \tag{1.13}$$

F_p – fator de potência do reator.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (1.2)

Um projeto industrial é composto por motores e iluminação, cujas cargas instaladas e prováveis intervalos de utilização, fornecidos por especialista de produção da referida indústria, estão contidos na Tabela 1.7. Elaborar a curva de carga horária da instalação.

a) Demanda dos motores elétricos

- Demanda dos motores elétricos do Setor A

$$D_m = \frac{N_m \times P_{cm} \times F_u \times 0{,}736}{\eta} \times F_s \text{ (kW)}$$

$$D_m = \frac{15 \times 25 \times 0{,}85 \times 0{,}736}{0{,}88} \times 0{,}60 = 160{,}0 \text{ kW (demanda ativa solicitada da rede)}$$

$$D_m = \frac{N_m \times P_{cm} \times F_u \times 0{,}736}{\eta \times F_p} \times F_s$$

$$D_m = \frac{15 \times 25 \times 0{,}85 \times 0{,}736}{0{,}88 \times 0{,}84} \times 0{,}60 = 190{,}4 \text{ kVA (demanda aparente solicitada da rede)}$$

- Demanda dos motores elétricos do Setor B

$$D_m = \frac{20 \times 15 \times 0{,}83 \times 0{,}736}{0{,}86} \times 0{,}55 = 117{,}2 \text{ kW (demanda ativa solicitada da rede)}$$

$$D_m = \frac{20 \times 15 \times 0{,}83 \times 0{,}736}{0{,}86 \times 0{,}75} \times 0{,}55 = 156{,}3 \text{ kVA (demanda aparente solicitada da rede)}$$

O cálculo para os demais motores segue o mesmo procedimento.

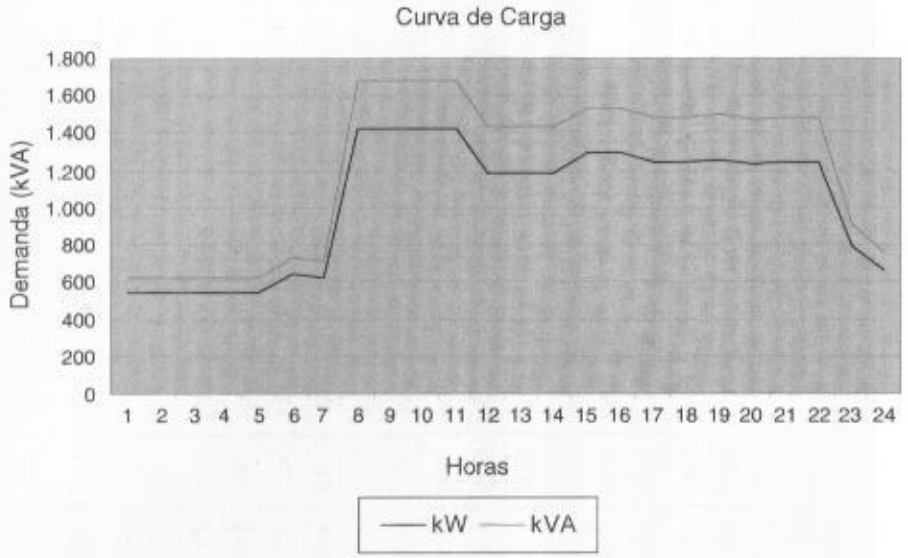
TABELA 1.7
Levantamento de carga

Setor	Motores									Resistores	Lâmpadas														Potência			Período de Funcionamento
											Fluorescente							Vapor de Mercúrio										
	Quant.	Potência	Fator Pot.	Rendimento	Fator Utilização	Fator Simult.	Total			Potência	Quant.	Pot.	P. reat.	F. pot.	Total			Quant.	Pot.	P. reat.	F. pot.	Total			Total			Horas
	-	cv	-	-	-	-	kW	kVAr	kVA	kW	-	W	kVAr	-	kW	kVAr	kVA	-	W	W	-	kW		kVA	kW	kVAr	kVA	
Setor A	15	25	0,84	0,88	0,85	0,60	160,0	103,3	190,4																160,0	103,3	190,4	7-22
Setor B	20	15	0,75	0,86	0,83	0,55	117,2	103,4	156,3																117,2	103,4	156,3	7-22
Setor C	50	7,5	0,81	0,84	0,83	0,45	122,7	88,8	151,5																122,7	88,8	151,5	7-14 / 16-22
Setor D	15	5	0,83	0,83	0,83	0,65	35,9	24,1	43,2	200															235,9	24,1	243,2	0-11 / 14-24
Setor E	20	3	0,73	0,82	0,83	0,55	24,6	23,0	33,7																24,6	23,0	33,7	7-24
Setor F	6	10	0,85	0,86	0,83	0,75	32,0	19,8	37,6																32,0	19,8	37,6	
	15	20	0,86	0,88	0,85	0,60	128,0	75,9	148,8																128,0	75,9	148,8	7-20
Setor G	20	10	0,85	0,86	0,83	0,55	78,1	48,4	91,9	100															178,1	48,4	191,9	0-16 / 20-24
Setor H	15	30	0,85	0,91	0,85	0,60	185,6	115,0	218,4																185,6	115,0	218,4	7-22
Setor I	2	75	0,87	0,92	0,87	0,90	94,0	53,2	108,0																94,0	53,2	108,0	6-24
Ilum. Adm.											750	32	6,4	0,96	28,8	0,01	29,0								28,8	0,0	29,0	7-19
Ilum. Ind.											450	110	17,3	0,98	57,3	0,03	57,4	130	400	45	0,9	57,9	0,22	58,5	115,1	0,2	115,9	0-24
Ilum. Ext.																		38	400	45	0,9	16,9	0,22	17,1	16,9	0,2	17,1	18-6
Total da carga (kW)							978,0	655,1	1.179,8	300						0,04	86,4					74,8	0,43	75,6	1.438,8	655,6	1.581,1	-

TABELA 1.8
Planilha para determinação da curva de carga

Setores	Horas	Intervalos de Demanda																						
		Demandas Horárias																						
		0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
A	kW								160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0		
	kVA								190,4	190,4	190,4	190,4	190,4	190,4	190,4	190,4	190,4	190,4	190,4	190,4	190,4	190,4	190,4		
B	kW								117,2	117,2	117,2	117,2	117,2	117,2	117,2	117,2	117,2	117,2	117,2	117,2	117,2	117,2	117,2		
	kVA								156,3	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3	156,3		
C	kW								122,7	122,7	122,7	122,7	122,7	122,7	122,7			122,7	122,7	122,7	122,7	122,7	122,7	122,7	
	kVA								151,5	151,5	151,5	151,5	151,5	151,5	151,5			151,5	151,5	151,5	151,5	151,5	151,5	151,5	
D	kW	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9				235,9	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9	235,9
	kVA	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2				243,2	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2	243,2
E	kW								24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
	kVA								33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7
F	kW								32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0				
	kVA								37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6				
	kW								128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0	128,0				
	kVA								148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8	148,8				
G	kW	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1	178,1					178,1	178,1	178,1	178,1
	kVA	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9	191,9					191,9	191,9	191,9	191,9
H	kW								185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6	185,6		
	kVA								218,4	218,4	218,4	218,4	218,4	218,4	218,4	218,4	218,4	218,4	218,4	218,4	218,4	218,4	218,4		
I	kW						94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
	kVA						108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
I Adm	kW								28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8					
	kVA								32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0					
I Ind	kW	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1	115,1
	kVA	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5	168,5
I Ext	kW	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9													16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9
	kVA	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1													17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
Tot	kW	546	546	546	546	546	640	623	1.422	1.422	1.422	1.422	1.186	1.186	1.186	1.299	1.299	1.244	1.244	1.261	1.232	1.250	1.250	787	665
	kVA	621	621	621	621	621	729	712	1.680	1.680	1.680	1.680	1.437	1.437	1.437	1.529	1.529	1.488	1.488	1.506	1.474	1.479	1.479	914	762

FIGURA 1.13
Curva de carga



b) Demanda da iluminação

$$D_{ia} = \frac{750 \times (32 + 6{,}4)}{1.000} = 28{,}8 \text{ kW}$$

$$D_{ia} = \frac{750 \times \left(32 + \frac{6{,}4}{0{,}96}\right)}{1.000} = 29{,}0 \text{ kVA}$$

Com base na Tabela 1.7 organiza-se a Tabela 1.8, através da qual se determinam as demandas finais ativa e aparente a cada intervalo de tempo de 1 hora.

Finalmente, a curva de carga pode ser conhecida computando-se todas as cargas em conformidade com a Tabela 1.8 e representada na Figura 1.13.

1.8.4 Determinação da tarifa média de uma instalação industrial

O preço médio da tarifa é um precioso insumo no controle das despesas operacionais de um estabelecimento industrial, notadamente aqueles considerados de consumo intensivo de eletricidade, tais como indústrias siderúrgicas, indústrias de frios, etc.

O sistema tarifário brasileiro deve ser de conhecimento obrigatório de todos os profissionais da área de eletricidade, principalmente aqueles que trabalham diretamente com projetos elétricos. Um resumo desse sistema é dado a seguir.

Inicialmente, a legislação define quatro diferentes tipos de horário durante o intervalo de um ano, ou seja,

a) Horário de ponta de carga

Corresponde ao intervalo de três horas consecutivas, situado no período compreendido entre 17 e 22 horas de cada dia, exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido seguindo as características da carga do sistema elétrico da concessionária.

b) Horário fora de ponta de carga

É formado pelas 21 horas restantes de cada dia definido anteriormente, bem como pelas 24 horas dos sábados, domingos e feriados nacionais.

Cada horário anteriormente mencionado está contido em cada período adiante definido, em função do nível pluviométrico das regiões do Brasil onde se localizam as principais bacias hidrográficas, onde estão construídas as mais importantes usinas hidrelétricas brasileiras. Vale ressaltar que as águas do rio São Francisco, o mais importante rio do Nordeste do Brasil e que forma o Complexo Hidrelétrico do São Francisco, procedem cerca de 90% da região do estado de Minas Gerais.

a) Período úmido

É o período que abrange as leituras de consumo e demanda extraídos entre o primeiro dia do mês de dezembro até o dia 30 de abril, totalizando sete meses do ano.

b) Período seco

É o período que abrange as leituras de consumo e demanda extraídos entre o primeiro dia do mês de maio até o dia 30 de novembro, totalizando sete meses do ano.

A partir da definição desses horários foi montada a estrutura tarifária vigente do Grupo A (tensão igual ou superior a 2,3 kV) que compreende os seguintes segmentos:

a) Tarifa azul

A tarifa azul é a modalidade estruturada para aplicação de preços diferenciados de demanda e consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, obedecendo aos segmentos horo-sazonais descritos a seguir:

- Demanda
  - Um preço para o horário de ponta de carga do sistema elétrico da concessionária.
  - Um preço para o horário fora de ponta de carga do sistema elétrico da concessionária.

  O valor da demanda faturada nos horários de ponta e fora de ponta é o maior entre os valores:
  - Demanda contratada.
  - Demanda registrada.
- Consumo

– Um preço para o horário de ponta de carga em período úmido.
– Um preço para o horário fora de ponta de carga em período úmido.
– Um preço para o horário de ponta de carga em período seco.
– Um preço para o horário fora de ponta de carga em período seco.

b) Tarifa verde

A tarifa verde é a modalidade estruturada para aplicação de preços diferenciados para a demanda e para o consumo, de acordo com a tensão de fornecimento e demais características do consumidor, como residencial, rural etc.

- Demanda
  - Um preço único para o horário de ponta e fora de ponta de carga do sistema elétrico da concessionária.

  O valor da demanda faturada é o maior entre os valores:
  - Demanda contratada.
  - Demanda registrada.
- Consumo
  - Um preço para o horário de ponta de carga em período úmido.
  - Um preço para o horário fora de ponta de carga em período úmido.
  - Um preço para o horário de ponta de carga em período seco.
  - Um preço para o horário fora de ponta de carga em período seco.

c) Tarifa convencional

É a modalidade estruturada para aplicação de preços diferenciados para demanda e para o consumo, de acordo com a tensão de fornecimento e demais características do consumidor, como residencial, rural etc.

- Demanda
  - Um preço único para o horário de ponta e fora de ponta de carga do sistema elétrico da concessionária.

  O valor da demanda faturada é o maior entre os valores:
  - Demanda contratada.
  - Demanda medida
  - 10% da maior demanda medida em qualquer dos 11 ciclos completos de faturamento anteriores, quando se tratar de unidade consumidora rural ou sazonal faturada na estrutura tarifária convencional.
- Consumo
  - Um preço único para o horário de ponta e fora de ponta de carga.

d) Tarifa de ultrapassagem

É tarifa diferenciada a ser aplicada à parcela de demanda que superar as respectivas demandas contratadas em cada segmento horo-sazonal para a tarifa azul, ou demanda única contratada para a tarifa verde.

Os consumidores ligados em alta tensão com demanda igual ou superior a 50 kW poderão ter opções tarifárias conforme critério a seguir:

- tensão de fornecimento maior ou igual a 69 kV e qualquer demanda: tarifa azul;
- tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda igual ou superior a 300 kW: tarifas azul e verde;
- tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda igual ou superior a 50 kW e inferior a 300 kW: tarifas azul, verde e convencional.

A aplicação das tarifas de ultrapassagem se realiza quando a demanda registrada é superior à demanda contratada de acordo com as seguintes condições:

- Tarifa azul
  - 5% para unidades ligadas em tensão igual ou superior a 69 kV.
  - 10% para unidades ligadas em tensão inferior a 69 kV com demanda contratada superior a 100 kW.
  - 20% para unidades com demanda contratada de 50 até 100 kW.
- Tarifa verde
  - 10% para unidades com demanda contratada superior a 100 kW.
  - 20% para unidades com demanda contratada de 50 até 100 kW.

Para se escolher a tarifa adequada para o empreendimento, é necessário realizar um estudo do fator de carga da instalação e identificar os horários durante o dia do uso da energia elétrica. Pode-se, de forma geral, orientar o empreendedor na escolha da tarifa adequada, considerando os seguintes pontos:

- Em instalações com fator de carga muito elevado, tal como ocorre com as indústrias do setor têxtil pesado, é mais vantajoso utilizar a tarifa azul, já que o preço médio da energia na tarifa verde é normalmente superior ao preço médio praticado na tarifa azul.
- Em instalações com fator de carga igual ou inferior a 0,60, tal como ocorre em indústrias de fabricação de peças mecânicas estampadas e similares, é mais vantajoso utilizar a tarifa verde, já que o preço médio da energia na tarifa azul é normalmente superior ao preço médio praticado na tarifa verde.
- Em instalações que não operam no horário de ponta de carga, tais como muitas indústrias do ramo metal-mecânico, é indiferente a escolha da tarifa azul ou verde, pois o valor médio

TABELA 1.9
Tarifas médias de energia elétrica – tarifa azul

Horo-sazonal Azul							
Subgrupo/Nível de Tensão	Demanda (US$/kW)			Consumo (US$/kWh)			
	Normal		Ultrapas.	Ponta		Fora de Ponta	
	Ponta	F.P.	F.P.	Seca	Úmida	Seca	Úmida
A1 - 230,0 kV (Industrial e Comercial)	5,46	1,12	3,36	0,03568	0,03133	0,02525	0,02091
A3 - 69,0 kV (Ind., Com. e P. Público)	8,12	2,19	6,58	0,041,61	0,03694	0,02803	0,02420
A3 - 69,0 kV (Água, Esgoto e Saneam.)	6,90	1,86	6,58	0,03537	0,03140	0,02383	0,02026
A3 - 69,0 kV (Residencial)	7,74	2,09	6,27	0,039,68	0,03523	0,02673	0,02317
A3 - 69,0 kV (Rural)	6,97	1,88	6,27	0,03571	0,03170	0,02403	0,02086
A3 - 69,0 kV (Rural Irrigante)	6,97	1,88	6,27	0,03571	0,03170	0,02406	0,02086
A3 - 69,0 kV (Rural Irrigante 10 horas)	6,97	1,88	6,27	0,03571	0,03170	0,02406	0,02086
A4 - 13,8 kV (Ind., Com. e P. Público)	9,81	3,23	9,70	0,06531	0,06024	0,03173	0,02808
A4 - 13,8 kV (Água, Esgoto e Saneam.)	8,34	2,75	9,70	0,05551	0,05120	0,02697	0,02367
A4 - 13,8 kV (Residencial)	9,36	3,09	9,25	0,06226	0,05744	0,03027	0,02678
A4 - 13,8 kV (Rural)	8,42	2,77	9,25	0,05605	0,05170	0,02724	0,02410
A4 - 13,8 kV (Rural Irrigante)	8,42	2,77	9,25	0,05605	0,05170	0,02724	0,02410
A4 - 13,8 kV (Rural Irrigante 10 horas)	8,42	2,77	9,25	0,05605	0,05170	0,02724	0,02410

da energia é exatamente igual, devendo-se, no entanto, evitar o uso da tarifa convencional, já que o preço médio da energia nessa modalidade tarifária é normalmente superior ao preço médio praticado nas tarifas azul ou verde.

- Em instalações que não operam no horário de ponta de carga, mas que esporadicamente necessitam avançar a sua operação no horário de ponta, é mais vantajoso utilizar a tarifa verde, pois se evita pagar o elevado custo da demanda de ponta.
- Em instalações industriais de pequeno porte é normalmente vantajoso utilizar a tarifa convencional, já que o preço médio da tarifa de energia de baixa tensão é sempre superior ao preço médio da energia na modalidade convencional.

Para que se possa determinar o preço médio da tarifa de energia elétrica, é necessário fazer um levantamento das tarifas cobradas pela companhia fornecedora de energia da área de concessão onde está localizado o estabelecimento industrial. Como se sabe, as tarifas de energia elétrica no Brasil são diferentes para cada empresa que explora o serviço de eletricidade. As Tabelas 1.9 a 1.11 fornecem os valores médios das tarifas de energia, convertidas em US$ em janeiro de 2004.

Com base no fator de carga mensal, pode-se determinar o preço médio pago pela energia consumida em função do grupo tarifário a que pertence a unidade consumidora, ou seja:

- Grupo tarifário convencional

A tarifa média pode ser calculada a partir da Equação (1.14).

$$P_{me} = \frac{TD}{F_{cm} \times 730} + TC \tag{1.14}$$

TABELA 1.10
Tarifas médias de energia elétrica – tarifa verde

Horo-sazonal Verde						
Subgrupo/Nível de Tensão	Demanda (US$/kW)		Consumo (US$/kWh)			
	Normal	Ultrapas.	Ponta		Fora de Ponta	
			Seca	Úmida	Seca	Úmida
A4 - 13,8 kV (Ind., Com. e P. Público)	3,23	9,71	0,27870	0,27360	0,03194	0,028234
A4 - 13,8 kV (Água, Esgoto e Saneam.)	2,75	9,71	0,23689	0,23256	0,02715	0,023999
A4 - 13,8 kV (Residencial)	3,09	9,26	0,26578	0,26092	0,03047	0,026924
A4 - 13,8 kV (Rural)	2,78	9,26	0,23920	0,23483	0,02742	0,024232
A4 - 13,8 kV (Rural Irrigante)	2,78	9,26	0,23920	0,23483	0,02742	0,024232
A4 - 13,8 kV (Rural Irrigante 10 horas)*	2,78	9,26	0,23920	0,23483	0,02742	0,024232

TABELA 1.11
Tarifas médias de energia elétrica – tarifa convencional

Convencional - Alta Tensão			
Subgrupo/Nível de Tensão	Demanda (US$/kW)		Consumo (US$/kWh)
	Normal	Ultrapas.	Horário
			Normal
A4 - 13,8 kV (Ind., Com. e P. Público)	4,19	12,58	0,05307
A4 - 13,8 kV (Água, Esgoto e Saneam.)	3,56	12,58	0,04570
A4 - 13,8 kV (Residencial)	4,00	12,01	0,05128
A4 - 13,8 kV (Rural)	3,60	12,01	0,04615
A4 - 13,8 kV (Rural Irrigante)	3,60	12,01	0,04615
A4 - 13,8 kV (Rural Irrigante 10 horas)*	3,60	12,01	0,04615

TC – tarifa de consumo de energia elétrica, em R$/kWh ou US$/kWh;
TD – tarifa de demanda de energia elétrica, em R$/kW ou US$/kW.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (1.3)

As Figuras 1.14 e 1.15 representam a situação operativa diária de uma planta industrial respectivamente antes e depois da aplicação de um estudo de melhoria do fator de carga, conservando o mesmo nível de produção. O consumo em ambos os casos é de 126.000 kWh/mês. Determinar a economia de energia elétrica resultante, ou seja:

a) Situação anterior à adoção das medidas para melhoria do fator de carga.

- Fator de carga

$$F_{cc} = \frac{126.000}{730 \times 270} = 0{,}63$$

- Valor da conta de energia

Considerando-se o valor da tarifa industrial média em US$, tem-se:

- Tarifa de consumo fora de ponta: TC = US$ 0,05307/kWh;
- Tarifa de demanda fora de ponta: TD = US$ 4,19/kW.

Logo, a fatura correspondente vale:

$$F_a^* = 126.000 \times 0{,}05307 + 270 \times 4{,}19$$
$$F_a = \text{US\$ } 7.818{,}12$$

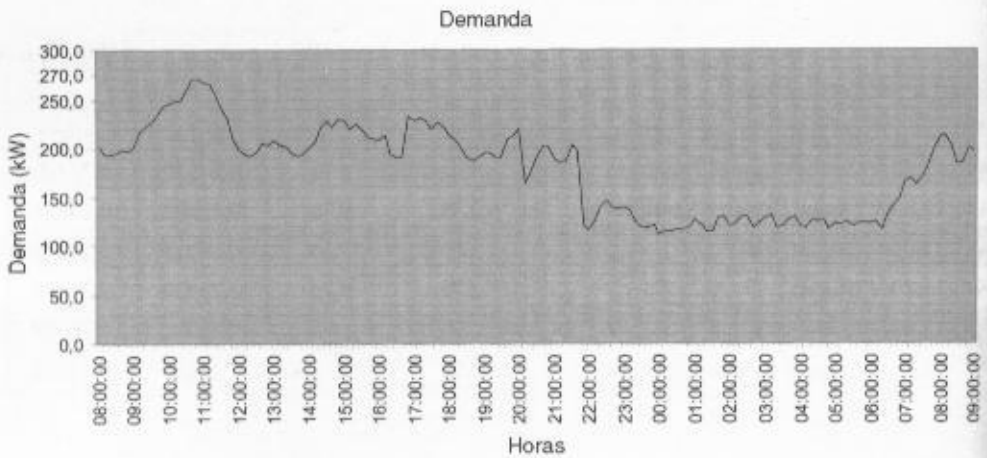


FIGURA 1.14
Curva de carga não-otimizada

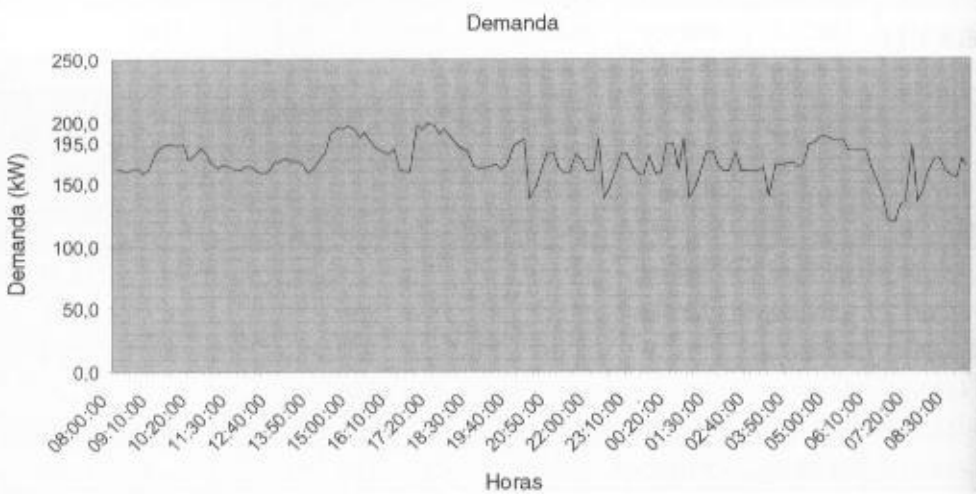


FIGURA 1.15
Curva de carga otimizada

- Preço médio pago pela energia consumida

Pode ser calculado pela Equação (1.14):

$$P_{me} = \frac{4,19}{0,63 \times 730} + 0,05307 = \text{US\$ } 0,06218/\text{kWh} = \text{US\$ } 62,18/\text{MWh}$$

b) Situação posterior à adoção das medidas para melhoria do fator de carga
- Fator de carga

$$F_{car} = \frac{126.000}{730 \times 195} = 0,88$$

- Valor da conta de energia

$$F_f = 126.000 \times 0,05307 + 195 \times 4,19$$
$$F_f = \text{US\$ } 7.503,87$$

- Preço médio pago pela energia consumida

$$P_{me} = \frac{4,19}{0,88 \times 730} + 0,05307 = \text{US\$ } 0,05959/\text{kWh} = \text{US\$ } 59,59/\text{MWh}$$

- Economia percentual resultante

$$\Delta F = \frac{7.818,12 - 7.503,87}{7.818,12} \times 100 = 4,0\%$$

Em muitos casos é notória a diferença da conta de energia elétrica paga pela empresa e, conseqüentemente, de suas despesas operacionais, permitindo que o produto fabricado nessas condições apresente uma maior competitividade no mercado, principalmente se nele é expressiva a parcela de energia elétrica no custo final de produção.

Outra forma de calcular o valor da tarifa média do grupo tarifário convencional é através da Tabela 1.12, ou seja:

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (1.4)

Uma indústria de pequeno porte, ligado em 13,80 kV, apresenta uma significativa regularidade no consumo e demanda de energia elétrica ao longo do ano. O consumo médio mensal foi de 73.920 kWh e a demanda média faturada foi de 200 kW. Determinar o valor do preço médio da energia, sabendo-se que a mesma pertence ao grupo tarifário A4 — convencional.

TABELA 1.12
Cálculo do custo anual médio da tarifa de energia elétrica – grupo tarifário convencional

Convencional - Alta Tensão									
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo		Demanda/Consumo	
Descrição	US$/kW	US$/MWh	Horas/Mês	Mês/Ano	kW	kWh/Mês	kWh/Ano	US$/Mês	US$/Ano
Demanda	4,19	-	-	12	200,0	-		838,00	10.056,00
Consumo	-	53,07	-	12	-	73.920	887.040	3.922,93	47.075,21
Total							887.040	-	57.131,21
Total mensal (US$/mês)									4.760,93
Tarifa média mensal (US$/MWh)									64,41

Através da planilha eletrônica, mostrada na Tabela 1.12, pode-se determinar o preço médio da energia, cujo valor é de US$ 64,41/MWh, obtido a partir da relação entre o montante anual pago nas faturas de energia, em US$/ano, pelo consumo anual de energia em MWh/ano, ou seja: US$ 57.131,21/(887.040) × 1.000.

- Grupo tarifário verde

As tarifas médias de energia elétrica do grupo tarifário verde devem ser tomadas num intervalo de tempo de 12 meses para cobrir os períodos secos (maio a novembro) e úmido (dezembro a abril), cujas tarifas são bastante diferenciadas. O cálculo da tarifa média pode ser conhecido através da Tabela 1.13.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (1.5)

Considerando a indústria tratada no Exemplo da Aplicação (1.4), determinar o valor do preço médio da energia, para a condição de a mesma pertencer ao grupo tarifário A4 – horo-sazonal verde. Observar que a energia gasta mensalmente é a mesma do Exemplo de Aplicação (1.4).

Através da planilha eletrônica, mostrada na Tabela 1.13, pode-se determinar o preço médio da energia, cujo valor é de US$ 77,77/MWh, obtido a partir da relação entre o montante anual pago nas faturas de energia, em US$/ano, pelo consumo anual de energia em MWh/ano, ou seja: US$ 68.981,21/(887.040) × 1.000.

Se, por exemplo, fosse possível a indústria realizar a transferência de consumo da hora de ponta de carga para fora de ponta, mantendo o consumo médio anual no valor de 887.040 kWh, portanto, conservando a mesma produção industrial, o preço médio da energia seria de US$ 69,91/MWh, em conformidade com a Tabela 1.14, observando uma redução no preço médio de aproximadamente 10,1%.

TABELA 1.13
Determinação do custo anual médio da tarifa de energia elétrica – grupo tarifário verde

Horo-sazonal Tarifa Verde									
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo		Demanda/Consumo	
Descrição	US$/kW	US$/MWh	Horas/Mês	Mês/Ano	kW	kWh/Mês	kWh/Ano	US$/Mês	US$/Ano
Demanda Fat	3,23	-	-	12	200,0	-	-	646,00	7.752,00
Consumo FPS	-	31,94	-	7	-	62.320	436.240	1.990,50	13.933,51
Consumo PS	-	278,70	-	7	-	11.600	81.200	3.232,92	22.630,44
Consumo FPU	-	28,23	-	5	-	62.320	311.600	1.759,29	8.796,47
Consumo PU	-	273,60	-	5	-	11.600	58.000	3.173,76	15.868,80
Total							887.040	-	68.981,21
Total mensal (US$/mês)									5.748,43
Tarifa média mensal (US$/MWh)									77,77

TABELA 1.14
Determinação do custo anual médio da tarifa de energia elétrica – grupo tarifário verde

Horo-sazonal Tarifa Verde									
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo		Demanda/Consumo	
Descrição	US$/kW	US$/MWh	Horas/Mês	Mês/Ano	kW	kWh/Mês	kWh/Ano	US$/Mês	US$/Ano
Demanda Fat	3,23	-	-	12	200,0	-	-	646,00	7.752,00
Consumo FPS	-	31,94	-	7	-	64.680	452.760	2.065,88	14.461,15
Consumo PS	-	278,70	-	7	-	9.240	64.680	2.575,19	18.026,33
Consumo FPU	-	28,23	-	5	-	64.680	323.400	1.825,92	9.129,58
Consumo PU	-	273,60	-	5	-	9.240	46.200	2.528,06	12.640,32
Total							887.040	-	62.009,31
Total mensal (US$/mês)									5.167,45
Tarifa média mensal (US$/MWh)									69,91

Se, por outro lado, toda a produção no horário de ponta fosse deslocada para o período fora de ponta, o preço médio da energia seria de US$ 39,13/MWh, obtendo-se, assim, uma redução no preço médio da conta de energia no valor de 78,6% em relação à condição anterior.

TABELA 1.15
Determinação do custo anual médio da tarifa de energia elétrica – grupo tarifário verde

Horo-sazonal Tarifa Verde									
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo		Demanda/Consumo	
Descrição	US$/kW	US$/MWh	Horas/Mês	Mês/Ano	kW	kWh/Mês	kWh/Ano	US$/Mês	US$/Ano
Demanda Fat	3,23	-	-	12	200,0	-	-	646,00	7.752,00
Consumo FPS	-	31,94	-	7	-	73.920	517.440	2.361,00	16.527,03
Consumo PS	-	278,70	-	7	-	0	0	0,00	0,00
Consumo FPU	-	28,23	-	5	-	73.920	369.600	2.086,76	10.433,81
Consumo PU	-	273,60	-	5	-	0	0	0,00	0,00
Total							887.040	-	34.712,84
Total mensal (US$/mês)									2.892,74
Tarifa média mensal (US$/MWh)									39,13

- Grupo tarifário azul

As tarifas médias de energia elétrica do grupo tarifário azul devem ser tomadas num intervalo de tempo de 12 meses para cobrir os períodos secos (maio a novembro) e úmido (dezembro a abril), cujas tarifas são bastante diferenciadas. O cálculo da tarifa média pode ser conhecido através da Tabela 1.16.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (1.6)

Uma indústria de porte médio ligada em 13,80 kV, apresenta uma significativa regularidade no consumo e demanda de energia elétrica ao longo do ano. O consumo médio anual foi de 1.063.000 kWh no período fora de ponta de carga e 105.600 no período de ponta de carga, sendo a demanda média faturada de 2.700 kW de ponta e de 1.600 kW no período fora de ponta. Determinar o valor do preço médio da energia desse estabelecimento industrial.

O consumidor pertence ao grupo tarifário A4 – horo-sazonal azul.

Através da planilha eletrônica, mostrada na Tabela 1.16, pode-se determinar o preço médio da energia, cujo valor é de US$ 54,08/MWh, obtido a partir da relação entre o montante anual pago pela indústria nas faturas de energia elétrica, em US$/ano, pelo consumo anual de energia em MWh/ano, ou seja: US$ 758.600,94/(14.028.660) × 1.000.

TABELA 1.16
Determinação do custo anual médio da tarifa de energia elétrica – Grupo tarifário azul

Horo-sasonal Tarifa Azul									
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo		Demanda/Consumo	
Descrição	US$/kW	US$/MWh	Horas/Mês	Mês/Ano	kW	kWh/Mês	kWh/Ano	US$/Mês	US$/Ano
Demanda FP	3,230	-	-	12	2.700,0	-	-	8.721,00	104.652,00
Demanda P	9,810	-	-	12	1.600,0	-	-	15.696,00	188.352,00
Consumo FPS	-	31,73	-	7	-	1.063.455	7.444.185	33.743,43	236.203,99
Consumo PS	-	65,31	-	7	-	105.600	739.200	6.896,74	48.277,15
Consumo FPU	-	28,08	-	5	-	1.063.455	5.317.275	29.861,82	149.309,08
Consumo PU	-	60,24	-	5	-	105.600	528.000	6.361,34	31.806,72
Total							14.028.660	-	758.600,94
Total mensal (US$/mês)									63.216,75
Tarifa média mensal (US$/MWh)									54,08

1.9 ROTEIRO PARA ELABORAÇÃO DE UM PROJETO ELÉTRICO INDUSTRIAL

1.9.1 Planejamento

Para que o projetista planeje e elabore adequadamente o seu projeto deve necessariamente conhecer e aplicar todos os conceitos formulados neste capítulo.

1.9.2 Projeto Luminotécnico

O projeto luminotécnico dos ambientes administrativos e industriais deve ser a primeira ação a ser desenvolvida, o que pode ser realizado seguindo os procedimentos do Capítulo 2.

1.9.3 Determinação dos Condutores

A partir do projeto luminotécnico, o projetista já pode determinar a seção dos condutores dos circuitos terminais e de distribuição.

Como o projetista, nessa etapa, já definiu a localização dos Centros de Controle de Motores (CCM) e da(s) subestação(ões) com os respectivos Quadro Geral de Força (QGF) deve determinar a seção dos condutores dos circuitos terminais e de distribuição. A metodologia de cálculo está apresentada no Capítulo 3.

1.9.4 Determinação e Correção do Fator de Potência

Conhecendo as cargas ativas e reativas, o projetista já dispõe de condições para determinar o fator de potência horário da instalação e determinar a necessidade de potência capacitiva para manter o fator de potência nos limites da legislação, o que pode ser feito através do Capítulo. 4.

1.9.5 Determinação das Correntes de Curto-circuito

Conhecidas todas as seções dos condutores e já tendo definida a concepção da distribuição do sistema, bem como as características da rede de alimentação, devem ser determinadas as correntes de curto-circuito em cada ponto da instalação, notadamente onde serão instalados os equipamentos e dispositivos de proteção. A metodologia de cálculo está explanada no Capítulo 5.

1.9.6 Determinação dos Valores de Partida dos Motores

Trata-se de conhecer as condições da rede durante a partida dos motores, a fim de se determinarem os dispositivos de acionamento dos mesmos e os elementos de proteção, entre outros. O Capítulo 7 detalha o procedimento de cálculo e analisa as diferentes situações para as condições de partida.

1.9.7 Determinação dos Dispositivos de Proteção e Comando

A partir dos valores das correntes de curto-circuito e da partida dos motores, deve-se elaborar o esquema de proteção, iniciando-se com a determinação destes dispositivos e dos comandos até a definição da proteção geral. O Capítulo 10 analisa e determina os dispositivos de proteção para sistemas primários e secundários.

1.9.8 Cálculo da Malha de Terra

O cálculo da malha de terra requer o conhecimento prévio da natureza do solo, das correntes de falta fase-terra e dos tempos de atuação correspondentes dos dispositivos e proteção.

O Capítulo 11 expõe a metodologia da determinação da resistividade do solo, traz a seqüência de cálculo que define os principais componentes da malha de terra e mostra a obtenção da resistência de malha.

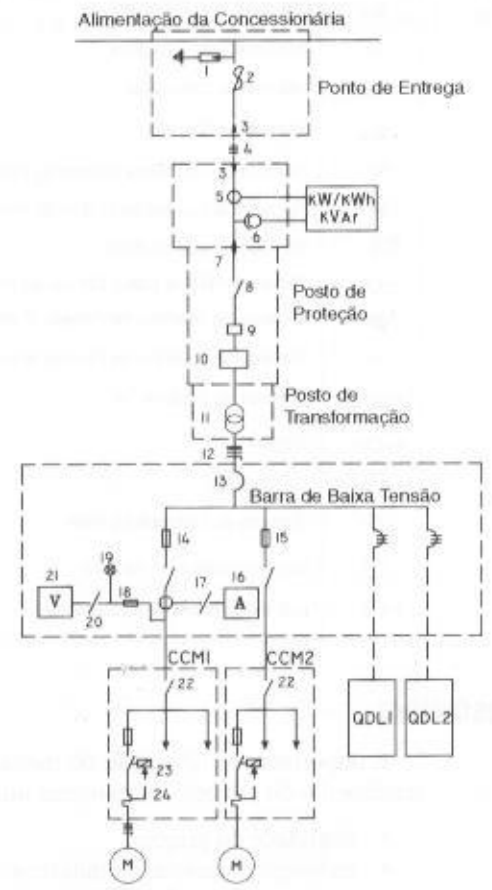
1.9.9 Diagrama Unifilar

Para o entendimento da operação de uma instalação industrial é fundamental a elaboração do diagrama unifilar, onde devem estar representados, no mínimo, os seguintes elementos:

- chaves fusíveis, seccionadores, condutores e disjuntores com as suas respectivas capacidades nominais e de interrupção;
- indicação da seção dos condutores dos circuitos terminais e de distribuição e dos respectivos tipos (monofásico, bifásico e trifásico);
- dimensão da seção dos barramentos dos Quadros de Distribuição;
- indicação da corrente nominal dos fusíveis;
- indicação da corrente nominal dos relés, a sua faixa de ajuste e o ponto de atuação;
- potência, tensões primária e secundária, tapes e impedância dos transformadores da subestação;
- pára-raios, muflas, buchas de passagem etc.;
- transformadores de corrente e potencial com as respectivas indicações de relação de transformação;
- posição da medição de tensão e correntes indicativas com as respectivas chaves comutadoras, caso haja;
- lâmpadas de sinalização.

A Figura 1.16 mostra um diagrama unifilar como exemplo.

FIGURA 1.16
Esquema unifilar básico



1 – pára-raios tipo válvula de 12 kV; 2 – chave fusível indicadora de distribuição de 100 A/15 kV; 3 – mufla terminal de 100 A/15 kV; 4 – cabo isolado em PVC para 15 kV, seção de 25 mm²; 5 – transformador de corrente para medição, classe 15 kV; 6 – transformador de potencial para medição, classe 15 kV – 13.800/115 V; 7 – bucha de passagem externa × interna, 100 A/15 kV; 8 – chave seccionadora tripolar, 100 A/15 kV; 9 – relé secundário de sobrecorrente de fase e de neutro, corrente nominal de 20 A, ajuste de 16 a 20 A, ponto de atuação 18 A; 10 – disjuntor tripolar a pequeno volume de óleo, corrente nominal 400 A/15 kV, comando manual, capacidade de ruptura simétrica de 250 MVA; 11 – transformador de potência de 300 kVA/13.800 – 13.200-12.600/380-220V, ligação triângulo-estrela; 12 – cabo isolado para 750 V, seção de 400 mm² - PVC; 13 – disjuntor termomagnético, 600 V/500 A, capacidade de ruptura de 20 kA, com relé térmico com faixa de ajuste de 420 a 500 A, regulado no ponto de 460 A; 14 – fusível tipo NH-160 A; 15 – fusível tipo NH-100 A; 16 – amperímetro de ferro móvel, tipo painel, escala de 0 – 200 A; 17 – comutador para amperímetro; 18 – conjunto de fusível diazed; 19 – lâmpada de sinalização vermelha; 20 – comutador para voltímetro; 21 – voltímetro de ferro móvel, tipo painel, 500 V, escala 0 – 500 V; 22 – chave seccionadora tripolar, abertura em carga, 500 V/100 A; 23 – contator tripolar, 500 V/80 A; 24 – relé térmico, com faixa de ajuste de 70 a 100 A, regulado no ponto 80 A.

TABELA 1.17
Simbologia gráfica para projetos

Símbolo	Descrição do Símbolo	Símbolo	Descrição do Símbolo
	Duto Embutido no Teto		Luz Fluorescente no Teto
	Duto Embutido no Piso ou Canaleta		Fusível
	Duto de Telefone		Disjuntor
	Duto de Campainha, Som e Anunciador		Chave Seccionadora Tripolar
	Condutor Fase no Duto		Chave Reversora
	Condutor Neutro no Duto		Contator Magnético
	Condutor de Retorno no Duto		Relé Térmico
	Condutor de Proteção no Duto		Chave Compensadora Automática
	Condutor Fase no Duto		Chave Estrela-Triângulo
	Eletroduto que Sobe		Chave Série Paralelo
	Eletroduto que Desce		Transformador de Corrente
S_1	Interruptor de 1 Seção		Transformador de Força
S_2	Interruptor de 2 Seções		Transformador de Potencial
S_3	Interruptor de 3 Seções	M	Motor
S_{3w}	Interruptor Three-way	G	Gerador
S_{4w}	Interruptor Four-way		Pára-raios Atmosférico
	Tomada de Luz Baixa (30 cm do Piso)		Resistor
	Tomada de Luz Média (1,3 m do Piso)		Símbolo de Terra
	Tomada de Luz no Piso		Capacitor
	Tomada Trifásica Baixa (30 cm do Piso)		Caixa de Medidor
	Tomada de Telefone na Parede (Externa)		Lâmpada de Sinalização
	Tomada de Telefone na Parede (Interna)		Chave Seccionadora Unipolar
	Tomada de Rádio e Tv		Chave Fusível Unipolar
	Cigarra		
	Campainha		
	Tomada de Telefone no Piso		
	Luz Incandescente no Teto		
	Luz Incandescente na Parede		

1.9.10 Memorial Descritivo

É importante a elaboração do memorial descritivo, contendo informações necessárias ao entendimento do projeto. Entre outras informações devem constar:

- finalidade do projeto;
- endereço comercial da indústria e o endereço do ponto de entrega de energia;
- carga prevista e demanda justificadamente adotada;
- tipo de subestação (abrigado em alvenaria, blindado, ao tempo);
- proteção e comando de todos os aparelhos utilizados, desde o ponto de entrega de energia até o ponto de consumo;
- características completas de todos os equipamentos de proteção e comando, transformadores, cabos, quadros etc.;
- memorial de cálculo;
- relação completa de material;
- custo orçamentário.

Os dispositivos não relacionados devem, também, ser indicados conforme a especificação mencionada.

Cabe ressaltar a importância que deve ser dada à especificação dos materiais, tanto no que diz respeito às suas características técnicas, quanto mecânicas e dimensionais.

As empresas comerciais escolhidas pelo interessado do projeto para apresentarem propostas de fornecimento desses materiais deverão basear as mesmas nas características apresentadas. Caso contrário, durante a abertura das propostas poderão surgir conflitos entre os concorrentes, que dificilmente serão sanados, dada a inexistência de qualificação dos materiais requisitados.

1.10 SIMBOLOGIA

Todo projeto de instalação elétrica requer a adoção de uma simbologia que represente os diversos materiais adotados.

Existem várias normas nacionais e estrangeiras que apresentam os símbolos representativos dos materiais elétricos utilizados em instalações correspondentes.

Os símbolos mais empregados atualmente são os da ABNT, apresentados na Tabela 1.17 de forma resumida. No entanto, a literatura de fabricantes de equipamentos e dispositivos, oriundos de outros países, conserva, em geral, a simbologia de origem.

Dentro de um mesmo projeto deve-se sempre adotar uma única simbologia, a fim de evitar dúvidas e interpretações errôneas.

As normas da ABNT às quais todos os projetos devem obedecer, de modo a assegurar um elevado padrão técnico na operação da instalação, podem ser encontradas à venda nas representações estaduais da ABNT ou em sua sede situada na Av. 13 de Maio, 13/28° andar – CEP 20003-900 – Rio de Janeiro.

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS

7.ª EDIÇÃO

JOÃO MAMEDE FILHO

Engenheiro eletricista

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1988-1990)

Ex-Diretor de Operação da Companhia Energética do Ceará — Coelce (1991-1994)

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1995-1998)

Ex-Presidente do Comitê Coordenador de Operações do Norte-Nordeste — CCON

Ex-Presidente da Nordeste Energia S.A. — Nergisa (1999-2000)

Atual Presidente da CPE — Consultoria e Projetos Elétricos

Professor de Eletrotécnica Industrial da Universidade de Fortaleza — Unifor (desde 1979)

LTC
EDITORA

CAPÍTULO 2

ILUMINAÇÃO INDUSTRIAL

2.1 INTRODUÇÃO

A iluminação é responsável atualmente por cerca de 17% de toda energia consumida no Brasil. No setor industrial a participação do consumo da iluminação é de aproximadamente 2%, o que representa a produção de energia elétrica da hidrelétrica de Sobradinho no rio São Francisco, no Nordeste do Brasil.

Os recintos industriais devem ser suficientemente iluminados para se obter o melhor rendimento possível nas tarefas a executar. O nível de detalhamento das tarefas exige um iluminamento adequado para se ter uma percepção visual apurada.

Um bom projeto de iluminação, em geral, requer a adoção dos seguintes pontos fundamentais:

- nível de iluminamento suficiente para cada atividade específica;
- distribuição espacial da luz sobre o ambiente;
- escolha da cor da luz e seu respectivo rendimento;
- escolha apropriada dos aparelhos de iluminação;
- tipo de execução das paredes e pisos;
- iluminação de acesso.

O projetista deve dispor das plantas de arquitetura da construção (veja o Capítulo 1) com detalhes suficientes para fixar os aparelhos de iluminação. O tipo de teto é de fundamental importância, bem como a disposição das vigas de concreto ou dos tirantes de aço de sustentação que, afinal, podem definir o alinhamento das luminárias. Além disso, a existência de pontes rolantes e máquinas de grande porte deve ser analisada antecipadamente.

Muitas vezes, é necessário complementar a iluminação do recinto para atender certas atividades específicas do processo industrial. Assim, devem ser localizados aparelhos de iluminação em pontos específicos e, muitas vezes, na estrutura das próprias máquinas.

Numa planta industrial, além do projeto de iluminação do recinto de produção propriamente dito, há o desenvolvimento do projeto de iluminação dos escritórios, almoxarifados, laboratórios e da área externa, tais como pátio de estacionamento, jardins, locais de carga e descarga de produtos primários e manufaturados, entre outros.

2.2 CONCEITOS BÁSICOS

Para melhor entendimento do assunto, serão abordados a seguir alguns conceitos clássicos, de modo resumido.

2.2.1 Luz

É uma fonte de radiação que emite ondas eletromagnéticas em diferentes comprimentos, sendo que apenas algumas ondas de comprimento de onda definido são visíveis ao olho humano.

As radiações de menor comprimento de onda, como o violeta e o azul, intensificam a sensação luminosa do olho humano quando o ambiente é iluminado com pouca luz, como ocorre no fim de

tarde e à noite. Já as radiações de maior comprimento de onda, como o laranja e o vermelho, minimizam a sensação luminosa do olho humano quando o ambiente é iluminado com muita luz.

O ser humano, em geral, julga que os objetos possuem cores definidas, já que os conhece normalmente em ambientes iluminados com luz contendo todos os espectros de cores. No entanto, as cores dos objetos é função da radiação luminosa incidente. A cor de uma banana, tradicionalmente amarela, é o resultado da radiação luminosa que reflete quantitativamente maior no segmento amarelo. Para uma radiação monocromática incidente como, por exemplo, o branco obtido através de filtro que obstacule a radiação amarela, a banana se apresentaria ao observador na cor negra, já que ela refletiria pouquíssima luz.

2.2.2 Iluminância

"É o limite da razão do fluxo luminoso recebido pela superfície em torno de um ponto considerado para a área da superfície quando esta tende para zero."

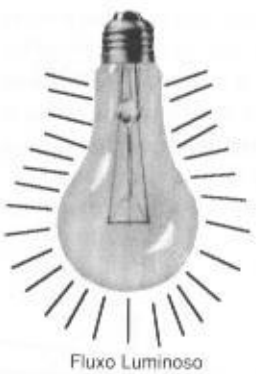


FIGURA 2.1
Forma de irradiação da luz

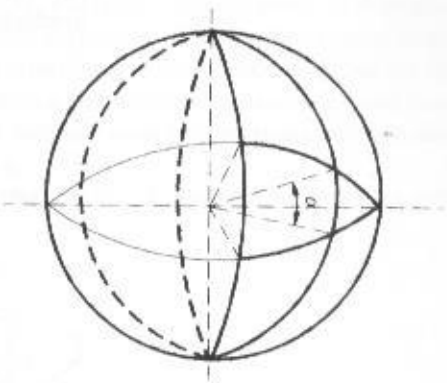


FIGURA 2.2
Demonstração gráfica do ângulo sólido

A iluminância é conhecida também como nível de iluminamento. É expressa em lux, que corresponde ao fluxo luminoso incidente numa determinada superfície por unidade de área. Assim, se uma superfície plana de 1 m² é iluminada perpendicularmente por uma fonte de luz cujo fluxo luminoso é de 1 lúmen, apresenta a iluminância de 1 lux, ou seja:

$$E = \frac{F}{S} \text{ (lux)} \qquad (2.1)$$

F – fluxo luminoso, em lumens;
S – área da superfície iluminada, em m².

São clássicos alguns exemplos de iluminância, ou seja:

- dia de sol de verão a céu aberto: 100.000 lux;
- dia com sol encoberto no verão: 20.000 lux;
- noite de lua cheia sem nuvens: 0,25 lux;
- noite à luz de estrelas: 0,001 lux.

Normalmente, o fluxo luminoso não é distribuído uniformemente, resultando em iluminâncias diferentes em diversos pontos do ambiente iluminado. Na prática, considera-se o fluxo luminoso médio.

2.2.3 Fluxo Luminoso

É a potência de radiação emitida por uma fonte luminosa em todas as direções do espaço. Sua unidade é o lúmen, que representa a quantidade de luz irradiada, através de uma abertura de 1 m²

feita na superfície de uma esfera de 1 m de raio, por uma fonte luminosa de intensidade igual a 1 candela, em todas as direções, colocada no seu interior e posicionada no centro.

Como referência, uma fonte luminosa de intensidade igual a uma candela emite uniformemente 12,56 lumens, ou seja, 4 R^2 lumens para $R = 1$ m.

O fluxo luminoso também pode ser definido como a potência de radiação emitida por uma determinada fonte de luz e avaliada pelo olho humano.

O fluxo luminoso não poderia ser expresso em watts, já que é função da sensibilidade do olho humano, cuja faixa de percepção varia para o espectro de cores entre os comprimentos de onda de 450 (cor violeta) a 700 nm (cor vermelha). A Figura 2.1 mostra a forma de irradiação do fluxo luminoso emitido por uma lâmpada incandescente.

2.2.4 Eficiência Luminosa

É a relação entre o fluxo luminoso emitido por uma fonte luminosa e a potência em watts consumida por esta. Deve-se ressaltar que a eficiência luminosa de uma fonte pode ser influenciada pelo tipo de vidro difusor da luminária caso este absorva alguma quantidade de energia luminosa irradiada. É dada pela expressão:

$$\eta = \frac{\psi}{P_c} \text{ (lumens/W)} \tag{2.2}$$

ψ – fluxo luminoso emitido, em lumens;
P_c – potência consumida, em W.

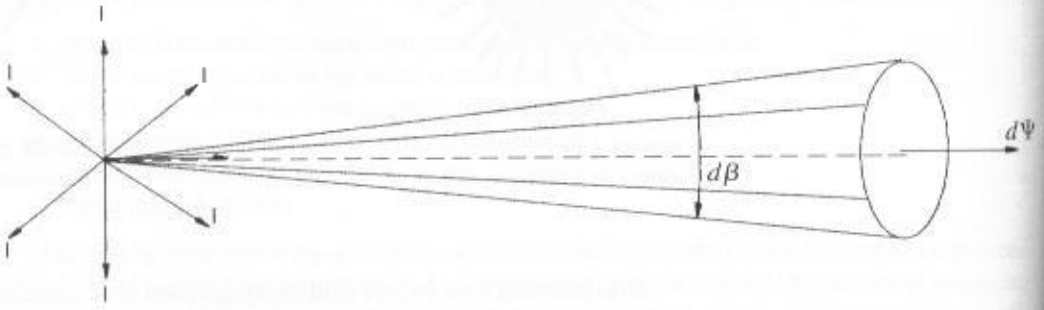


FIGURA 2.3
Representação do conceito de intensidade luminosa

Através da eficiência luminosa das fontes de radiação podem ser elaborados projetos mais eficientes, selecionando-se lâmpadas de maior eficiência luminosa.

A seguir serão relacionadas as lâmpadas e suas eficiências luminosas, ou seja:

- lâmpadas incandescentes: 10 a 15 lumens/W;
- lâmpadas halogêneas: 15 a 25 lumens/W;
- lâmpadas mistas: 20 a 35 lumens/W;
- lâmpadas vapor de mercúrio: lâmpadas mistas – 45 a 55 lumens/W;
- lâmpadas fluorescentes comuns: lâmpadas mistas – 55 a 75 lumens/W;
- lâmpadas vapor metálico: 65 a 90 lumens/W;
- lâmpada vapor de sódio: 80 a 140 lumens/W.

2.2.5 Intensidade Luminosa

É definida como "o limite da relação entre o fluxo luminoso em um ângulo sólido em torno de uma direção dada e o valor desse ângulo sólido, quando esse ângulo sólido tende a zero", ou seja

$$I = \frac{d\psi}{d\beta} \tag{2.3}$$

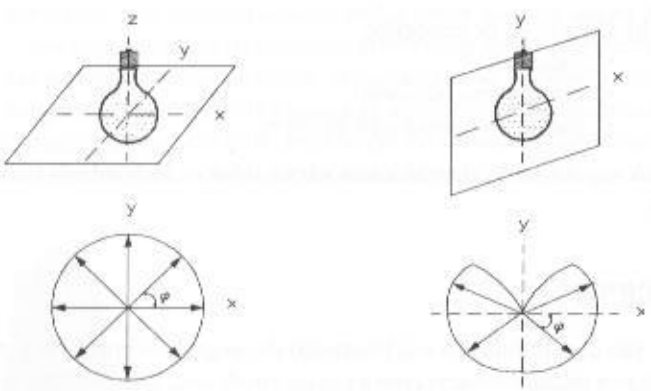
Pode ser definida também como a potência de radiação visível que uma determinada fonte de luz emite numa direção especificada. Sua unidade é denominada de *candela* (cd). A Figura 2.2 mostra a relação que existe entre a intensidade luminosa e o ângulo sólido, ocupando a fonte luminosa o vértice do referido ângulo. Isto quer dizer que, se uma determinada fonte luminosa localizada no centro de uma esfera de raio igual a 1 m emitir em todas as direções uma intensidade luminosa de 1 cd, cada metro quadrado da superfície da referida esfera está sendo iluminado pelo fluxo luminoso de 1 lúmen. A Figura 2.3 demonstra conceitualmente a definição de intensidade luminosa.

A intensidade luminosa é avaliada utilizando-se como fonte de luz um corpo negro aquecido à temperatura de solidificação da platina, que é de 1.773 °C, à pressão constante de 101.325 N/m², e cuja intensidade luminosa resultante incide perpendicularmente sobre uma área plana igual a 1/600.000 m².

Na prática, pode-se observar que as fontes de luz não emitem o fluxo luminoso uniformemente em todas as direções. Basta que se observe uma lâmpada incandescente, como a da Figura 2.4, em que a intensidade luminosa é maior em determinadas direções do que em outras.

A partir dessa definição são construídas as curvas de distribuição luminosa que caracterizam as luminárias dos diversos fabricantes e estão presentes basicamente em todos os catálogos técnicos sobre o assunto. Neste caso, a fonte de luz e a luminária são reduzidas a um ponto no diagrama polar a partir do qual são medidas as intensidades luminosas em todas as direções. Para exemplificar, a Figura 2.4 (a) mostra uma fonte de luz constituída de uma lâmpada incandescente fixada em fio pendente e o correspondente diagrama da curva de distribuição luminosa, tomando-se como base o plano horizontal. Já a Figura 2.4 (b) mostra a mesma lâmpada onde se construiu o referido diagrama, tomando-se agora como base o plano vertical.

É comum expressar os valores da intensidade luminosa na curva de distribuição luminosa para um fluxo de 1.000 lumens.



(a) Plano horizontal (b) Plano vertical

FIGURA 2.4
Distribuição luminosa nos planos horizontal e vertical

2.2.6 Luminância

"É a relação entre a intensidade luminosa com a qual irradia, em uma direção determinada, uma superfície elementar contendo um ponto dado e a área aparente desta superfície para uma direção considerada, quando esta área tende para zero." Sua unidade é expressa em candela por metro quadrado (cd/m²).

A luminância é entendida como a medida da sensação de claridade provocada por uma fonte de luz ou superfície iluminada e avaliada pelo cérebro. Pode ser determinada pela Equação (2.4).

$$L = \frac{I}{S \times \cos \alpha} \tag{2.4}$$

S – superfície iluminada;
α – ângulo entre a superfície iluminada e a vertical, que é ortogonal à direção do fluxo luminoso;
I – intensidade luminosa.

O fluxo luminoso, a intensidade luminosa e a iluminância somente são visíveis se forem refletidos numa superfície, transmitindo a sensação de luz aos olhos, cujo fenômeno é denominado luminância.

2.2.7 Refletância

É a relação entre o fluxo luminoso refletido por uma dada superfície e o fluxo luminoso incidente sobre a mesma.

É sabido que os objetos refletem a luz diferentemente um dos outros. Assim, dois objetos colocados num ambiente de luminosidade conhecida originam luminâncias diferentes.

2.2.8 Emitância

É a quantidade de fluxo luminoso emitido por uma fonte superficial por unidade de área. Sua unidade é expressa em lúmen/m^2.

2.3 LÂMPADAS ELÉTRICAS

Para o estudo de utilização das lâmpadas elétricas, estas podem ser classificadas da seguinte maneira:

a) Quanto ao processo de emissão de luz
- lâmpadas incandescentes;
- lâmpadas de descarga.

b) Quanto ao desempenho
- vida útil;
- rendimento luminoso;
- índice de reprodução de cores.

A seguir, serão abordados os vários tipos de lâmpada de maior aplicação em projetos industriais.

2.3.1 Lâmpadas Incandescentes

São constituídas de um filamento de tungstênio enrolado geralmente em forma espiralada que atinge a incandescência com a passagem de uma corrente elétrica, e de um bulbo de vidro transparente, translúcido ou opaco, cheio de gás quimicamente inerte, como o nitrogênio, que evita a oxidação do filamento.

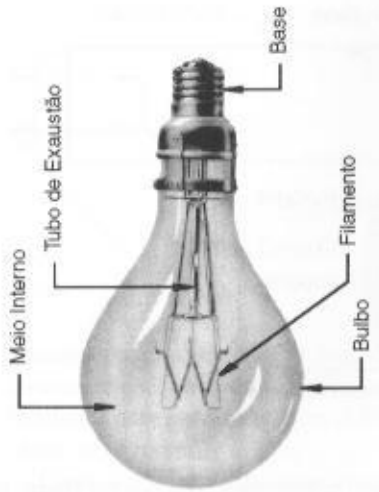
Devido às precárias características de sua eficiência luminosa, vida média reduzida e custos de manutenção elevados, é cada vez menor a sua aplicação em projetos industriais. Sua utilização é mais sentida nas dependências administrativas, mesmo assim em aplicações restritas. Apresentam um custo de implantação muito reduzido, porém custos elevados de manutenção. As principais características das lâmpadas incandescentes são:

- vida útil: entre 600 e 1.000 horas;
- eficiência luminosa média: 15 lumens/watts;
- o rendimento cresce com a potência;
- as lâmpadas de tensão mais baixa apresentam maior rendimento;
- a vida útil depende da tensão de alimentação.

Para cada 10% de sobretensão, sua vida útil reduz-se em 50%.

O emprego de lâmpadas incandescentes em instalações industriais fica restrito a banheiros sociais, instalações decorativas, vitrines de amostra de produtos e aplicações outras, onde o consumo de energia seja pequeno. A Figura 2.5 mostra os principais componentes de uma lâmpada incandescente.

FIGURA 2.5
Lâmpada incandescente



2.3.2 Lâmpadas Halógenas de Tungstênio

A lâmpada halógena de tungstênio é um tipo especial de lâmpada incandescente, em que um filamento é contido num tubo de quartzo, no qual é colocada uma certa quantidade de iodo. Durante o seu funcionamento, o tungstênio evapora-se do filamento, combinando-se com o gás presente no interior do tubo e formando o iodeto de tungstênio. Devido às altas temperaturas, parte do tungstênio se deposita no filamento regenerando-o, criando-se assim um processo contínuo e repetitivo denominado ciclo do iodo. A Figura 2.6 mostra o aspecto externo de uma lâmpada halógena, cuja maior aplicação se faz sentir na iluminação de cena.

Nas lâmpadas incandescentes convencionais, o tungstênio evaporado do filamento se deposita nas paredes internas do bulbo, reduzindo a sua eficiência. No entanto, nas lâmpadas halógenas de tungstênio, o halogênio bloqueia as moléculas de tungstênio impedindo que elas se depositem nas paredes internas do bulbo, resultando uma combinação química após a qual retornam ao filamento. As paredes da lâmpada são de vidro de quartzo resistente a elevadas temperaturas.

FIGURA 2.6
Lâmpada halógena



2.3.3 Lâmpadas de Luz Mista

As lâmpadas de luz mista são constituídas de um tubo de descarga a vapor de mercúrio conectado em série com um filamento de tungstênio, ambos encapsulados por um bulbo ovóide, cujas paredes internas são recobertas por uma camada de fosfato de ítrio vanadato. Esse tipo de lâmpada tem as características básicas das lâmpadas incandescentes. O seu filamento atua como fonte de luz de cor quente, ao mesmo tempo em que funciona como limitador do fluxo de corrente.

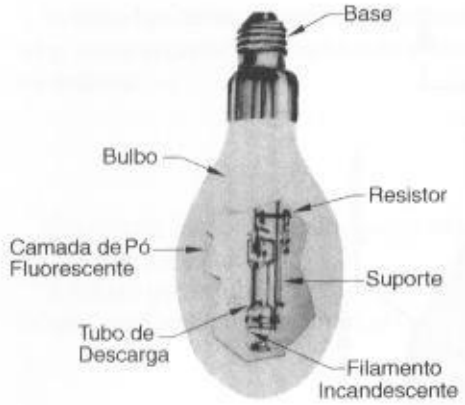


FIGURA 2.7
Lâmpada de luz mista

As lâmpadas de luz mista são comercializadas nas potências de 160 a 500 W. Essas lâmpadas combinam a elevada eficiência das lâmpadas de descarga com as vantagens da excelente reprodução das cores características das lâmpadas de filamento de tungstênio. A Figura 2.7 mostra o aspecto físico de uma lâmpada de luz mista com os seus diversos componentes.

2.3.4 Lâmpadas de Descarga

Podem ser classificadas em vários tipos que serão resumidamente estudadas.

A vida útil das lâmpadas de descarga varia muito de acordo com o tipo, desde 7.500 horas para lâmpadas fluorescentes até 24.000 horas para lâmpadas a vapor de sódio. Seu custo inicial é normalmente elevado, porém apresentam um custo de manutenção relativamente reduzido. As lâmpadas de descargas mais empregadas serão estudadas a seguir.

2.3.4.1 Lâmpadas fluorescentes

São aquelas constituídas de um longo cilindro de vidro, cujo interior é revestido por uma camada de fósforo de diferentes tipos. O fósforo é um produto químico que detém as características de emitir luz quando ativado por energia ultravioleta, isto é, não visível. Cada extremidade da lâmpada possui um eletrodo de filamento de tungstênio revestido de óxido que, quando aquecido por uma corrente elétrica, libera uma nuvem de elétrons. Quando se energiza a lâmpada, os eletrodos ficam submetidos a uma tensão elevada, o que resulta na formação de um arco entre os mesmos, de forma alternada. Os elétrons que constituem o arco se chocam com os átomos do gás argônio e de mercúrio, liberando uma certa quantidade de luz ultravioleta, que ativa a camada de fósforo anteriormente referida, transformando-se em luz visível. O fluxo luminoso varia em função da temperatura ambiente, sendo 25°C, em geral, a temperatura de máximo rendimento. Para valores superiores ou inferiores, o rendimento torna-se declinante.

As lâmpadas de descarga fluorescentes apresentam uma elevada eficiência luminosa, compreendida entre 40 e 80 lumens/watt, e vida útil entre 7.500 e 12.000 horas de operação. São constituídas de um tubo de vidro revestido internamente por uma camada de substâncias fluorescentes que emitem os seguintes tipos de luz:

- tungstênio de cálcio - luz emitida: azul-escura;
- silicato de zinco - luz emitida: amarelo-verde;
- borato de cálcio - luz emitida: róseo-clara.

Essas substâncias são ativadas pela energia ultravioleta resultante da descarga no interior do tubo contendo gás inerte (argônio) e mercúrio que se vaporiza no instante da partida.

As lâmpadas fluorescentes são reconhecidas pelo diâmetro do seu tubo. Na década de 1980, eram comercializadas as lâmpadas T12 (12/8 de polegada de diâmetro), sendo substituídas pelas lâmpadas T8, bem mais eficientes e que agora estão perdendo mercado para lâmpadas T5, de maior eficiência, menor diâmetro e que permitem um maior aproveitamento das superfícies reflexivas das luminárias.

As lâmpadas fluorescentes, ao contrário das incandescentes, não podem controlar sozinhas o fluxo de corrente. É necessário que se ligue um reator (reatância série) entre as suas extremidades

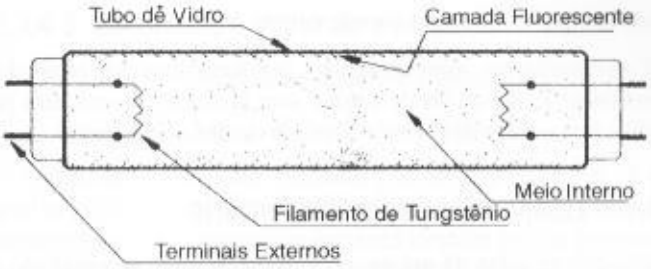


FIGURA 2.8
Lâmpada fluorescente bipino

externas para limitar o valor da corrente. As lâmpadas pequenas usam o reator somente para limitar a corrente, enquanto as lâmpadas fluorescentes grandes, além do reator, fazem uso de um transformador para elevar a tensão. A Figura 2.8 mostra os elementos básicos de uma lâmpada fluorescente, base bipino.

Como anteriormente mencionado, nas extremidades do tubo de vidro das lâmpadas fluorescentes são fixados os eletrodos (filamentos recobertos com substâncias emissoras de luz) com características próprias de emissão dos elétrons, dando às lâmpadas a seguinte classificação:

a) Lâmpadas fluorescentes de catodo quente preaquecido

A utilização destas lâmpadas implica o uso do starter, que se constitui no elemento de partida, cuja descrição e modo de operação estão apresentados na Seção 2.4.2. A Figura 2.9 mostra a ligação da lâmpada associada aos respectivos starter e reator.

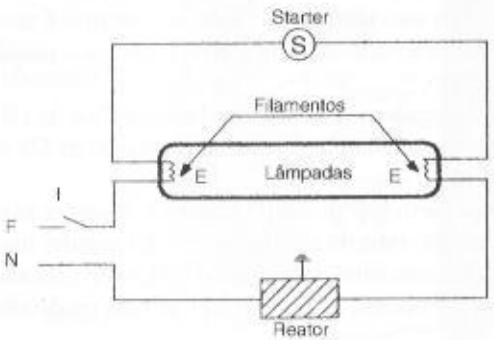


FIGURA 2.9
Ligação do starter

b) Lâmpadas fluorescentes de catodo sem preaquecimento

A utilização destas lâmpadas dispensa a aplicação do starter *S* e emprega reatores especiais que provocam uma tensão elevada de partida, iniciando o processo de emissão de elétrons sem a necessidade de um preaquecimento dos eletrodos *E*. A Figura 2.10 mostra a ligação deste tipo de lâmpada.

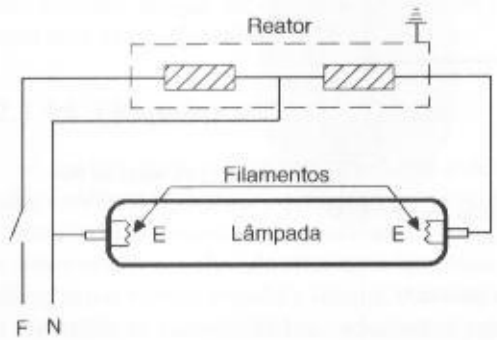


FIGURA 2.10
Ligação do reator-transformador

c) Lâmpadas fluorescentes de catodo frio

Como vantagem sobre as demais, possuem uma vida longa de aproximadamente 25.000 horas. Semelhante às lâmpadas de catodo sem preaquecimento, têm partida instantânea. Sua tensão de partida é da ordem de 6 vezes a tensão de funcionamento.

2.3.4.2 Lâmpadas a vapor de mercúrio

São constituídas de um pequeno tubo de quartzo, onde são instalados nas extremidades, em geral, dois eletrodos principais e um eletrodo auxiliar ligados em série com uma resistência de valor elevado. Dentro do tubo são colocadas algumas gotas de mercúrio, juntamente com o gás inerte, como o argônio, cuja finalidade é facilitar a formação da descarga inicial. Por outro lado, o mercúrio é vaporizado durante o período de preaquecimento da lâmpada. O tubo de quartzo é colocado dentro de um invólucro de vidro contendo uma certa quantidade de azoto cuja função é a distribuição uniforme da temperatura.

Ao se aplicar a tensão nos terminais da lâmpada, cria-se um campo elétrico entre os eletrodos auxiliar e o principal mais próximo, provocando a formação de um arco elétrico entre os mesmos, aquecendo as substâncias emissoras de luz, o que resulta na ionização do gás e na conseqüente formação do vapor de mercúrio. O choque dos elétrons com os átomos do vapor de mercúrio no interior do tubo transforma sua estrutura atômica. A luz finalmente é produzida pela energia liberada pelos átomos atingidos quando retornam a sua estrutura normal.

As lâmpadas a vapor de mercúrio comuns não emitem, no seu espectro, a luz vermelha, limitando o uso dessas lâmpadas a ambientes em que não haja necessidade de boa reprodução de cores. Para corrigir essa deficiência utiliza-se o fósforo em alguns tipos de lâmpadas.

As lâmpadas a vapor de mercúrio tem uma elevada eficiência, em geral de cerca de 55 lumens/watt. Nesse particular, apresentam uma séria desvantagem ao longo de sua vida útil média, que é de 18.000 horas, durante a qual a sua eficiência cai para um nível de aproximadamente 35 lumens/watt. Quando se desliga uma lâmpada a vapor de mercúrio é necessário um tempo de 4 a 5 minutos para que se possa reacendê-la, tempo suficiente para possibilitar as condições mínimas de reionização do mercúrio.

Quando a queda de tensão no circuito de alimentação é de 1%, o fluxo luminoso das lâmpadas VM cai para 3% aproximadamente. Já quedas de tensão de 5% comprometem a ignição das lâmpadas.

Uma característica particular do bulbo externo é absorver as radiações potencialmente perigosas emitidas do interior do tubo de arco (quartzo). As paredes internas do bulbo externo são revestidas de substâncias fluorescentes, tais como o fosfato de ítrio vanadato, que permitem uma maior ou menor reprodução de cores. A Figura 2.11 mostra os detalhes principais de uma lâmpada a vapor de mercúrio.

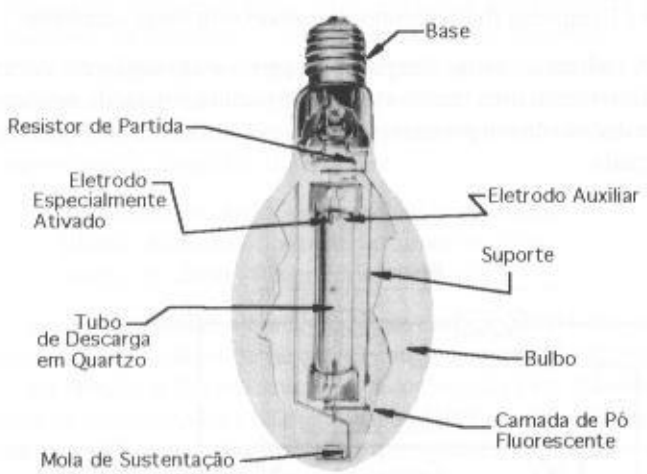


FIGURA 2.11
Lâmpada a vapor de mercúrio

2.3.4.3 Lâmpadas a vapor de sódio

São fabricadas em dois tipos, relativamente à pressão no tubo de descarga, ou seja:

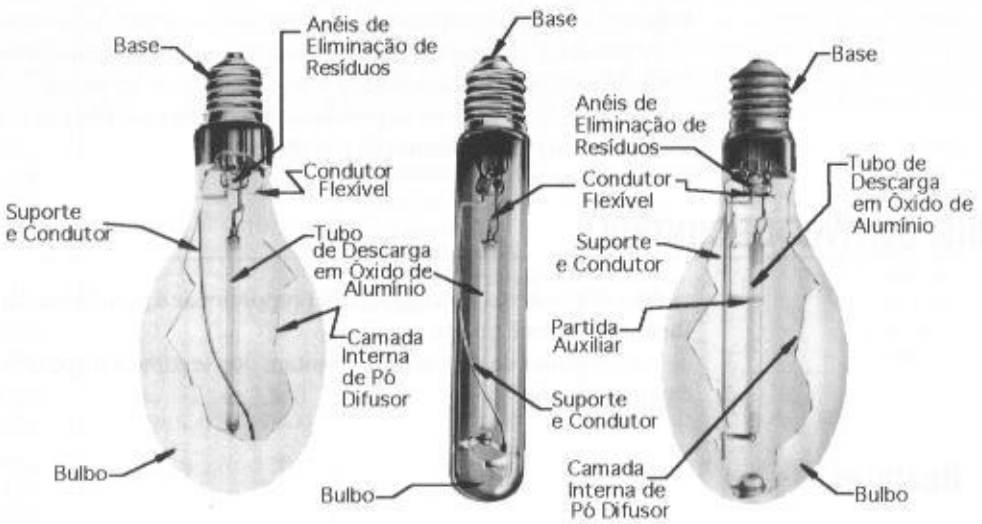
a) Lâmpadas a vapor de sódio a baixa pressão

Construtivamente são formadas por um tubo especial de vidro na forma de U no interior do qual se produz a descarga. O tubo é colocado no interior de uma ampola tubular de vidro que atua como proteção mecânica e isolamento térmico e cujas paredes internas são cobertas por uma fina camada de óxido de estanho para refletir as radiações infravermelhas produzidas durante o processo de descarga.

Os eletrodos de filamento são fixados nos extremos do tubo de descarga. Sobre os eletrodos é depositado um material especial emissor de elétrons. No interior do tubo de descarga injeta-se uma certa quantidade de gás neon que favorece o acendimento, acrescida também de uma outra quantidade de sódio que se condensa e se deposita em pequenas cavidades do tubo quando a lâmpada se resfria. Os gases são submetidos a uma pressão da ordem de 600 N/m².

As lâmpadas a vapor de sódio à baixa pressão são caracterizadas por emitir uma radiação quase monocromática (luz amarela), ter alta eficiência luminosa, em torno de 200 lumens/watt, e apresentar uma elevada vida útil de operação, aproximadamente de 18.000 horas. Devido a sua característica monocromática, é desaconselhável o seu uso interno em instalações industriais. No entanto, podem ser utilizadas na iluminação de pátios de descarga. A Figura 2.12 fornece os principais componentes de diferentes modelos de lâmpadas a vapor de sódio.

FIGURA 2.12
Lâmpada a vapor de sódio



b) Lâmpadas a vapor de sódio à alta pressão

São constituídas de um tubo de descarga contendo um excesso de sódio que se vaporiza durante o período de acendimento em condições de saturação. É utilizado um gás inerte em alta pressão, o xenônio, para se obter uma baixa tensão de ignição.

Ao contrário das lâmpadas a vapor de sódio a baixa pressão, apresentam um espectro visível contínuo, propiciando uma razoável reprodução de cor. A sua eficiência luminosa é de 130 lumens/watt e sua vida útil de operação de cerca de 18.000 horas. Devido à sua característica de reprodução de cores, podem ser utilizadas no interior de instalações industriais cujas tarefas não demandem uma grande fidelidade de cor.

2.3.4.4 Lâmpadas a vapor metálico

É um tipo particular da lâmpada a vapor de mercúrio em que são adicionados iodeto de índio, tálio e sódio. A mistura adequada dos compostos anteriormente citados no tubo de descarga proporciona um fluxo luminoso de excelente reprodução de cores. Sua temperatura da cor é de 4.000 °K e apresentam uma elevada eficiência luminosa, vida longa alta e baixa depreciação. São industrializadas nas formas ovoidal e tubular. As lâmpadas ovoidais possuem uma cobertura que aumenta a superfície de emissão de luz, reduzindo a sua luminância.

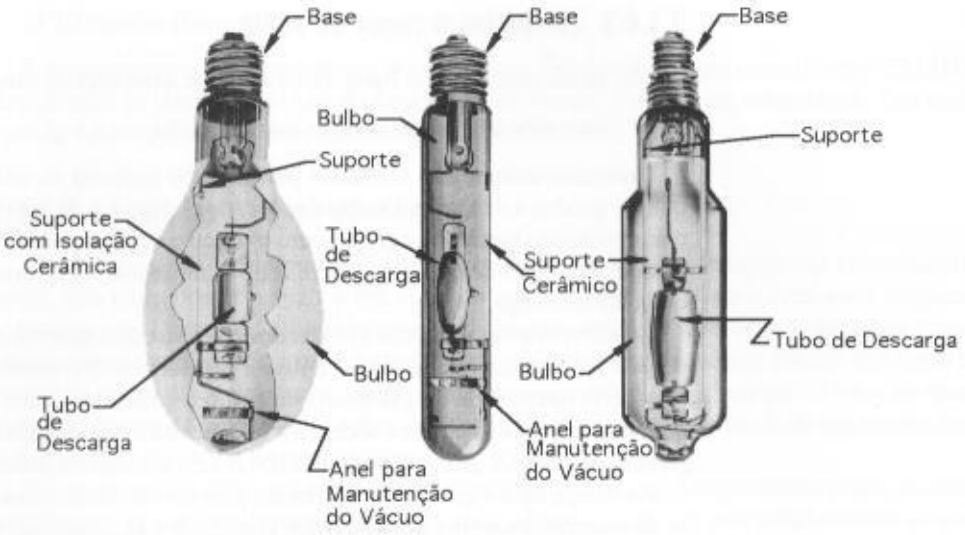


FIGURA 2.13
Lâmpada a vapor metálico

São fornecidas lâmpadas a vapor metálico nas potências de 400 a 2.000 W.

Estas lâmpadas são indicadas particularmente para a aplicação em áreas de pátios de estacionamento, quadras esportivas, campos de futebol e galpões destinados a produtos de exposição. A Figura 2.13 mostra os principais componentes de diferentes tipos de lâmpadas a vapor metálico.

A Tabela 2.1 fornece as principais características médias das lâmpadas incandescentes, fluorescentes, a vapor de mercúrio, a vapor de sódio e luz mista.

A Tabela 2.2 relaciona as principais aplicações das lâmpadas elétricas nos respectivos ambientes de uso. Serve de orientação aos projetistas.

2.4 DISPOSITIVOS DE CONTROLE

São dispositivos utilizados para proporcionar a partida das lâmpadas de descarga e controlar o fluxo de corrente no seu circuito.

As lâmpadas de descarga necessitam dos seguintes dispositivos para estabilização da corrente e para a ignição.

2.4.1 Reatores

São elementos do circuito da lâmpada responsáveis pela estabilização da corrente a um nível adequado de projeto da lâmpada. Os reatores se apresentam como uma reatância série do circuito da lâmpada.

Quando a tensão na rede é suficiente para permitir a partida da lâmpada de descarga, basta que se utilizem reatores série que são formados por uma simples bobina enrolada sobre um núcleo de ferro, cuja função é regular o fluxo de corrente da lâmpada. O reator é de construção simples e de menor custo, porém opera com fator de potência entre 0,40 e 0,60 indutivo. Se for agregado a esse reator um capacitor ligado em paralelo, formando um único dispositivo, melhora-se a condição operacional da rede devido ao novo fator de potência, que é da ordem de 0,95 a 0,98. A conexão dos dois tipos de reatores com as respectivas lâmpadas é dada na Figura 2.14 (a) e (b). No entanto, pode-se agregar ao reator simples um capacitor ligado em série. São reatores aplicados em redes onde a regulação de tensão é muito elevada.

Em geral, as lâmpadas de descarga funcionam conectadas com reatores. O fluxo luminoso emitido pela lâmpada de descarga depende do desempenho do reator, denominado fator de fluxo luminoso, ou conhecido ainda como *ballast factor*, que corresponde à relação entre luminoso obtido pelo fluxo luminoso nominal da lâmpada.

Normalmente, os reatores para qualquer tipo de lâmpada trazem impresso o diagrama de ligação na parte superior da carcaça, como se pode observar na Figura 2.15. Como exemplo, a Figura 2.16 mostra alguns diagramas de ligação referentes a vários tipos de reatores.

Existem no mercado dois diferentes tipos de reatores.

TABELA 2.1
Características operacionais das lâmpadas

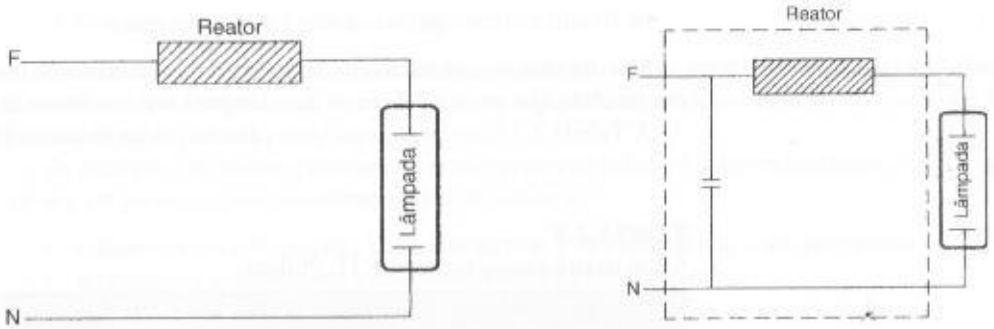
Características das Lâmpadas							
Tipo de Lâmpada	**Potência (watts)**	**Fluxo Luminoso (lumens)**	**Eficiência Luminosa Média (lm/watts)**	**Vida Média (horas)**	**Vantagem**	**Desvantagem**	**Observação**
Incandescente comum	40 60 100 150	470 780 1.480 2.360	12 13 15 16	1.000	Iluminação geral e localizada de interiores. Tamanho reduzido e custo baixo.	Baixa eficiência luminosa e, por isto, custo de uso elevado; alta produção de calor, vida média curta.	Ligação imediata sem necessidade de dispositivos auxiliares.
Mista	160 250 500	3.000 5.500 13.500	19 22 27	6.000	Substituem lâmpadas incandescentes normais de elevada potência. Pequeno volume. Boa vida média.	Custo elevado; demora 5 minutos para atingir 80% do fluxo luminoso.	Não necessita de dispositivos auxiliares, e é ligada somente em 220 V
Vapor de mercúrio*	80 125 250 400 700	3.500 6.000 12.600 22.000 35.000	44 48 50 55 58	15.000	Boa eficiência luminosa, pequeno volume, longa vida média.	Custo elevado, que pode ser amortizado durante o uso; demora de 4 a 5 minutos para conseguir a emissão luminosa máxima.	Necessita de dispositivos auxiliares (reator) e é ligada somente em 220 V.
Fluorescente comum*	15 20 30 40	850 1.200 2.000 3.000	57 53 69 69	7.500 10.000	Ótima eficiência luminosa e baixo custo de funcionamento. Boa reprodução de cores. Boa vida média.	Custo elevado de instalação.	Necessita de dispositivos auxiliares (reator + starter ou somente reator de partida rápida).
Fluorescente H.O	60 85 110	3.850 5.900 8.300	64 69 76	10.000			
Fluorescente econômica*	16 32	1.020 2.500	64 78	7.500			
Fluorescente compacta*	5 7 9 11 13 15 20 23	250 400 600 900 900 1.100 1.200 1.400	50 57 67 62 69 70 72 74	5.000			
Vapor de sódio à alta pressão*	50 70 150 250 400	3.000 5.500 12.500 26.000 47.500	60 79 83 104 119	18.000	Ótima eficiência luminosa, longa vida útil, baixo custo de funcionamento, dimensões reduzidas**, razoável rendimento cromático (luz de coloração branco-dourada).	Custo elevado que é amortizado com o uso. Demora em torno de 5 minutos para a lâmpada atingir 90% do fluxo luminoso total.	Necessita de dispositivos auxiliares específicos (reator + ignitor) e é ligada em 220 V.
Vapor metálico	400 1.000 2.000	28.500 90.000 182.000	98	24.000	Ótima eficiência luminosa, longa vida útil.	Custo elevado que é amortizado com o uso.	Necessita de dispositivos auxiliares.

*Na eficiência destas lâmpadas não foram consideradas as perdas dos reatores.
*Fonte: ABILUX/88.
**Nenhuma limitação para a posição de funcionamento.

TABELA 2.2
Aplicação das lâmpadas elétricas

Aplicação das Lâmpadas Elétricas								
Tipo de Ambiente	**Tipo de Lâmpada**							
Comércio	**A**	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**	**G**	**H**
Alimentício		x	x	x			x	
Mercearia			x	x				
Açougue	x	x	x	x				
Confecção			x	x				
Ferragens			x	x				
Armarinhos			x	x				
Móveis			x	x				
Relojoarias	x	x	x	x				
Livrarias e papelarias		x	x					
Florista	x		x	x				
Escritórios								
Ambientes de trabalho burocrático			x	x				
Salas de reuniões			x	x				
Salas de análise de desenhos			x	x				
Locais públicos								
Escolas	x		x	x				
Auditórios	x		x		x		x	
Clínicas	x		x	x				
Cinemas	x		x	x				
Teatros	x		x	x				
Restaurantes	x		x	x				
Ambientes externos								
Rodovias					x	x		
Avenidas					x	x		
Vias expressas					x	x		
Vias secundárias		x			x			
Viadutos e vias elevadas					x	x		x
Pátios de manobra, estacionamento etc.		x			x	x	x	x
Estádios					x		x	
Túneis						x		x
Vias fluviais		x			x			
Praças, jardins etc.		x			x	x		
Fachadas e monumentos					x	x	x	x

A - lâmpada incandescente
B - lâmpada mista
C - lâmpada fluorescente
D - lâmpada fluorescente compacta
E - lâmpada a vapor de mercúrio
F - lâmpada a vapor de sódio à alta pressão
G - lâmpada a vapor metálico
H - lâmpada de halogênio

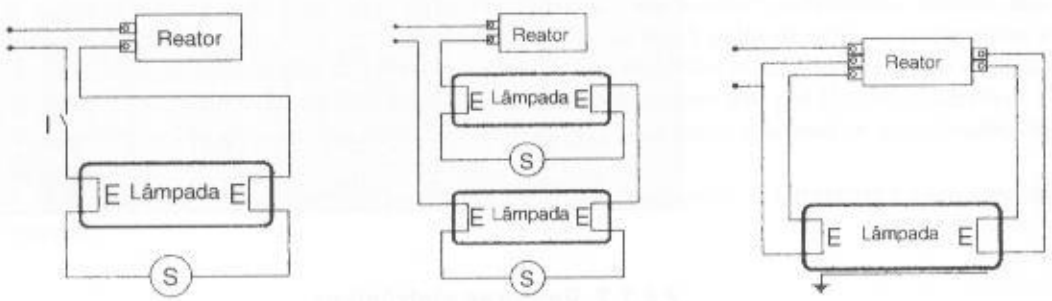


(a) Reator de baixo fator de potência (b) Reator de alto fator de potência

FIGURA 2.14
Reator para lâmpadas de descarga



FIGURA 2.15
Reator



(a) Reator simples (b) Reator duplo (c) Reator com transformador

FIGURA 2.16
Ligações típicas dos reatores às respectivas lâmpadas

2.4.1.1 Reatores eletromagnéticos

São de fabricação convencional, dotados de um núcleo de ferro e de um enrolamento de cobre. No entanto, são comercializados dois diferentes tipos:

a) Reator eletromagnético a baixo fator de potência

O reator eletromagnético consiste basicamente em um núcleo de lâminas de aço especial, coladas e soldadas, associado a uma bobina de fio de cobre esmaltado. O conjunto é montado no interior de uma caixa metálica, denominada carcaça, construída em chapa de aço. Os espaços vazios no interior da carcaça são preenchidos com uma massa de poliéster.

Os reatores para lâmpadas fluorescentes são fornecidos para ligação de uma única lâmpada, reatores simples, ou para ligação de duas lâmpadas, reatores duplos.

b) Reator eletromagnético a alto fator de potência

São dotados de um núcleo de ferro e um enrolamento de cobre, além de um capacitor ligado em paralelo que permite elevar o fator de potência conforme informação anterior.

A Tabela 2.3 fornece as principais características técnicas dos reatores Philips.

TABELA 2.3
Características dos reatores RTL Philips

Lâmpada	Tensão	Corrente	Fator de Potência	Perdas (W)	Starter
Reatores Simples					
1 × 20	118	0,36	0,57	6,1	S-2
1 × 20	220	0,37	0,34	10,0	S-2
1 × 40	118	0,91	0,49	12,9	S-10
1 × 40 - 2 × 20	220	0,43	0,50	10,5	S-10/2S-2
1 × 65	220	0,67	0,50	11,9	S-10
1 × 20	118	0,75	0,37	12,1	-
1 × 20	220	0,57	0,28	14,4	-
1 × 40	118	0,93	0,45	14,9	-
1 × 40	220	0,64	0,40	15,3	-
1 × 110	220	0,62	0,90	17,3	-
Reatores Duplos					
2 × 40	118	0,87	0,90	21,9	2S-10
2 × 40 - 4 × 20	220	0,44	0,90	18,3	2S-10/4S-2
2 × 20	220	0,33	0,90	19,5	-
2 × 40	115	0,95	0,90	22,5	-
2 × 40	125	0,88	0,90	20,4	-
2 × 40	220	0,51	0,90	24,1	-
2 × 65	220	0,71	0,90	23,3	2S-10
2 × 110	220	1,20	0,90	32,0	-

2.4.1.2 Reatores eletrônicos

Esses reatores são constituídos por três diferentes blocos funcionais, quais sejam:

a) Fonte

Responsável pela redução da tensão da rede de alimentação e conversão dessa tensão na frequência de 50/60 Hz em tensão contínua. Adicionalmente a fonte desempenha as seguintes funções:

- suprime os sinais de radiofreqüência para compatibilizar com a classe de imunidade do reator;
- protege os diversos componentes eletrônicos do conversor contra surtos de tensão;
- protege a rede de alimentação contra falhas do conversor;
- limita a injeção de componentes harmônicos no sistema de alimentação.

b) Inversor

É responsável pela conversão da tensão contínua em tensão ou corrente alternada de alta frequência, dependendo do tipo de lâmpada utilizado.

c) Circuito de partida e estabilização

Este circuito está associado normalmente ao inversor. Em geral, são utilizadas indutâncias e capacitâncias combinadas de forma a fornecer adequadamente os parâmetros elétricos que a lâmpada requer.

Os reatores eletrônicos possuem grandes vantagens sobre os reatores eletromagnéticos, apesar de seu preço ser significativamente superior, ou seja:

- reduzem as oscilações das lâmpadas devido à alta freqüência com que operam;
- atenuam ou praticamente eliminam o efeito estroboscópico;
- operam a alto fator de potência, alcançando cerca de 0,99;
- operam com baixas perdas ôhmicas;
- apresentam, em geral, baixa distorção harmônica;
- permitem o uso de *dimer* e, conseqüentemente, possibilitam obter-se redução do custo de energia;
- permitem elevar a vida útil da lâmpada;
- permitem ser associados a sistema automáticos de controle e conservação de energia.

2.4.2 Starters

São dispositivos constituídos de um pequeno tubo de vidro dentro do qual são colocados dois eletrodos, imersos em gás inerte responsável pela formação inicial do arco que permitirá estabelecer um contato direto entre os referidos eletrodos. Somente um eletrodo é constituído de uma lâmina bimetálica que volta ao estado inicial decorridos alguns instantes. Sua operação é feita da seguinte forma: ao acionarmos o interruptor *I* da Figura 2.16 (a) produz-se um arco no dispositivo de partida *S* (starter) entre as lâminas *A* e *B*, conforme Figura 2.17 (a), cujo calor resultante provoca o estabelecimento do contato elétrico entre as mesmas, fazendo a corrente elétrica percorrer o circuito no qual estão inseridos os eletrodos *E* da lâmpada os quais se aquecem e emitem elétrons. Decorrido um pequeno intervalo de tempo, o contato entre as lâminas *A* e *B* é desfeito, pois a corrente que as atravessa não é suficiente para mantê-las em operação. Neste instante, produz-se uma variação de corrente responsável pelo aparecimento da força eletromotriz de elevado valor na indutância do reator, provocando um arco entre os eletrodos *E* da lâmpada e, em conseqüência, o acendimento da mesma. Pelo efeito da reatância série, a tensão entre os eletrodos diminui, não mais estabelecendo um arco entre as lâminas *A* e *B* do starter. A partir de então, o reator passa a funcionar como estabilizador de corrente através de sua impedância própria, limitando a tensão ao valor requerido. O capacitor *C* acoplado ao circuito do starter tem por finalidade diminuir a interferência sobre os aparelhos de rádio e comunicação durante o processo de acendimento da lâmpada.

A Figura 2.17 (a) e (b) mostra, respectivamente, os componentes de um starter e o seu aspecto externo.



(a) Componentes (b) Aspecto externo

FIGURA 2.17
Starter

2.4.3 Ignitores

São elementos utilizados em lâmpadas a vapor metálico e vapor de sódio e que atuam gerando uma série de pulsações de tensão elevada da ordem de 1 a 5 kV, a fim de iniciar a descarga destas. Uma vez que a lâmpada inicie a sua operação, o ignitor deixa automaticamente de emitir pulsos.

As lâmpadas a vapor de sódio de baixa e alta pressão e as lâmpadas a vapor metálico, devido à composição e a construção dos seus tubos de descarga, necessitam na sua partida de uma tensão superior à tensão da rede normalmente utilizada. Os reatores (reator + transformador), em geral, são os responsáveis pela geração dessa tensão. No entanto, essas lâmpadas requerem uma tensão tão elevada que é necessário um equipamento auxiliar, denominado ignitor, para proporcionar o nível de tensão exigido.

Quando as lâmpadas são desligadas por um determinado intervalo de tempo, a pressão do gás diminui. Se a lâmpada for novamente energizada, o ignitor inicia o disparo até que a pressão do gás atinja o valor mínimo de reacendimento.

As lâmpadas de vapor de sódio de alta pressão apresentam um tempo de reignição de cerca de 1 minuto, enquanto as lâmpadas a vapor metálico requerem um tempo de aproximadamente 10 minutos. Como os estádios de futebol destinados a jogos oficiais somente utilizam lâmpadas a vapor metálico, o excessivo tempo de reignição tem ocasionado grandes transtornos quando há uma falha momentânea no suprimento de energia. O jogo é paralisado durante o tempo de reignição da lâmpada. Nesse tipo de atividade, é conveniente a utilização de algumas lâmpadas incandescentes, cujo acendimento é instantâneo e que possibilitam uma luminosidade aceitável para movimentação das pessoas.

Os ignitores são comercializados em três diferentes tipos.

2.4.3.1 Ignitor derivação

Esse tipo de ignitor é constituído de três terminais conectados, segundo o diagrama da Figura 2.18 (a). Nesse caso, o capacitor *C* se descarrega mediante o dispositivo controlador *D*. Os pulsos gerados pelo ignitor são aplicados sobre o reator ligado entre os pontos 2 e 3 vistos no diagrama. Através de um adequado número de espiras o reator amplia o módulo dos pulsos e os aplica sobre os terminais da lâmpada.

Esse tipo de ignitor apresenta as seguintes características:

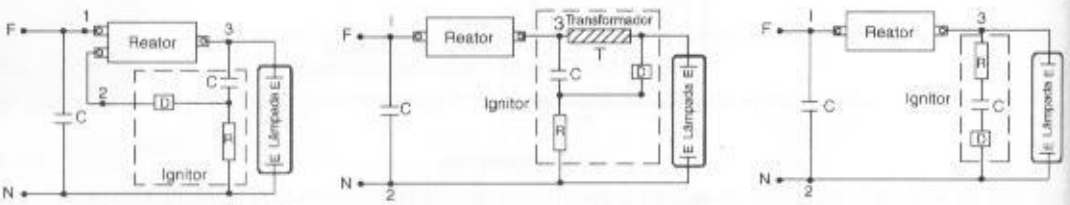
- utiliza o reator como transformador de impulso;
- o reator deve suportar os impulsos de tensão;
- o reator e o ignitor devem estar juntos e o conjunto afastado da lâmpada.

2.4.3.2 Ignitor série

Esse tipo de ignitor é constituído de três terminais conectados segundo a Figura 2.18 (b). Neste caso, o capacitor *C* se descarrega mediante o dispositivo controlador *D*. Os pulsos gerados pelo ignitor são aplicados às espiras do transformador em T que amplifica os pulsos adequadamente, cujo módulo da tensão depende do próprio ignitor.

O ignitor série apresenta as seguintes características:

- o ignitor e o transformador estão incorporados num único invólucro;
- o ignitor funciona independentemente do reator instalado;
- deve estar próximo à lâmpada para evitar a redução da intensidade dos pulsos;
- o transformador pode estar distante da lâmpada.



(a) Ignitor derivação (b) Ignitor série (c) Ignitor paralelo

FIGURA 2.18
Ignitores

2.4.3.3 Ignitor paralelo

Esse tipo de ignitor é constituído de dois terminais conectados de acordo com o diagrama da Figura 2.18 (c). Neste caso, a energia armazenada no capacitor *C* é fornecida à lâmpada através da intervenção do circuito de disparo *D* no instante em que a tensão alcança o seu valor máximo, resultando num pulso de tensão da ordem de 2 a 4 vezes a tensão da rede de alimentação, isto é, entre 600 e 1.200 V.

O ignitor paralelo apresenta as seguintes características:

- são utilizados somente com alguns tipos de lâmpadas a vapor de sódio de baixa pressão;
- a tensão de impulso de 1.200 V pode perfurar o isolamento dos componentes do circuito da lâmpada no caso em que esta não chegue a acender.

2.5 LUMINÁRIAS

São aparelhos destinados à fixação das lâmpadas, devendo apresentar as seguintes características básicas:

- serem agradáveis ao observador;
- modificarem o fluxo luminoso da fonte de luz;
- possibilitarem fácil instalação e posterior manutenção.

A seleção de luminárias em recintos industriais deve ser precedida de algumas precauções relacionadas à atividade produtiva do projeto. Assim, para ambientes onde haja presença de gases combustíveis em suspensão, é necessário escolher luminárias fabricadas com corpo resistente à pressão ou de segurança reforçada, prevenindo-se, desta forma, acidentes sérios provocados, por exemplo, pela explosão de uma lâmpada. Também em indústrias têxteis, onde há uma excessiva poluição de pó de algodão em estado de suspensão no ar, é aconselhável adotar no projeto luminárias do tipo fechada.

2.5.1 Características Quanto à Direção do Fluxo Luminoso

Para iluminação geral, a IEC adotou as seguintes classes para as luminárias:

2.5.1.1 Direta

Quando o fluxo luminoso é dirigido diretamente ao plano de trabalho. Nesta classe se enquadram as luminárias refletoras espelhadas, comumente chamadas de *spots*.

2.5.1.2 Indireta

Quando o fluxo luminoso é dirigido diretamente em oposição ao plano de trabalho. As luminárias que atendem a esta classe, em geral, assumem uma função decorativa no ambiente iluminado.

2.5.1.3 Semidireta

Quando parte do fluxo luminoso chega ao plano de trabalho diretamente dirigido e outra parte atinge o mesmo plano por reflexão. Neste caso, deve haver predominância do efeito direto.

2.5.1.4 Semi-indireta

Quando parte do fluxo luminoso chega ao plano de trabalho por efeito indireto e outra parte é diretamente dirigida ao mesmo. Neste caso, o efeito predominante deve ser o indireto.

2.5.1.5 Geral-difusa

Quando o fluxo luminoso apresenta praticamente a mesma intensidade em todas as direções. Para maiores informações sobre o assunto, consultar literatura específica.

2.5.2 Características Quanto à Modificação do Fluxo Luminoso

As luminárias têm a propriedade de poder modificar o fluxo luminoso produzido por sua fonte luminosa (a lâmpada). Assim, se uma luminária é dotada de um vidro protetor transparente, parte do fluxo luminoso é refletido para o interior da luminária, parte é transformado em calor e, finalmente, a maior parte é dirigida ao ambiente a iluminar. Dessa forma, as luminárias podem ser assim classificadas de acordo com as suas propriedades em modificar o fluxo luminoso.

2.5.2.1 Absorção

É a característica da luminária de absorver parte do fluxo luminoso incidente na sua superfície. Quanto mais escura for a superfície interna da luminária, maior será o índice de absorção.

2.5.2.2 Refração

É a característica das luminárias de direcionar o fluxo luminoso da fonte, que é composta pela lâmpada e refletor, através de um vidro transparente de construção específica, podendo ser plano (não há modificação da direção do fluxo) ou prismático. Os faróis de automóveis são exemplos de luminárias refratoras prismáticas.

2.5.2.3 Reflexão

É a característica das luminárias de modificar a distribuição do fluxo luminoso através de sua superfície interna e segundo a sua forma geométrica de construção (parabólica, elíptica etc.).

2.5.2.4 Difusão

É a característica das luminárias de reduzir a sua luminância, diminuindo, conseqüentemente, os efeitos inconvenientes do ofuscamento através de uma placa de acrílico ou de vidro.

2.5.2.5 Louvers

O painel destas luminárias é constituído por aletas de material plástico ou metálico, em geral esmaltado na cor branca, não permitindo que a lâmpada seja vista pelo observador dentro de um determinado ângulo.

2.5.3 Aplicação

As luminárias devem ser aplicadas de acordo com o ambiente a iluminar e com o tipo de atividade desenvolvida no local. Em geral, são conhecidos os seguintes tipos:

- luminárias comerciais;
- luminárias industriais;
- luminárias para logradouros públicos;
- luminárias para jardins.

Nas instalações comerciais, as luminárias mais empregadas são para as lâmpadas fluorescentes. Há vários tipos disponíveis no mercado e a escolha de um deles deve ser estudada tanto do ponto de vista econômico como técnico. Em geral, a sua aplicação é conveniente em ambientes cujo pé-direito da edificação não ultrapasse 6 m.

Nas instalações industriais, é mais freqüente o emprego de luminárias de facho de abertura média para lâmpadas de descarga, preferentemente lâmpadas a vapor de mercúrio. São aplicadas mais comumente em galpões industriais com pé-direito superior a 6 m. A Figura 2.19 (a) mostra um modelo de projetor industrial muito utilizado em instalações industriais e próprio para lâmpadas a vapor de mercúrio ou a vapor de sódio. Se o projeto utiliza lâmpadas a vapor metálico, é comum o uso do projetor da Figura 2.19 (b).

As luminárias para áreas externas são construídas para fixação em poste. A Figura 2.20 mostra uma luminária de uso muito comum em áreas externas de complexos industriais. Alternativamen-

FIGURA 2.19
Projetor industrial



FIGURA 2.20
Luminária externa



te são também utilizadas luminárias específicas montadas em postes tubulares metálicos ou de concreto circular do tipo apresentado na Figura 2.21.

No ajardinamento dessas áreas são, freqüentemente, aplicadas luminárias específicas de aparência agradável e com fins decorativos. A sensibilidade estética do projetista, aliada aos conhecimentos necessários de luminotécnica, leva à elaboração de bons projetos de iluminação.

FIGURA 2.21
Sistema de iluminação externa



2.5.4 Características Fotométricas

Cada tipo de luminária, juntamente com a sua fonte luminosa, produz um fluxo luminoso de efeito não-uniforme. Se a fonte luminosa distribui o fluxo de maneira espacialmente uniforme, em todas as direções, a intensidade luminosa é igual para cada distância tomada da referida fonte.

Caso contrário, para cada plano numa dada direção a intensidade luminosa toma diferentes valores. A distribuição deste fluxo em forma de intensidade luminosa é representada através de um diagrama de coordenadas polares, cuja fonte luminosa se localiza no seu centro.

Tomando-se como base este ponto, a intensidade é determinada em função das várias direções consideradas. Para citar um exemplo, observar o diagrama da Figura 2.22, onde a intensidade luminosa para ângulo de 0°, diretamente abaixo da luminária, é de 260 candelas para 1.000 lumens da lâmpada, e, a um ângulo de 60°, a intensidade luminosa reduz-se a 40 candelas para 1.000 lumens. Como a intensidade luminosa é proporcional ao fluxo luminoso emitido pela lâmpada, os fabricantes de luminárias convencionalmente elaboram estas curvas tomando como base um fluxo luminoso de 1.000 lumens. Já a Figura 2.23 mostra a luminária que produz a distribuição luminosa da Figura 2.22.

As curvas de distribuição luminosa são utilizadas, com freqüência, nos projetos de iluminação, empregando o método ponto por ponto, a ser estudado posteriormente.

FIGURA 2.22
Curva de distribuição luminosa

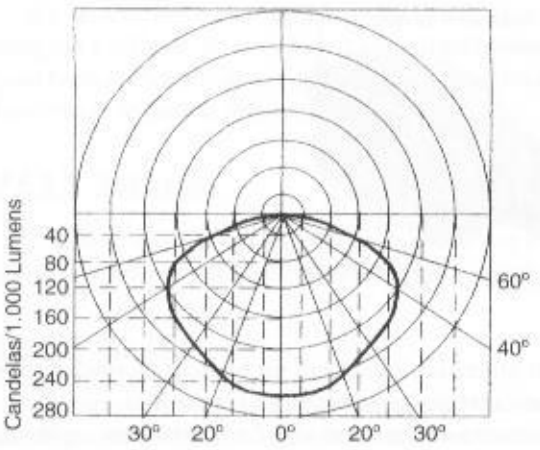


FIGURA 2.23
Luminária



2.5.5 Ofuscamento

É o fenômeno produzido por excesso de luminância de uma fonte de luz. O ofuscamento oferece ao espectador uma sensação de desconforto visual quando este permanece no recinto iluminado durante um certo intervalo de tempo. O ofuscamento direto provocado pela luminância excessiva de uma determinada fonte de luz pode ser reduzido ou eliminado através do emprego de vidros difusores ou opacos, colmeias etc. O limite de ofuscamento é dado pela Equação (2.5) e está representado na Figura 2.24.

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{D}{H_{no}} \qquad (2.5)$$

D - distância horizontal do espectador à fonte luminosa, em m;
H_{no} - altura da fonte luminosa ao nível do olho, em m.

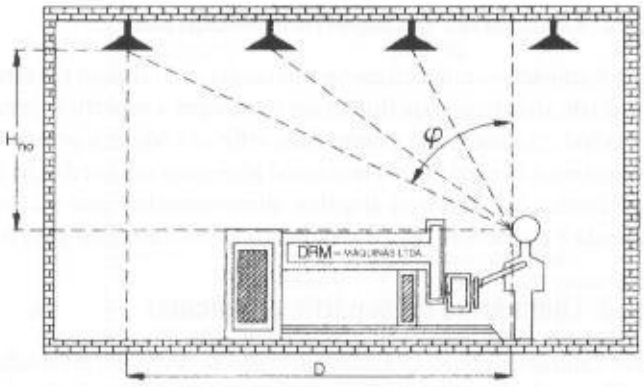


FIGURA 2.24
Ofuscamento de um operador de máquina

Há vários métodos de avaliação do ofuscamento adotados em diferentes países europeus. Um dos mais utilizados baseia-se na satisfação visual dos observadores em função dos níveis de iluminação, ângulo de visão φ e das dimensões D e H_{mo}.

O ângulo φ igual a 45° representa o valor máximo acima do qual são considerados os limites de luminância para luminárias observadas sob uma direção normal da visão.

As normas alemãs DIN 5035 apresentam três classes de ofuscamento, de acordo com a qualidade exigida para o ambiente de trabalho:

a) Classes C1

Deve-se adotar uma excelente qualidade em relação ao ofuscamento. São ambientes característicos de salas de aula, lojas de exposição, museus, salas de desenho, recintos de trabalho manual fino, recintos com máquinas operatrizes de produção de alta velocidade.

b) Classe C2

Condições médias em relação ao ofuscamento. São ambientes característicos de fabricação industrial bruta, tais como galvanização, sala de máquinas, vestiários fabris, oficinas mecânicas e similares.

c) Classe C3

Condições desfavoráveis em relação ao ofuscamento e que devem ser evitadas em qualquer tipo de iluminação industrial.

2.5.6 Superfícies Internas das Luminárias

O tipo e a qualidade das superfícies reflexivas das luminárias são responsáveis pelo nível de eficiência da iluminação de uma determinada área. As luminárias podem, então, ser classificadas a partir do material de cobertura de sua superfície em três diferentes tipos.

- luminárias de superfície esmaltada;
- luminárias de superfície anodizada;
- luminárias de superfície pelicular.

Independentemente do tipo das luminárias, geralmente, são fabricadas em chapas de alumínio. Alguns fabricantes têm lançado luminárias confeccionadas em fibras especiais, utilizadas notadamente em iluminação pública, com vistas a reduzir o efeito do vandalismo.

2.5.6.1 Luminárias de superfície esmaltada

Também conhecidas como luminárias convencionais, estas luminárias recebem uma camada de tinta branca esmaltada e polida que permite um nível de reflexão médio de 50%. No entanto, há luminárias com cobertura de esmalte branco especial que alcança um nível de reflexão de até 87%.

2.5.6.2 Luminárias de superfície anodizada

São luminárias confeccionadas em chapa de alumínio revestida internamente por uma camada de óxido de alumínio, cuja finalidade é proteger a superfície preservando o brilho pelo maior tempo possível, evitando que a superfície refletora adquira precocemente uma textura amarelada.

Enquanto a luminária convencional apresenta uma reflexão difusa, em que os raios luminosos são refletidos em diversos ângulos, direcionando parte do fluxo para as paredes, a luminária anodizada é concebida para direcionar o fluxo luminoso para o plano de trabalho.

2.5.6.3 Luminárias de superfície pelicular

São luminárias confeccionadas em chapa de alumínio revestida internamente por uma fina película de filme reflexivo e com a deposição de um fina camada de prata e auto-adesivo, criando uma superfície de elevada reflexão e alto brilho e, alcançando um índice de reflexão de 92%. O filme tem uma vantagem sobre os demais processos utilizados para aumentar a reflexão das luminárias, devido a sua baixa depreciação, elevando, em conseqüência, o tempo de limpeza das luminárias. Em quatro anos a sua depreciação atinge um valor de apenas 3%, resultando em economia para a instalação.

Em geral, as luminárias aumentam o seu rendimento quando são utilizadas lâmpadas com diâmetro reduzido, por exemplo, o caso das lâmpadas fluorescentes tipo T5, visto que os raios luminosos refletidos pela superfície interna da luminária encontram menor área de obstáculo para atingir o plano de trabalho.

2.6 ILUMINAÇÃO DE INTERIORES

Um projeto de iluminação industrial requer um estudo apurado para indicar a solução mais conveniente em função das atividades desenvolvidas, da arquitetura do prédio, dos riscos de explosão, ou de outros detalhes peculiares a cada ambiente.

Em geral, as construções industriais têm um pé-direito que pode variar de 3,5 m até 9 m. É comum a utilização de projetores de facho de abertura média com lâmpadas a vapor de mercúrio ou de luminária com pintura difusora com lâmpadas fluorescentes. As luminárias para lâmpadas fluorescentes podem ser dispostas em linha, de maneira contínua ou espaçada. Os projetores são fixados em pontos mais elevados, a fim de se obter uma uniformidade desejada no plano de trabalho. As luminárias para lâmpadas fluorescentes, em geral, são fixadas em pontos de altura inferior. As Figuras 2.25 e 2.26 mostram, respectivamente, as maneiras de instalar os projetores e luminárias para lâmpadas fluorescentes.

Algumas considerações básicas são interessantes para orientar o profissional num projeto de iluminação industrial, a saber:

- não utilizar lâmpadas incandescentes na iluminação principal;
- utilizar lâmpadas incandescentes somente na iluminação de emergência ou na iluminação localizada em certos tipos de máquinas. É comum também o seu uso em banheiros sociais.

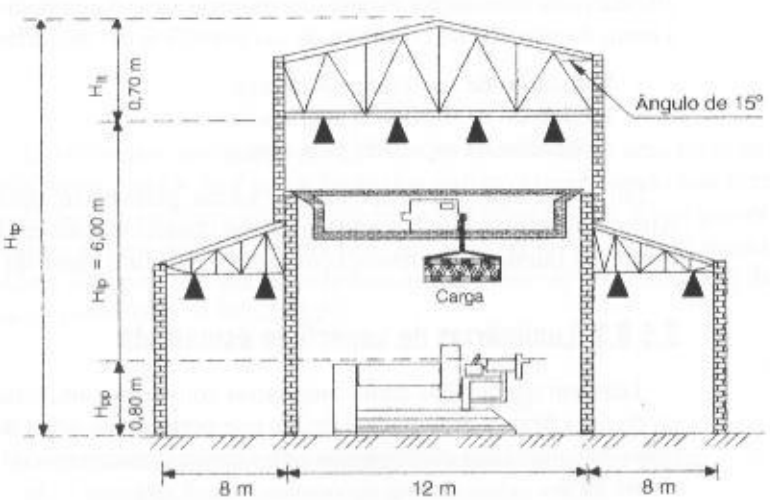
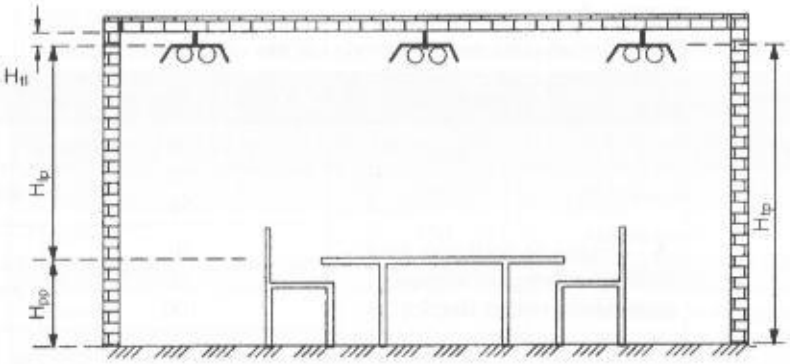


FIGURA 2.25
Maneira de instalar os projetores

FIGURA 2.26
Maneira de instalar luminárias fluorescentes



como iluminação decorativa e em outras aplicações onde se requer pouca iluminância e número reduzido de luminárias;
- tornar a iluminação o mais uniforme possível;
- a relação entre as iluminâncias dos pontos de menor e maior iluminamento, preferencialmente não deve ser inferior a 0,70;
- em prédios com pé-direito igual ou inferior a 6 m é conveniente utilizar lâmpadas fluorescentes em linhas contínuas ou não;
- em prédios com pé-direito superior a 6 m é conveniente utilizar lâmpadas de descarga de alto fluxo luminoso;
- quando empregar projetores, utilizar lâmpadas a vapor de mercúrio ou vapor de sódio;
- em ambientes onde é exigida uma boa reprodução de cores, não utilizar lâmpadas a vapor de sódio;
- nos ambientes em que operam pontes-rolantes, tomar cuidado com o posicionamento das luminárias.

Para se elaborar um bom projeto de uma instalação, é necessário que sejam observados os seguintes aspectos:

2.6.1 Iluminâncias

Para que os ambientes sejam iluminados adequadamente é necessário que o projetista adote os valores de iluminância estabelecidos pela NB 5413 para cada grupo de tarefas visuais, o que é reproduzido parcialmente na Tabela 2.4.

Para a determinação da iluminância adequada aos ambientes, pode-se adotar os seguintes procedimentos recomendados pela NB 5413:

- analisar cada característica dada na Tabela 2.5 para determinar o seu peso;
- somar os três valores encontrados algebricamente, considerando o sinal;
- quando o valor total do sinal for igual a -2 ou -3, usar a iluminância mais baixa do grupo; usar a iluminância superior quando a soma for $+2$ ou $+3$; nos outros casos, utilizar o valor médio.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (2.1)

Determinar a iluminância adequada para o ambiente de inspeção de produtos têxteis numa indústria cuja idade média dos trabalhadores é inferior a 40 anos e é necessária uma elevada refletância.

Pela Tabela 2.5, obtém-se o somatório dos pesos:

- idade: -1;
- velocidade e precisão: 0;
- refletância do fundo da tarefa: -1;
- total dos pesos: -2.

Nesse caso, utiliza-se a iluminância mais baixa do grupo, faixa B da Tabela 2.4, isto é, 1.000 lux (tarefas com requisitos especiais, gravação manual, inspeção, indústria de roupas).

A NB 5413 também estabelece as iluminâncias mínimas para os diversos tipos de ambientes em função das tarefas visuais ali desenvolvidas e aqui resumidamente reproduzidas na Tabela 2.6.

TABELA 2.4
Iluminâncias para cada grupo de tarefas visuais

Faixas	Iluminâncias (Lux)	Tipo de Atividade
A - Iluminação geral para áreas usadas ininterruptamente ou com tarefas visuais simples	20 30 50	Áreas públicas com arredores escuros
	50 75 100	Orientação simples para permanência curta
	100 150 200	Recintos não usados para trabalho contínuo, depósitos
B - Iluminação geral para áreas de trabalho	200 300 500	Tarefas com requisitos visuais limitados, trabalho bruto de maquinaria, auditórios
	500 750 1.000	Tarefas com requisitos visuais normais, trabalho médio de maquinaria, auditórios
	1.000 1.500 2.000	Tarefas com requisitos especiais, gravação manual, inspeção, indústria de roupas
C - Iluminação adicional para tarefas complexas	2.000 3.000 5.000	Tarefas visuais extras e prolongadas, eletrônicas e de tamanho pequeno
	5.000 7.500 10.000	Tarefas visuais muito exatas, montagem de microeletrônica
	10.000 15.000 20.000	Tarefas visuais muito especiais, cirurgia

TABELA 2.5
Fatores determinantes da iluminância adequada

Características da Tarefa e do Observador	Peso		
	−1	0	+1
Idade	Inferior a 40 anos	Entre 40 e 55 anos	Superior a 55 anos
Velocidade e precisão	Sem importância	Importante	Crítica
Refletância do fundo da tarefa	Superior a 70%	Entre 30 e 70%	Inferior a 30%

É interessante observar que o olho humano distingue luminância e não iluminância, isto significa que um determinado desenho de cor preta, pintado numa folha de papel branco e submetido a uma determinada iluminância, apresenta diferenças de luminância (partes branca e preta), o que permite uma melhor visão do mesmo por meio do contraste. A prática, porém, consagrou o conceito de iluminância como medida adequada para a percepção.

2.6.2 Distribuição Uniforme do Iluminamento

É necessário que exista uma uniformidade razoável de iluminamento no ambiente iluminado. O fator de uniformidade, que representa o quociente entre os iluminamentos de maior e menor

TABELA 2.6
Iluminâncias mínimas em lux, por tipo de atividade (valores médios em serviço)

Tipo de Ambiente	Lux	Tipo de Ambiente	Lux
Auditório e Anfiteatros		**Indústria Alimentícia**	
Tribuna	500	Enlatamento	200
Platéia	150	Acabamento	150
Sala de espera	150	Classificação	1.000
Bancos		**Indústria de calçados**	
Atendimento ao público	500	Classificação	1.000
Salas de recepção	150	Lavagem	150
Bibliotecas		Acabamento	500
Sala de leitura	500	**Indústria de cimento**	
Recinto das estantes	300	Ensacamento	150
Escolas		Moagem, fornos	150
Salas de aula	300	**Indústria de confeitos**	
Sala de trabalho manual	300	Seleção	200
Laboratórios (geral)	200	Mistura	200
Refeitórios	100	Fabricação de balas	500
Garagens		**Indústrias cerâmicas**	
Oficinas	200	Trituração	150
Estacionamento interno	150	Acabamento e moldagem	150
Hospitais		**Indústria de papéis**	
Sala de médicos	150	Trituração	200
Sala de espera	150	Máquinas de papel	200
Corredores e escadas	100	**Indústrias químicas**	
Cozinhas	200	Fornos, secadores	200
Sala de operação (geral)	500	Filtragem	200
Quartos para pacientes	150	**Indústrias têxteis**	
Hotéis e restaurantes		Batedores	200
Banheiros	200	Cardação	300
Corredores e escadas	100	Inspeção	500
Cozinha	200	Tecelagem	300
Quartos	150	Tingimento	200
Exposições	300	Fiação	300
Sala de reuniões	150	Urdimento	500
Restaurantes	150	**Locais de armazenamento**	
Portaria-recepção	200	Geral	100
Lojas		Pequenos volumes	200
Vitrinas e balcões	1.000	Grandes volumes	200
Hall (escadas)	100	**Indústrias metalúrgicas**	
Centros comerciais	500	Usinagem grosseira	500
Banheiros (geral)	150	Tornos e polimento	1.000
Soldas		Usinagem - alta precisão	2.000
Iluminação geral	200	**Escritórios**	
Solda de arco	2.000	Sala de trabalho	250
Esporte		Arquivo	200
Futebol de salão	200	Sala de desenho	500
Voleibol	200	Recepção	250

intensidade no mesmo recinto, não deve ser inferior a 0,33, porém deve-se conservar na prática um número aproximadamente de 0,70.

2.6.3 Temperatura da Cor

Para que se entenda a temperatura da cor é necessário definir o conceito de corpo negro. É um objeto imaginário que emitiria uma radiação de forma contínua. A sua cor é função da temperatura de trabalho, medida em Kelvin (K).

Assim, um corpo negro que tem uma temperatura de cor de 2.800 K (lâmpada incandescente) terá sempre a mesma aparência de cor para um observador-padrão.

Na prática não existe o corpo negro, porém alguns materiais comportam-se como ele, como é o caso do filamento de tungstênio das lâmpadas incandescentes. Também o Sol é considerado como um corpo negro, por isso a sua luz é tomada para comparação de cores. A temperatura da cor da luz do Sol, por exemplo, ao meio-dia é de cerca de 5.300 K. Quanto maior for a temperatura do corpo negro, maior será a percentagem de energia visível.

A temperatura da cor tem por finalidade definir a tonalidade de cores das lâmpadas. Percebe-se que um corpo metálico ao ser aquecido adquire desde a cor vermelha, inicialmente, até atingir o branco. Quanto mais claro é o branco, semelhantemente à luz do meio-dia, maior é a temperatura da cor. Quanto mais alta a temperatura da cor, mais "fria" é a luz. Por outro lado, quanto mais baixa a temperatura da cor, mais "quente" é a luz emitida (tonalidade mais amarelada).

A temperatura da cor permite que se escolha a lâmpada para o tipo de ambiente que se quer iluminar.

2.6.4 Índice de Reprodução de Cores (IRC)

As lâmpadas devem permitir que os objetos sejam vistos pelo observador com todo o espectro de cor que os caracteriza. Para isso, foi conceituado o chamado índice de reprodução de cor, que caracteriza a aparência como as cores dos objetos iluminados são percebidas pelo observador. Como a avaliação comparativa entre a sensação de tonalidade de cor das diversas lâmpadas comerciais é uma tarefa muito difícil para um observador comum, atribuiu-se uma pontuação de 1 a 100 para indicar o desempenho das fontes de luz em relação à fonte padrão.

A Tabela 2.7 fornece este índice para vários tipos de fontes luminosas. Quanto mais elevado, melhor é o equilíbrio de cores.

Assim, as variações de cor dos objetos iluminados por fontes de luz de cores diferentes podem ser identificadas através do índice de reprodução de cor. O metal sólido, como o filamento de tungstênio das lâmpadas incandescentes, quando aquecido até emitir luz foi utilizado como referência para se estabelecer os níveis de reprodução de cor igual a 100. As lâmpadas avermelhadas têm baixo índice de reprodução de cor, inferior a 50 para uma temperatura da cor em torno de 2.000 K. As lâmpadas de tonalidade amarelada, como a lâmpada incandescente, apresentam índice de reprodução de cor de cerca de 90 para uma temperatura de cor entre 2.700 e 4.000 K. As lâmpadas de tonalidade branca apresentam índices variando entre 85 e 95 para uma temperatura de cor de 5.000 a 5.800 (luz do dia especial). Finalmente, às lâmpadas de tonalidade azulada o índice de reprodução de cor é de cerca de 75 para uma temperatura de cor de aproximadamente 6.000 K (luz do dia).

TABELA 2.7
Índice de reprodução de cores

Tipo de Lâmpada	Temperatura da Cor (K)	Índice (%)
Incandescente	2.800	100
Incandescente de halogênio	3.200	100
Fluorescente - luz do dia	6.500	75-79
Fluorescente - luz branca	4.000	75-79
Vapor de mercúrio	5.000	47
Vapor de sódio	3.000	35

2.6.5 Escolha dos Aparelhos de Iluminação

Como já foi observado anteriormente, de iluminação deve ser coerente com o ambiente a iluminar, tanto do ponto de vista econômico, quanto do recinto.

2.6.6 Depreciação do Fluxo Luminoso

Durante o tempo de operação de uma instalação de iluminação, há uma diminuição progressiva da iluminância, devido ao acúmulo de poeira sobre as superfícies das lâmpadas, luminárias, paredes, pisos e teto. Além disso, há um decréscimo natural do fluxo luminoso das lâmpadas dado o seu envelhecimento.

A depreciação do fluxo luminoso em uma determinada instalação é medida através do fator de depreciação do serviço da luminária e do fator de utilização, cujas particularidades serão adiante detalhadas.

2.6.7 Cálculo de Iluminação

Podem ser utilizados três métodos de cálculo para a determinação do iluminamento dos diversos ambientes de trabalho, quais sejam:

- métodos dos lumens;
- métodos das cavidades zonais;
- método do ponto por ponto.

O primeiro método é de resolução simplificada, porém de menor precisão nos resultados. O segundo é mais criterioso, podendo levar a resultados mais confiáveis. O terceiro e último método, também conhecido como método das intensidades luminosas, permite calcular o iluminamento em qualquer ponto da superfície de trabalho a partir do iluminamento individual dos aparelhos.

2.6.7.1 Métodos dos lumens

É baseado na determinação do fluxo luminoso necessário para se obter um iluminamento médio desejado no plano do trabalho. Consiste, resumidamente, na determinação do fluxo luminoso através da Equação (2.6).

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} \tag{2.6}$$

ψ_t – fluxo total a ser emitido pelas lâmpadas, em lumens;
E – iluminamento médio requerido pelo ambiente a iluminar, em lux;
S – área do recinto, em m²;
F_{dl} – fator de depreciação do serviço da luminária;
F_u – fator de utilização do recinto.

2.6.7.1.1 Fator de depreciação do serviço da luminária

Mede a relação entre o fluxo luminoso emitido por uma luminária no fim do período considerado para iniciar o processo de manutenção e o fluxo emitido no início de sua operação. Está relacionado na Tabela 2.8.

2.6.7.1.2 Fator de utilização

O fator de utilização do recinto, ou simplesmente fator de utilização, é a relação entre o fluxo luminoso que chega ao plano de trabalho e o fluxo luminoso total emitido pelas lâmpadas.

O fator de utilização depende das dimensões do ambiente, do tipo de luminária e da pintura das paredes.

A Tabela 2.9 indica os fatores de utilização para algumas luminárias típicas de aplicação em recintos comercial e industrial. O manuseio da Tabela 2.9 implica a determinação do índice de

TABELA 2.8
Fator de depreciação do serviço da luminária - F_{ds}

Tipo de Aparelho	F_{ds}
Aparelhos para embutir lâmpadas incandescentes Aparelhos para embutir lâmpadas refletoras	0,85
Calha aberta e chanfrada Refletor industrial para lâmpadas incandescentes	0,80
Luminária comercial Luminária ampla utilizada em linhas contínuas	0,75
Refletor parabólico para duas lâmpadas incandescentes Refletor industrial para lâmpada VM Aparelho para lâmpada incandescente para iluminação indireta Luminária industrial tipo Miller Luminária com difusor de acrílico Globo de vidro fechado para lâmpada incandescente	0,70
Refletor com difusor plástico Luminária comercial para lâmpada *high output* com colmeia Luminária para lâmpada fluorescente para iluminação indireta	0,60

recinto K e o conhecimento das refletâncias médias ρ_{te} do teto, ρ_{pa} das paredes e ρ_{pi} do piso, que são função da tonalidade das superfícies iluminadas, ou seja:

a) Teto
- branco: $\rho_{te} = 70\% = 0{,}70$;
- claro: $\rho_{te} = 50\% = 0{,}50$;
- escuro: $\rho_{te} = 30\% = 0{,}30$.

b) Paredes
- claras: $\rho_{pa} = 50\% = 0{,}50$;
- escuras: $\rho_{pa} = 30\% = 0{,}30$.

c) Piso
- escuro: $\rho_{pi} = 10\% = 0{,}10$.

A Tabela 2.10 fornece os valores médios de refletância para diferentes cores e materiais de revestimento. O projetista deve utilizar a Tabela 2.10 quando conhece as características do revestimento, teto, parede e piso do ambiente a iluminar.

A refletância média exprime as reflexões médias das superfícies do ambiente da instalação. O índice de recinto K é dado pela Equação (2.7).

$$K = \frac{A \times B}{H_{lp} \times (A + B)} \tag{2.7}$$

K – índice do recinto;
A – comprimento do recinto, em m;
B – largura do recinto, em m;
H_{lp} – altura da fonte de luz sobre o plano de trabalho, em m.

2.6.7.1.3 Cálculo do número de luminárias

É dado pela Equação (2.8), ou seja:

$$N_{lu} = \frac{\psi_t}{N_{la} \times \psi_l} \tag{2.8}$$

ψ_l = fluxo luminoso emitido por uma lâmpada, em lumens, de acordo com a Tabela 2.
N_{la} – número de lâmpadas por luminárias.

TABELA 2.9
Fator de utilização da luminária – Philips

Luminárias Típicas	Teto	70%		50%		70%	50%	30%	
	Parede	50%	30%	50%	30%	10%	10%	30%	10%
	K	10% (valor de refletância percentual do piso)							
TMS 1 - 1 lâmpada de 65 W 	0,60	0,32	0,25	0,29	0,22	0,20	0,18	0,20	0,17
	0,80	0,39	0,31	0,35	0,29	0,26	0,24	0,26	0,22
	1,00	0,45	0,37	0,40	0,34	0,32	0,29	0,31	0,27
	1,25	0,50	0,43	0,45	0,39	0,37	0,34	0,36	0,32
	1,50	0,55	0,48	0,49	0,44	0,42	0,39	0,40	0,36
	2,00	0,61	0,55	0,56	0,50	0,50	0,46	0,46	0,42
	2,50	0,66	0,60	0,60	0,55	0,55	0,51	0,50	0,47
	3,00	0,69	0,64	0,63	0,58	0,59	0,55	0,53	0,55
	4,00	0,73	0,69	0,67	0,63	0,65	0,60	0,57	0,55
	5,00	0,76	0,72	0,69	0,66	0,69	0,63	0,60	0,58
TMS 500 - 2 lâmpadas de 65 W 	0,60	0,31	0,25	0,27	0,22	0,20	0,18	0,19	0,16
	0,80	0,38	0,32	0,33	0,28	0,27	0,24	0,24	0,21
	1,00	0,43	0,37	0,38	0,33	0,32	0,29	0,28	0,25
	1,25	0,49	0,43	0,42	0,37	0,38	0,33	0,32	0,29
	1,50	0,53	0,47	0,46	0,41	0,42	0,37	0,35	0,32
	2,00	0,59	0,54	0,51	0,47	0,49	0,43	0,40	0,38
	2,50	0,63	0,58	0,54	0,51	0,54	0,48	0,44	0,41
	3,00	0,65	0,61	0,57	0,54	0,58	0,51	0,46	0,44
	4,00	0,69	0,66	0,60	0,57	0,62	0,55	0,49	0,47
	5,00	0,71	0,68	0,62	0,60	0,66	0,58	0,51	0,50
TMS 426 - 2 lâmpadas de 40 W 	0,60	0,35	0,28	0,23	0,31	0,25	0,21	0,22	0,19
	0,80	0,43	0,36	0,30	0,38	0,32	0,27	0,28	0,24
	1,00	0,50	0,42	0,36	0,44	0,38	0,33	0,33	0,29
	1,25	0,56	0,49	0,43	0,49	0,43	0,38	0,38	0,34
	1,50	0,61	0,54	0,48	0,54	0,48	0,43	0,42	0,38
	2,00	0,68	0,61	0,56	0,60	0,55	0,50	0,48	0,45
	2,50	0,72	0,67	0,62	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50
	3,00	0,76	0,71	0,66	0,67	0,63	0,60	0,56	0,53
	4,00	0,80	0,76	0,72	0,71	0,68	0,65	0,60	0,58
	5,00	0,83	0,80	0,76	0,74	0,71	0,68	0,63	0,61
TCK 427 - 4 lâmpadas de 40 W 	0,60	0,33	0,27	0,23	0,32	0,27	0,23	0,26	0,23
	0,80	0,41	0,34	0,30	0,40	0,34	0,30	0,33	0,29
	1,00	0,47	0,40	0,36	0,45	0,40	0,36	0,39	0,35
	1,25	0,52	0,46	0,42	0,51	0,46	0,42	0,45	0,41
	1,50	0,56	0,51	0,47	0,55	0,50	0,46	0,49	0,46
	2,00	0,63	0,58	0,54	0,61	0,57	0,54	0,56	0,53
	2,50	0,67	0,63	0,59	0,65	0,62	0,59	0,60	0,58
	3,00	0,70	0,66	0,63	0,68	0,65	0,62	0,64	0,61
	4,00	0,73	0,70	0,68	0,71	0,69	0,67	0,68	0,66
	5,00	0,75	0,73	0,71	0,74	0,72	0,70	0,70	0,68
HDK 472 - 1 lâmpada de 400 W 	0,60	0,50	0,46	0,50	0,45	0,42	0,42	0,45	0,42
	0,80	0,58	0,53	0,57	0,52	0,49	0,49	0,52	0,49
	1,00	0,63	0,59	0,62	0,58	0,56	0,55	0,58	0,55
	1,25	0,68	0,64	0,67	0,63	0,61	0,61	0,63	0,60
	1,50	0,72	0,68	0,70	0,67	0,65	0,65	0,66	0,64
	2,00	0,77	0,74	0,75	0,73	0,71	0,71	0,72	0,70
	2,50	0,80	0,77	0,78	0,76	0,75	0,74	0,75	0,74
	3,00	0,82	0,80	0,80	0,79	0,78	0,77	0,77	0,76
	4,00	0,84	0,82	0,82	0,81	0,81	0,80	0,80	0,79
	5,00	0,85	0,84	0,83	0,82	0,83	0,81	0,81	0,80

TABELA 2.10
Refletância de diferentes cores e materiais de revestimento

Cor	Refletância	Material	Refletância
Branco-neve	80	Gesso	85
Branco-marfim	70	Mármore branco	80
Creme-claro	70	Tinta branca a óleo	80
Amarelo-limão	70	Tinta branca à água	70
Amarelo-palha	65	Cimento	55
Ocre-claro	60	Concreto	45
Azul-claro	50	Granito cortado	50
Cinza-claro	45	Tijolo vermelho	20
Bege	45	Ardósia	10
Rosa-salmão	40	Basalto	10
Laranja	40	Madeira-clara	45
Verde-água	40	Carvalho-claro	45
Havana	30	Carvalho-escuro	30
Azul-turquesa	25	Pau-marfim	30
Vermelho-claro	20	Cerejeira	30
Verde (grama)	20	Cedro	25
Grená	10	Jacarandá	15
Azul-marinho	10	Imbuia	15
Violeta	10	Papel branco	85

2.6.7.1.4 Distribuição das luminárias

O espaçamento que deve existir entre as luminárias depende de sua altura útil, que, por sua vez, pode conduzir a uma distribuição adequada de luz. A distância máxima entre os centros das luminárias deve ser de 1 a 1,5 de sua altura útil. O espaçamento da luminária à parede deve corresponder à metade deste valor. A Figura 2.27 indica a disposição correta das luminárias numa instalação. Logo, pela figura tem-se:

$$X \leq 1{,}0 \text{ a } 1{,}5 \times H_{lp} \tag{2.9}$$

$$Y \leq 1{,}0 \text{ a } 1{,}5 \times H_{lp} \tag{2.10}$$

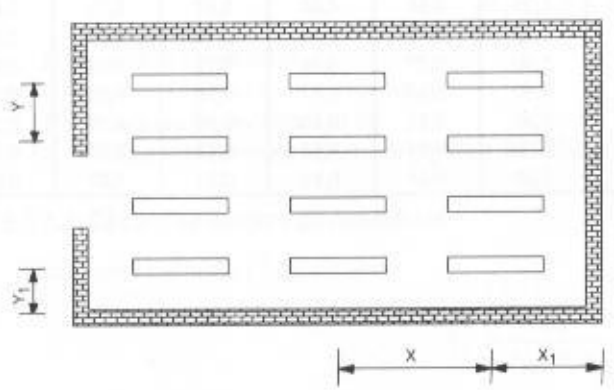


FIGURA 2.27
Distribuição das luminárias

$X_1 = X/2$
$Y_1 = Y/2$
H_{tp} – altura útil da luminária em m;
X e Y – espaçamento entre luminárias, em m.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (2.2)

Considerar o galpão industrial central da Figura 2.25 com medida de 12 × 17 m e altura de 7,5 m destinado à fabricação de peças mecânicas. Sabe-se que o teto é branco, as paredes claras e o piso escuro. Determinar o número de projetores necessários, utilizando lâmpadas a vapor de mercúrio de 400 W.

a) Cálculo do fluxo luminoso

Pela Equação (2.6), tem-se:

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{di}}$$

E = 500 lux (Tabela 2.6 - indústrias metalúrgicas - usinagem grosseira)
$S = A \times B = 12 \times 17 = 204$ m²
F_{di} = 0,70 (Tabela 2.8 – refletor industrial para lâmpada VM)

Para o cálculo do fator de utilização, deve-se aplicar a Equação (2.7) do índice do recinto.

$$K = \frac{A \times B}{H_{tp} \times (A + B)} = \frac{17 \times 12}{6 \times (17 + 12)} = 1{,}17$$

H_{tp} = 6 m (veja Figura 2.25)

Na Figura 2.28 estão registradas as dimensões utilizadas no cálculo. Foram tomados os seguintes valores de refletância média, de acordo com o ambiente anteriormente descrito.

ρ_{te} = 70% (teto branco)
ρ_{pa} = 50% (parede clara)
ρ_{pi} = 10% (piso escuro)

Na Tabela 2.9, com os valores K, ρ_{te} (refletância percentual do teto), ρ_{pa} (refletância percentual da parede), ρ_{pi} (refletância percentual do piso) e a luminária HDK 472 da Philips, determina-se o valor F_u por interpolação entre os valores de K = 1,00 e K = 1,25, ou seja:

$$\frac{1 - 1{,}25}{0{,}63 - 0{,}68} = \frac{1 - 1{,}17}{0{,}63 - F_u} \rightarrow F_u = 0{,}66$$

Logo, o valor de ψ_t é:

$$\psi_t = \frac{500 \times 204}{0{,}70 \times 0{,}66} = 220.779 \text{ lumens}$$

b) Cálculo do número de luminárias

Através da Equação (2.8), tem-se:

$$N_{lu} \frac{\psi_t}{N_{lu} \times \psi_l} = \frac{220.779}{1 \times 22.000} = 10{,}03$$

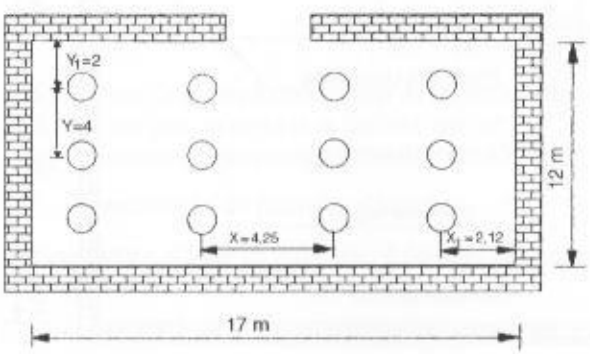


FIGURA 2.28
Distribuição dos projetores

ψ_t = 22.000 lumens (Tabela 2.1)
N_{lm} = 10 luminárias

c) Distribuição das luminárias

Tratando-se de um galpão de forma retangular, deve-se adotar a opção por distribuir as luminárias em número proporcional à direção da largura e à direção do comprimento da área, conforme disposição da Figura 2.28. Neste caso, optou-se por 12 luminárias para melhor se adequar a sua distribuição na área em questão. Logo, a distância entre as luminárias e a distância entre estas e a parede valem:

$12 = 2 \times Y + 2 \times Y_1 = 2 \times Y + 2 \times Y/2 = 3 \times Y$
$Y = 4\text{ m} \rightarrow Y \leq 1 \text{ a } 1{,}5 \times H_{tp}$ (valor atendido)
$17 = 3 \times X + 2 \times X_1 = 3 \times X + 2 \times X/2 = 4 \times X$
$X = 4{,}25\text{ m} \rightarrow X \leq 1{,}0 \text{ a } 1{,}5 \times H_{tp}$ (valor atendido)
$Y_1 = Y/2 = 4/2 = 2\text{ m}$
$X_1 = X/2 = 4{,}25/2 = 2{,}12\text{ m}$

2.6.7.2 Métodos das cavidades zonais

Este método, bem como o anterior, é fundamentado na teoria da transferência de fluxo, onde são admitidas superfícies uniformes, refletindo o fluxo luminoso de modo preciso, dadas as considerações que são feitas na determinação dos fatores de utilização e de depreciação.

Os valores das cavidades podem alterar substancialmente o nível do fluxo luminoso que chega ao plano de trabalho. São consideradas as seguintes cavidades:

a) Cavidade do teto

Representa o espaço existente entre o plano das luminárias e o teto. Para luminárias no forro, por exemplo, a cavidade do teto é o próprio forro, isto é, nula.

b) Cavidade do recinto ou do ambiente

É o espaço entre o plano das luminárias e o plano de trabalho, geralmente considerado a 0,80 m do piso. Na verdade, a cavidade do recinto é igual à altura útil da luminária.

c) Cavidade do piso

Representa o espaço existente entre o plano de trabalho e o piso. Quando se quer determinar o iluminamento médio na superfície do piso, a cavidade do piso é o próprio chão, isto é, nula. A Figura 2.29 indica as três cavidades anteriormente estudadas.

A determinação do fluxo luminoso pelo método das cavidades é feita através da Equação (2.11).

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} \tag{2.11}$$

F_{dl} – fator de depreciação do serviço da iluminação composto por vários fatores a seguir estudados.

Como se pode observar, as variáveis dessa expressão são semelhantes às da fórmula para o cálculo do iluminamento pelo método dos lumens.

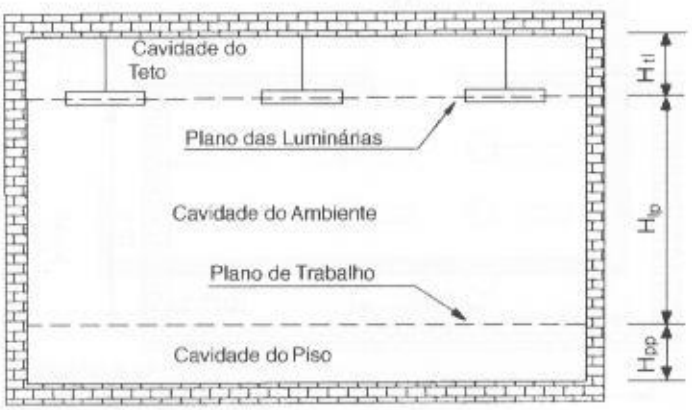


FIGURA 2.29
Cavidades zonais

2.6.7.2.1 Fator de utilização

Já definido anteriormente, o fator de utilização é determinado a partir do conhecimento das refletâncias efetivas das cavidades do teto e das paredes, além da relação da cavidade do recinto e da curva de distribuição da luminária. Pode ser determinado de acordo com a seguinte metodologia:

a) Escolha da luminária e da lâmpada
- fabricante;
- tipo e categoria da luminária;
- lâmpada adotada.

b) Fator de relação das cavidades

Deve ser determinado através da Equação (2.12).

$$K = \frac{5 \times (A + B)}{A \times B} \tag{2.12}$$

A – comprimento do recinto, em m;
B – largura do recinto, em m.

c) Relações das cavidades zonais

Através da Figura 2.29 podem ser conhecidas as distâncias indicadas, necessárias ao cálculo da:

- relação da cavidade do recinto

$$R_{cr} = K \times H_{lp} \tag{2.13}$$

H_{lp} – altura da luminária ao plano de trabalho, em m.

- relação da cavidade do teto

$$R_{ct} = K \times H_{tl} \tag{2.14}$$

H_{tl} – altura do teto ao plano das luminárias, em m.

- relação da cavidade do piso

$$R_{cp} = K \times H_{pp} \tag{2.15}$$

H_{pp} – altura do plano de trabalho ao piso, em m.

d) Refletância efetiva da cavidade do piso (ρ_{cp})

É obtida através da combinação das refletâncias percentuais do piso e das paredes associadas ao valor de R_{cp}, conforme a Tabela 2.11.

e) Refletância efetiva da cavidade do teto (ρ_{ct})

À semelhança do item anterior, pode ser obtida da mesma Tabela 2.11, porém com base no valor de R_{ct}. Quando as luminárias são fixadas na superfície do teto, o valor da refletância da cavidade do teto é igual à refletância do teto.

Quando o teto possui superfícies não-planas, como é o caso de muitos galpões industriais, para se determinar a refletância da cavidade do teto, pode-se aplicar a Equação (2.16).

$$\rho_{ct} = \frac{\rho_{te} \times S_{pt}}{S_{rt} - \rho_{te} \times S_{rt} + \rho_{te} \times S_{pt}} \tag{2.16}$$

S_{pt} – área da projeção horizontal da superfície do teto, em m²;
S_{rt} – área real da superfície do teto, em m²;
ρ_{te} – refletância percentual do teto.

f) Determinação do fator de utilização

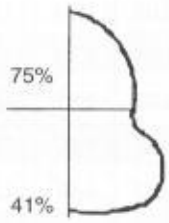
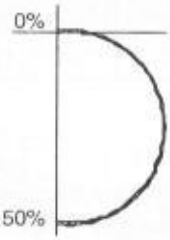
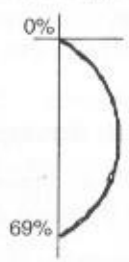
Finalmente, o fator de utilização é determinado através da Tabela 2.12, em função de ρ_{ct}, ρ_{pa}, e da relação da cavidade do recinto R_{cr}.

g) Coeficiente de correção do fator de utilização

TABELA 2.11
Refletâncias efetivas das cavidades do teto e do piso para várias combinações de refletâncias

Refletâncias																							
ρ_{te} ou ρ_{pi}		90				80				70			50			30				10		
ρ_{pa}		90	70	50	30	80	70	50	30	70	50	30	70	50	30	65	50	30	10	50	30	10
Razão das cavidades do teto ou do piso R_{cf} ou R_{cp}	0,0	90	90	90	90	80	80	80	80	70	70	70	50	50	50	30	30	30	30	10	10	9
	0,1	90	89	88	87	79	78	77	76	68	67	66	49	49	47	30	29	29	28	10	10	9
	0,2	89	88	86	85	79	78	77	76	68	67	66	49	48	47	30	29	29	28	10	10	9
	0,3	89	87	85	83	78	77	75	74	68	66	64	49	47	46	30	29	28	27	10	10	9
	0,4	88	86	83	81	78	76	74	72	67	65	63	48	46	45	30	29	27	26	10	10	9
	0,5	88	85	81	78	77	75	73	70	66	64	61	48	46	44	29	28	27	25	11	10	9
	0,6	88	84	80	76	77	75	71	68	65	62	59	47	45	43	29	28	26	25	11	10	9
	0,7	88	83	78	74	76	74	70	66	65	61	58	47	44	42	29	28	26	24	11	10	8
	0,8	87	82	77	73	75	73	69	65	64	60	56	47	43	41	29	27	25	23	11	10	8
	0,9	87	81	76	71	75	72	68	63	63	59	55	46	43	40	29	27	25	22	11	9	8
	1,0	86	80	74	69	74	71	66	61	63	58	53	46	42	39	29	27	24	22	11	9	8
	1,1	86	79	73	67	74	71	65	60	62	57	52	46	41	38	29	26	24	21	11	9	8
	1,2	86	78	72	65	73	70	64	58	61	56	50	45	41	37	29	26	23	20	12	9	7
	1,3	85	78	70	64	73	69	63	57	61	55	49	45	40	36	29	26	23	20	12	9	7
	1,4	85	77	69	62	72	68	62	55	60	54	48	45	40	35	28	26	22	19	12	9	7
	1,5	85	76	68	61	72	68	61	54	59	53	47	44	39	34	28	25	22	18	12	9	7
	1,6	85	75	66	59	71	67	60	53	59	52	45	44	39	33	28	25	21	18	12	9	7
	1,7	84	74	65	58	71	66	59	52	58	51	44	44	38	32	28	25	21	17	12	9	7
	1,8	84	73	64	56	70	65	58	50	57	50	43	43	37	32	28	25	21	17	12	9	6
	1,9	84	73	63	55	70	65	57	49	57	49	42	43	37	31	28	25	20	16	12	9	6
	2,0	83	72	62	53	69	64	56	48	56	48	41	43	37	30	28	24	20	16	12	9	6
	2,1	83	71	61	52	69	63	55	47	56	47	40	43	36	29	28	24	20	16	13	9	6
	2,2	83	70	60	51	68	63	54	45	55	46	39	42	36	29	28	24	19	15	13	9	6
	2,3	83	69	59	50	68	62	53	44	54	46	38	42	35	28	28	24	19	15	13	9	6
	2,4	82	68	58	48	67	61	52	43	54	45	37	42	35	27	28	24	19	14	13	9	6
	2,5	82	68	57	47	67	61	51	42	53	44	36	41	34	27	27	23	18	14	13	9	6
	2,6	82	67	56	46	66	60	50	41	53	43	35	41	34	26	27	23	18	13	13	9	5
	2,7	82	66	55	45	66	60	49	40	52	43	34	41	33	26	27	23	18	13	13	9	5
	2,8	81	66	54	44	66	59	48	39	52	42	33	41	33	25	27	23	18	13	13	9	5
	2,9	81	65	53	43	65	58	48	38	51	41	33	40	33	25	27	23	17	12	13	9	5
	3,0	81	64	52	42	65	58	47	38	51	40	32	40	32	24	27	22	17	12	13	8	5
	3,1	80	64	51	41	64	57	46	37	50	40	31	40	32	24	27	22	17	12	13	8	5
	3,2	80	63	50	40	64	57	45	36	50	39	30	40	31	23	27	22	16	11	13	8	5
	3,3	80	62	49	39	64	56	44	35	49	39	30	39	31	23	27	22	16	11	13	8	5
	3,4	80	62	48	38	63	56	44	34	49	38	29	39	31	22	27	22	16	11	13	8	5
	3,5	79	61	48	37	63	55	43	33	48	38	29	39	30	22	26	22	16	11	13	8	5
	3,6	79	60	47	36	62	54	42	33	48	37	28	39	30	21	26	21	15	10	13	8	5
	3,7	79	60	46	35	62	54	42	32	48	37	27	38	30	21	26	21	15	10	13	8	4
	3,8	79	59	45	35	62	53	41	31	47	36	27	38	29	21	26	21	15	10	13	8	4
	3,9	78	59	45	34	61	53	40	30	47	36	26	38	29	20	26	21	15	10	13	8	4
	4,0	78	58	44	33	61	52	40	30	46	35	26	38	29	20	26	21	15	9	13	8	4
	4,1	78	57	43	32	60	52	39	29	46	35	25	37	28	20	26	21	14	9	13	8	4
	4,2	78	57	43	32	60	51	39	29	46	34	25	37	28	19	26	20	14	9	13	8	4
	4,3	78	56	42	31	60	51	38	28	45	34	25	37	28	19	26	20	14	9	13	8	4
	4,4	77	56	41	30	59	51	38	28	45	34	24	37	27	19	26	20	14	8	13	8	4
	4,5	77	55	41	30	59	50	37	27	45	33	24	37	27	19	25	20	14	8	14	8	4
	4,6	77	55	40	29	59	50	37	26	44	33	24	36	27	18	25	20	14	8	14	8	4
	4,7	77	54	40	29	58	49	36	26	44	33	23	36	26	18	25	20	13	8	14	8	4
	4,8	76	54	39	28	58	49	36	25	44	32	23	36	26	18	25	19	13	8	14	8	4
	4,9	76	53	38	28	58	49	35	25	44	32	23	36	26	18	25	19	13	7	14	8	4
	5,0	76	53	38	27	57	48	35	25	44	32	22	36	26	17	25	19	13	7	14	8	4

TABELA 2.12
Fatores de utilização

Luminárias Típicas	Categoria de Manutenção da Luminária	Relação Altura/Espaçamento	ρ_{cc}	80%			50%			10%		
			ρ_{pc}	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%
			R_{cr}	Fatores de Utilização para 20% da Refletância Efetiva da Cavidade do Piso (ρ_{cp})								
P11/24-2 lâmpadas de 40 W	I	1,3	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			1	0,72	0,68	0,65	0,56	0,54	0,52	0,39	0,37	0,36
			2	0,62	0,57	0,53	0,49	0,45	0,42	0,33	0,31	0,30
			3	0,55	0,48	0,44	0,43	0,39	0,35	0,30	0,27	0,25
			4	0,48	0,42	0,37	0,38	0,33	0,30	0,26	0,24	0,22
			5	0,42	0,36	0,31	0,34	0,29	0,25	0,23	0,20	0,18
			6	0,38	0,31	0,26	0,30	0,25	0,22	0,21	0,18	0,16
			7	0,34	0,27	0,23	0,27	0,22	0,19	0,19	0,16	0,14
			8	0,30	0,24	0,20	0,24	0,19	0,16	0,17	0,14	0,12
			9	0,27	0,21	0,17	0,22	0,17	0,14	0,15	0,12	0,10
			10	0,25	0,19	0,15	0,20	0,15	0,12	0,14	0,11	0,09
T61/44-4 lâmpadas de 40 W	IV	1,2	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			1	0,59	0,57	0,55	0,56	0,54	0,53	0,52	0,50	0,49
			2	0,52	0,49	0,46	0,49	0,47	0,44	0,46	0,44	0,42
			3	0,46	0,42	0,39	0,44	0,41	0,38	0,41	0,39	0,37
			4	0,41	0,37	0,33	0,39	0,35	0,32	0,37	0,34	0,32
			5	0,36	0,31	0,28	0,35	0,31	0,27	0,32	0,29	0,27
			6	0,32	0,28	0,24	0,31	0,27	0,24	0,29	0,26	0,23
			7	0,29	0,24	0,21	0,28	0,24	0,21	0,26	0,23	0,20
			8	0,26	0,21	0,18	0,25	0,21	0,18	0,23	0,20	0,17
			9	0,23	0,19	0,15	0,22	0,18	0,15	0,21	0,18	0,15
			10	0,21	0,17	0,14	0,20	0,16	0,13	0,19	0,16	0,13
T13/1 lâmpada VM	IV	1	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			1	0,77	0,74	0,72	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,64
			2	0,69	0,65	0,61	0,65	0,62	0,59	0,61	0,58	0,56
			3	0,62	0,57	0,53	0,59	0,55	0,51	0,55	0,52	0,50
			4	0,57	0,51	0,47	0,54	0,50	0,46	0,51	0,48	0,45
			5	0,52	0,46	0,42	0,50	0,45	0,42	0,47	0,44	0,41
			6	0,48	0,43	0,39	0,46	0,42	0,38	0,44	0,40	0,37
			7	0,45	0,39	0,35	0,43	0,38	0,35	0,41	0,37	0,34
			8	0,42	0,36	0,33	0,40	0,36	0,32	0,39	0,35	0,32
			9	0,39	0,34	0,30	0,38	0,33	0,30	0,36	0,33	0,30
			10	0,37	0,32	0,29	0,36	0,31	0,28	0,35	0,31	0,28
T38 ou T39 1 lâmpada VM	IV	1	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			1	0,76	0,74	0,72	0,72	0,70	0,69	0,67	0,66	0,65
			2	0,70	0,67	0,65	0,67	0,65	0,63	0,63	0,61	0,60
			3	0,65	0,62	0,59	0,62	0,60	0,57	0,59	0,57	0,55
			4	0,60	0,56	0,53	0,58	0,55	0,52	0,55	0,53	0,51
			5	0,56	0,51	0,48	0,54	0,50	0,48	0,52	0,49	0,47
			6	0,52	0,47	0,44	0,50	0,46	0,44	0,48	0,45	0,43
			7	0,48	0,43	0,40	0,46	0,43	0,40	0,45	0,42	0,39
			8	0,44	0,40	0,37	0,43	0,39	0,36	0,41	0,38	0,35
			9	0,41	0,37	0,33	0,40	0,36	0,33	0,39	0,35	0,33
			10	0,36	0,32	0,29	0,35	0,31	0,28	0,34	0,31	0,28

Quando as refletâncias da cavidade do piso apresentarem valores muito diferentes do valor estipulado na Tabela 2.12, o fator de utilização deverá ser corrigido em conformidade com a Tabela 2.13 e com a Equação (2.17).

$$F_{uc} = F_u \times F_c \tag{2.17}$$

F_u – fator de utilização inicial;
F_c – fator de correção;
F_{uc} – fator de utilização corrigido.

TABELA 2.13
Fatores de correção para as refletâncias efetivas do piso (que não sejam 20%)

ρ_{cf}	80%			70%			50%			10%		
ρ_{pa}	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%	50%	30%	10%
R_{cr}	Fatores de Correção											
1	1,08	1,08	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,04	1,04	1,01	1,01	1,01
2	1,07	1,06	1,05	1,06	1,05	1,04	1,04	1,03	1,03	1,01	1,01	1,01
3	1,05	1,04	1,03	1,05	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,01	1,01	1,01
4	1,05	1,03	1,02	1,04	1,03	1,02	1,03	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00
5	1,04	1,03	1,02	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00
6	1,03	1,02	1,01	1,03	1,02	1,01	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01	1,00
7	1,03	1,02	1,01	1,03	1,02	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00
8	1,03	1,02	1,01	1,02	1,02	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00
9	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00
10	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00

Se a refletância efetiva da cavidade do piso for superior a 20%, deve-se multiplicar o fator de utilização pelo fator de correção encontrado na Tabela 2.13. Entretanto, se a refletância efetiva da cavidade do piso for inferior a 20%, o fator de utilização inicial deve ser dividido pelo fator de correção correspondente. Por exemplo, considerar os seguintes dados:

ρ_{cf} = 80% (refletância efetiva da cavidade do teto)
ρ_{pa} = 50% (refletância percentual das paredes)
ρ_{cp} = 30% (refletância efetiva da cavidade do piso)
R_{cr} = 5 (considerar a luminária P 11/24 da Tabela 2.12)
F_u = 0,42 (refletância efetiva da cavidade do piso: 20% da Tabela 2.12).

Logo, o valor do fator de correção encontrado na Tabela 2.13 é de:

$F_c = 1,04$

Como a refletância efetiva da cavidade do piso é superior a 20%, o fator de utilização deve ser multiplicado pelo fator de correção, ou seja:

$F_{uc} = 0,42 \times 1,04 = 0,4368$

2.6.7.2.2 Fator de depreciação do serviço da iluminação (F_d)

A degradação do fluxo luminoso no ambiente iluminado é função de vários fatores de depreciação que se tornam críticos com o decorrer do tempo de operação da unidade industrial.

a) Fator de depreciação do serviço da luminária (F_d)

Já definido anteriormente, o fator de depreciação do serviço da luminária é determinado a partir do conhecimento prévio do intervalo de tempo esperado para que se proceda a manutenção efetiva dos aparelhos de iluminação. Com o decorrer do tempo, a poeira acumulada sobre as superfícies das lâmpadas e do refletor das luminárias provoca uma perda excessiva da luz e, em conseqüência, uma drástica diminuição na iluminação do ambiente.

Quando não se conhecem maiores dados sobre o tipo de ambiente para o qual se elabora o projeto de iluminação, nem o espaço de tempo previsto para a manutenção dos aparelhos, o fator de depreciação pode ser estimado através da Tabela 2.8. Em projetos de maior envergadura, porém estes dados devem ser obtidos com maior precisão, a fim de se dimensionar adequadamente o número de luminárias que irá permitir o nível de iluminamento desejado no final do período após o qual serão iniciados os trabalhos de limpeza.

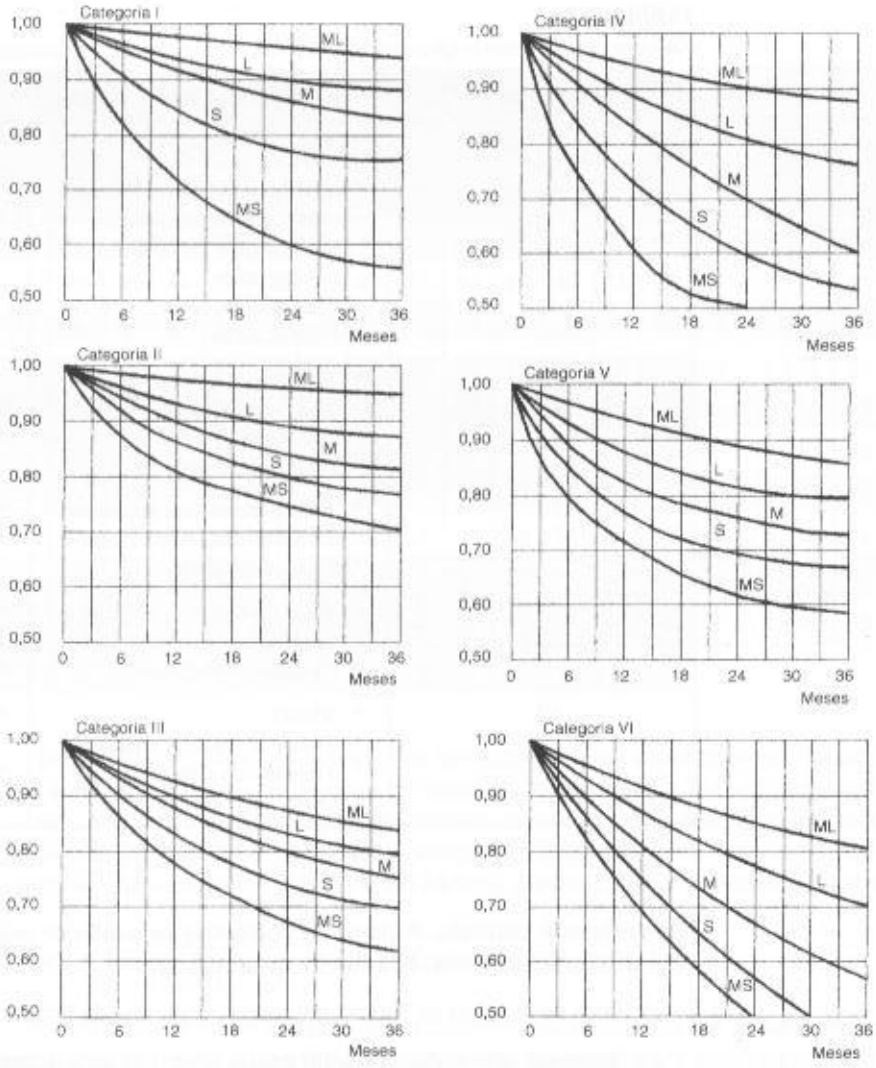


FIGURA 2.30
Fatores de depreciação do serviço da luminária

Através das curvas da Figura 2.30, pode-se determinar o fator de depreciação do serviço da luminária considerando-se o período de manutenção desejado e a categoria de manutenção em que se enquadra o aparelho que se quer utilizar no projeto. Esta categoria é função das características da atmosfera no interior dos ambientes assim definidos:

- *ML* – muito limpa;
- *L* – limpa;
- *M* – média;
- *S* – suja;
- *MS* - muito suja.

Quanto à categoria de manutenção da luminária, a Tabela 2.14 estabelece as características fundamentais que possibilitam a sua determinação. Somente fica definida a categoria de manutenção de uma luminária quando é possível enquadrá-la segundo os critérios estabelecidos na Tabela 2.14, conhecendo-se as características construtivas das partes superior e inferior das luminárias. As luminárias que podem ser definidas em mais de uma categoria devem ser enquadradas na categoria de manutenção mais baixa. Alguns fabricantes, no entanto, fornecem em suas tabelas de catálogo a categoria de manutenção de suas luminárias.

b) Fator de depreciação das superfícies do ambiente devido à sujeira (F_s)

Representa a redução do fluxo luminoso devido ao acúmulo de sujeira nas superfícies do ambiente. A Figura 2.31 fornece o percentual esperado de sujeira em função do tempo estabelecido para a limpeza das superfícies do ambiente e levando em conta as características do local onde a

TABELA 2.14
Categoria de manutenção das luminárias

Categoria de Manutenção	Parte Superior da Luminária	Parte Inferior da Luminária
I	* Aberta	* Aberta: lâmpadas nuas
II	* Transparente com 15% ou mais de fluxo luminoso emitido para cima através de aberturas * Translúcida, idem * Opaca, idem	* Aberta * Dotadas de colmeias, louvers ou venezianas
III	* Transparente com menos de 15% do fluxo luminoso emitido para cima através de aberturas	* Abertas * Dotadas de colmeias, louvers ou venezianas
IV	* Transparente sem aberturas * Translúcida sem aberturas * Opaca sem aberturas	* Abertas * Dotadas de colmeias, louvers ou venezianas
V	* Transparente sem aberturas * Translúcida sem aberturas * Opaca sem aberturas	* Transparente sem aberturas * Translúcida sem aberturas
VI	* Aberta * Transparente sem aberturas * Translúcida sem aberturas * Opaca sem aberturas	* Transparente sem aberturas * Translúcida sem aberturas * Opaca sem aberturas

luminária está instalada. A partir do percentual esperado de sujeira, obtém-se da Tabela 2.15 o fator de depreciação devido à sujeira do ambiente.

c) Fator de redução do fluxo luminoso por queima da lâmpada (F_q)

As lâmpadas apresentam vida útil média dentro de uma determinada faixa de tempo de operação. Sua queima sempre ocorre em tempos e posições diferentes na instalação, acarretando constantemente a sua reposição.

Deve-se ressaltar que o conceito de vida útil de uma lâmpada é muito divergente entre fabricantes. No entanto, é prática considerar-se que o tempo de vida útil de uma lâmpada é medida quando 50% das lâmpadas de um lote em análise se queimam. A vida útil da lâmpada depende de vários fatores, tais como temperatura ambiente, nível de variação da tensão da rede, presença de gases corrosivos na atmosfera industrial etc.

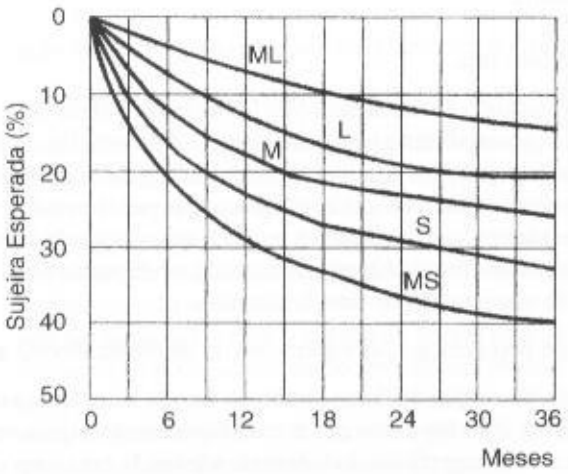


FIGURA 2.31
Percentual esperado de sujeira × tempo de limpeza

TABELA 2.15
Fator de depreciação devido à sujeira

Tipo de Distribuição da Luminária	Direto				Semidireto				Direto-indireto				Semi-indireto				Indireto			
Sujeira (%)	10	20	30	40	10	20	30	40	10	20	30	40	10	20	30	40	10	20	30	40
R_{cr}	Fatores de Depreciação																			
1	98	96	94	92	97	92	89	84	94	87	80	76	94	87	80	73	90	80	70	60
2	98	96	94	92	96	92	88	83	94	87	80	75	94	87	79	72	90	80	69	59
3	98	95	93	90	96	91	87	82	94	86	79	74	94	86	78	71	90	79	68	58
4	97	95	92	90	95	90	85	80	94	86	79	73	94	86	78	70	89	78	67	56
5	97	94	91	89	94	90	84	79	93	86	78	72	93	86	77	69	89	78	66	55
6	97	94	91	88	94	89	83	78	93	85	78	71	93	85	76	68	89	77	66	54
7	97	94	90	87	93	88	82	77	93	84	77	70	93	84	76	68	89	76	65	53
8	96	93	89	86	93	87	81	75	93	84	76	69	93	84	76	68	88	76	64	52
9	96	92	88	85	93	87	80	74	93	84	76	68	93	81	75	67	88	75	63	51
10	96	92	87	83	93	86	79	72	93	84	75	67	92	80	75	67	88	75	62	50

Para se obter o fator por queima das lâmpadas deve-se conhecer o seu tempo de vida útil médio, além de se estabelecer o tempo de manutenção das mesmas. Assim, para uma instalação onde se deve utilizar lâmpadas a vapor de mercúrio, cujo tempo de vida útil médio esperado é de 18.000 horas e se estabelece um tempo de reposição das lâmpadas queimadas em 7.000 horas, considerando-se que no final das 18.000 horas há 90% das lâmpadas queimadas, o fator por queima vale:

$$F_{q} = 1 - \frac{7.000}{18.000} \times \frac{90}{100} = 0,65 \text{ (65\% de lâmpadas acesas)}$$

O projetista deve ser alertado que o fator do fluxo luminoso por queima de lâmpadas acarreta um custo de investimento inicial muito elevado, um custo operacional significativo com a reposição das lâmpadas queimadas (mais lâmpadas no sistema), e um custo adicional mensal na conta de energia elétrica que pode ser muito elevado se a instalação operar 24 horas. O mais recomendável é tomar como prática a substituição imediata de cada lâmpada queimada, evitando, assim, o ônus econômico e financeiro da aplicação desse fator.

Há indústrias que apresentam dificuldades de substituição das lâmpadas queimadas durante o dia de trabalho, devido à presença de máquinas operatrizes no salão industrial as quais inibem o trabalho das equipes de manutenção. Essas indústrias normalmente operam 24 horas durante todos os dias do ano. Nesses casos, é prática usual que a indústria pare suas atividades por um curto período de tempo no ano, em torno de 1 semana a 15 dias. Nesse período, há uma intensa atividade da manutenção preventiva, momento em que são limpas as luminárias e trocadas as lâmpadas. Existe alguns procedimentos a ser aplicados nesse tipo de indústria, tal como: utilizar lâmpadas com vida útil média de 24.000 horas; no período de um ano, por razões práticas, aproximadamente 30% das lâmpadas estarão queimadas. A partir desse ponto tem-se um processo acelerado de queima de lâmpadas. Então, procede-se a limpeza e troca de todas as lâmpadas da instalação. Entretanto, trata-se de um processo caro que deve ser evitado ao máximo. Nesse caso, cabe projetar uma quantidade de lâmpadas 30% a mais para compensar a queima durante o ano.

d) Fator de depreciação do fluxo luminoso da lâmpada (F_f)

Quando se utiliza a Tabela 2.1, na realidade adota-se o fluxo luminoso inicial da lâmpada. À medida que a lâmpada se aproxima do fim de sua vida útil, o fluxo luminoso reduz-se, de acordo com a Figura 2.32.

Finalmente, o fator de depreciação do serviço da iluminação vale:

$$F_{dl} = F_d \times F_s \times F_q \times F_f \qquad (2.18)$$

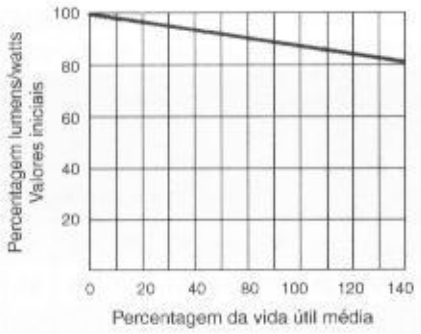


FIGURA 2.32
Decréscimo do fluxo luminoso das lâmpadas

É interessante observar que inicialmente se obtém um iluminamento muito superior ao normalmente requerido com a aplicação do fator de depreciação do serviço da iluminação. No final do tempo estipulado para a limpeza das lâmpadas e luminárias e para a troca de lâmpadas queimadas etc., é que se obtém o valor do iluminamento determinado através da Equação (2.11).

2.6.7.2.3 Distribuição das luminárias

Além dos critérios anteriormente discutidos para o posicionamento das luminárias, a Tabela 2.12 estabelece a relação entre o espaçamento máximo das luminárias de instalação consecutiva e a sua altura de montagem.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (2.3)

Considerar uma indústria cujo galpão central de produção meça 12 × 17 m com a altura de 7,5 m, conforme a Figura 2.25. Determinar o número de luminárias através do método das cavidades zonais aplicando-se os parâmetros do ambiente e iluminância dados no Exemplo de Aplicação (2.2) — demonstrativo do método dos lumens. A indústria opera durante 24 horas, juntamente com a iluminação ligada.

Aplicando-se a Equação (2.11), tem-se:

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_d}$$

a) Escolha das luminárias e lâmpadas
   - Fabricante: TILUMI (nome fictício);
   - tipo de luminária: refletor T38 (da Tabela 2.12);
   - categoria de manutenção: IV;
   - lâmpada adotada: vapor de mercúrio de 400 W (valor inicial).

b) Cálculo do fator de relação

   Através da Equação (2.12), tem-se:

$$K = \frac{5 \times (A + B)}{A \times B} = \frac{5 \times (17 + 12)}{17 \times 12} = 0{,}71$$

c) Cálculo das relações das cavidades zonais

   - Cavidade do recinto

   Da Equação (2.13), tem-se:

   $R_{cr} = K \times H_{tp} = 0{,}71 \times 6 = 4{,}26$

   - Cavidade do teto

   Da Equação (2.14), tem-se:

   $R_{ct} = K \times H_{tt} = 0{,}71 \times 0{,}70 = 0{,}49$

   - Cavidade do piso

   Da Equação (2.15), tem-se:

   $R_{cp} = K \times H_{pp} = 0{,}71 \times 0{,}80 = 0{,}56$

d) Cálculo de refletância efetiva da cavidade do piso (ρ_{cp})

Através da Tabela 2.11 e com os valores das refletâncias percentuais do piso e da parede e do valor da relação da cavidade do piso, determina-se ρ_{cp}, ou seja:

ρ_{pi} = 10% (piso muito escuro) → ρ_{pa} = 50% (paredes claras) → R_{cp} = 0,56 → ρ_{cp} = 11%

e) Cálculo da refletância efetiva da cavidade do teto (ρ_{cr})

Através da Tabela 2.11 e com os valores das refletâncias percentuais do teto e da parede e do valor da relação da cavidade do teto, determina-se ρ_{cr}, ou seja:

ρ_{te} = 70% (teto branco) → ρ_{pa} = 50% (paredes claras) → R_{cr} = 0,49 → ρ_{cr} = 64%

Neste caso, a superfície do teto é considerada plana. Se for considerada a concavidade do teto, como mostra a Figura 2.25, deve-se aplicar a Equação (2.16).

$$\rho_{cr2} = \frac{\rho_{te} \times S_{pt}}{S_{cr} - \rho_{te} \times S_{cr} + \rho_{te} \times S_{pt}}$$

ρ_{te} = 70% = 0,70 (teto branco)
$S_{pt} = 12 \times 17 = 204\ m^2$

$$S_{cr} = \frac{A/2 \times B \times 2}{\cos \alpha} = \frac{12/2 \times 17 \times 2}{\cos 15°} = 211\ m^2$$

$$\rho_{cr2} = \frac{0,70 \times 204}{211 - 0,70 \times 211 + 0,70 \times 204} = 0,69$$

Pode-se verificar que a diferença é relativamente pequena entre ρ_{cr1} e ρ_{cr2}. Adotar-se-á o valor real para o caso, isto é, ρ_{cr2}.

f) Cálculo do fator de utilização

Através da Tabela 2.12 e com os valores de ρ_{cr2}, ρ_{pa} e R_{cr} interpolando os fatores de utilização encontrados, tem-se:

$$\frac{80 - 50}{0,60 - 0,58} = \frac{80 - 69}{0,60 - F_{u1}} \rightarrow F_{u1} = 0,59$$

$$\frac{80 - 50}{0,56 - 0,54} = \frac{80 - 69}{0,56 - F_{u2}} \rightarrow F_{u2} = 0,55$$

$$\frac{4 - 5}{0,59 - 0,55} = \frac{4 - 4,26}{0,59 - F_{u3}} \rightarrow F_{u3} = F_u = 0,57$$

g) Cálculo do coeficiente de correção do fator de utilização

Como o valor de F_u foi calculado para a refletância efetiva da cavidade do piso de 20%, conforme a Tabela 2.12, então é necessário proceder a sua correção, já que no exemplo em questão ρ_{cp} = 11%. Através da Tabela 2.13 e com valores e ρ_{cr}, ρ_{pa} e R_{cr}, tem-se:

ρ_{cr} = 70% → ρ_{pa} = 50% → R_{cr} = 4,26 → F_c = 1,04

Logo, o fator de utilização corrigido é de:

$$F_{uc} = F_u \times \frac{1}{F_c} = 0,57 \times \frac{1}{1,04} = 0,54$$

h) Cálculo do fator de depreciação do serviço da iluminação (F_{di})

Deve ser calculado com base nos seguintes fatores, como já foi estudado anteriormente:

- Fator de depreciação do serviço da luminária (F_d)

Considerando-se que o período de manutenção das luminárias seja de 12 meses (aproximadamente metade da vida útil das lâmpadas) e sabendo-se, através de análise da Tabela 2.12, que a luminária T38 se enquadra na categoria IV, pode-se obter, por meio das curvas da Figura 2.30, o fator de depreciação F_d, que é igual a 0,90, admitindo-se o ambiente limpo (*L*).

- Fator de depreciação das superfícies do ambiente devido à sujeira (F_s)

De acordo com a Figura 2.31, obtém-se um percentual de sujeira de 18%. Através da Tabela 2.15, obtém-se o valor de depreciação devido à sujeira do ambiente, considerando-se a iluminação do tipo direto (projetor T-38), ou seja:

F_s = 95% = 0,95

- Fator de redução do fluxo luminoso por queima de lâmpada (F_q)

Como serão utilizadas lâmpadas VM, cuja vida útil média é de 18.000 horas, e se considera que a cada 8.760 horas serão substituídas todas as lâmpadas queimadas do ambiente, pode-se obter o fator de redução do fluxo luminoso por queima das lâmpadas. Também se considera que, no final da sua vida útil, 60% das lâmpadas estarão queimadas.

$$F_q = 1 - \frac{8.760}{18.000} \times \frac{60}{100} = 0,70 \text{ (lâmpadas acesas)}$$

- Fator de depreciação do fluxo luminoso da lâmpada (F_f)

De acordo com a Figura 2.32 e considerando-se que as lâmpadas sejam trocadas com o tempo de vida útil aproximadamente de 50%, ou seja, 8.760 horas, tem-se:

$F_f = 0,93$

Desta forma, o fator de depreciação do serviço da iluminação de acordo com a Equação (2.18) vale:

$F_{ai} = F_d \times F_s \times F_q \times F_f = 0,90 \times 0,95 \times 0,70 \times 0,93$

$F_{ai} = 0,55$

Pode-se observar, neste caso, que ao completar um ano de uso todas as lâmpadas serão trocadas e limpas.

i) Cálculo do fluxo luminoso

Conforme a Equação (2.11), tem-se:

$$\psi_1 = \frac{E \times S}{F_u \times F_{ai}} = \frac{500 \times 204}{0,54 \times 0,55} = 343.434 \text{ lumens}$$

j) Cálculo do número de projetores

De acordo com a Equação (2.8), tem-se:

$$N_{lu} = \frac{343.434}{1 \times 22.000} \cong 16 \text{ luminárias (por questão de estética na distribuição das luminárias, serão adotadas 18 unidades)}$$

k) Distribuição dos projetores

Seguir o mesmo processo apresentado no Exemplo de Aplicação (2.1), ou seja:

$17 = 5 \times X + 2 \times X/2 = 5 \times X + X = 6 \times X \rightarrow X = 2,80$ m
$12 = 2 \times Y + 2 \times Y/2 = 2 \times Y + Y = 4 \times Y \rightarrow Y = 4,00$ m
$X_1 = X/2 = 2,80/2 = 1,4$ m

$$Y_1 = Y/2 = \frac{4,00}{2} = 2 \text{ m}$$

A Figura 2.33 mostra a distribuição das luminárias.

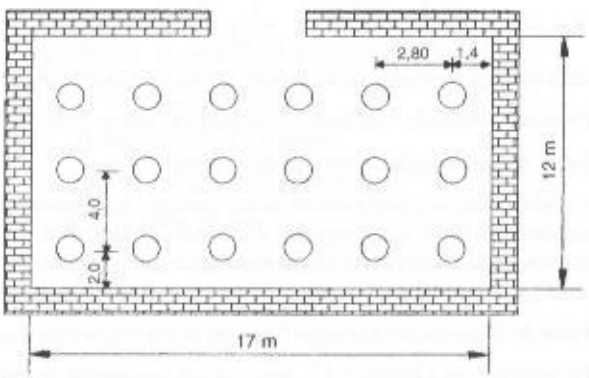


FIGURA 2.33
Distribuição dos projetores

2.6.7.3 Método ponto por ponto

Este método permite que se determine em cada ponto da área o iluminamento correspondente à contribuição de todas as fontes luminosas cujo fluxo atinja o ponto mencionado. A soma algébrica de todas as contribuições determina o iluminamento naquele ponto.

Este método tanto pode ser utilizado para aplicações em ambientes interiores como em ambientes exteriores. O fluxo luminoso de uma luminária qualquer pode atingir tanto o plano horizontal como o plano vertical, estabelecendo assim dois tipos de iluminamento:

a) Iluminamento horizontal

É a soma das contribuições do fluxo luminoso de todas as luminárias num ponto do plano horizontal. Pode ser determinado a partir da Equação (2.19).

$$E_h = \frac{I \times \cos^3 \alpha}{H^2} \tag{2.19}$$

E_h – iluminamento horizontal, em lux;
I – intensidade do fluxo luminoso, em cd;
α – ângulo entre uma dada direção do fluxo luminoso e a vertical que passa pelo centro da lâmpada;
H – altura vertical da luminária, em m.

A Figura 2.34 mostra a determinação dos parâmetros geométricos da Equação (2.19). Já a Figura 2.35 mostra a contribuição de várias luminárias para o estabelecimento da iluminação horizontal num determinado ponto (O) do plano. Logo, o iluminamento horizontal, neste caso, vale:

$$E_h = E_{h1} + E_{h2} + E_{h3}$$

Para se obter o valor final da iluminância, é necessário aplicar o fator de depreciação dos projetores utilizados. Como valores médios podem ser admitidos:

- projetores abertos: 0,65;
- projetores fechados: 0,75.

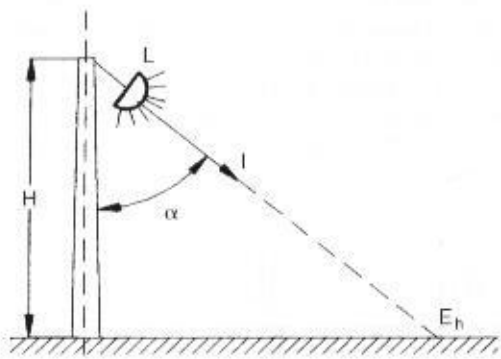


FIGURA 2.34
Iluminamento horizontal

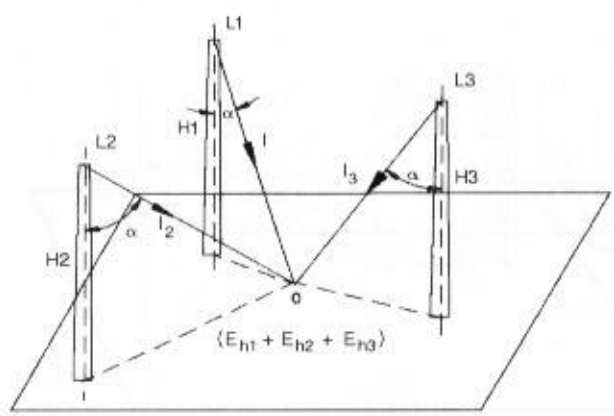


FIGURA 2.35
Contribuição das fontes de luz

b) Iluminamento vertical

É a soma das contribuições do fluxo luminoso de todas as luminárias num ponto do plano vertical. Pode ser determinado a partir da Equação (2.20).

$$E_v = \frac{I \times \text{sen}^3 \alpha}{D^2} \tag{2.20}$$

E_v – iluminamento vertical, em lux;
D – distância entre a luminária e o ponto localizado no plano vertical, em m.

A Figura 2.36 mostra a determinação dos parâmetros geométricos da Equação (2.20). Já a Figura 2.37 mostra a contribuição de duas luminárias para o estabelecimento da iluminação vertical num determinado ponto (O) do plano. Logo, o iluminamento vertical, neste caso, vale:

$E_v = E_{v1} + E_{v2}$

A partir da conceituação anterior, podem ser estabelecidas as seguintes considerações:

- os iluminamentos E_h e E_v variam na proporção inversa do quadrado da distância da fonte de luz ao ponto iluminado;
- os iluminamentos E_n ou E_v variam na proporção direta da intensidade luminosa na direção do ponto iluminado;
- o iluminamento E_h varia na proporção direta do cosseno do ângulo formado entre a direção da intensidade do fluxo luminoso que atinge o ponto considerado e a reta que passa pela fonte luminosa e é perpendicular ao plano horizontal.
- o iluminamento E_v varia na proporção direta do seno do ângulo formado entre a direção da intensidade do fluxo luminoso que atinge o ponto considerado e a reta que passa pela fonte luminosa e é perpendicular ao plano horizontal.

A intensidade do fluxo luminoso é obtida a partir das curvas de distribuição luminosa também conhecidas como curvas isocandelas, mostradas como exemplo na Figura 2.38 para um determinado tipo de luminária.

O método ponto por ponto é muito aplicado na determinação do iluminamento em áreas abertas (pátios de manobra, quadras esportivas etc.) ou em iluminação de fachadas.

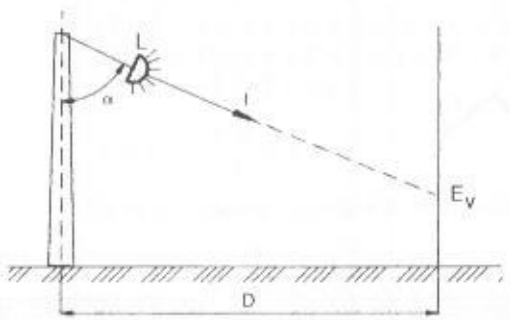


FIGURA 2.36
Iluminamento vertical

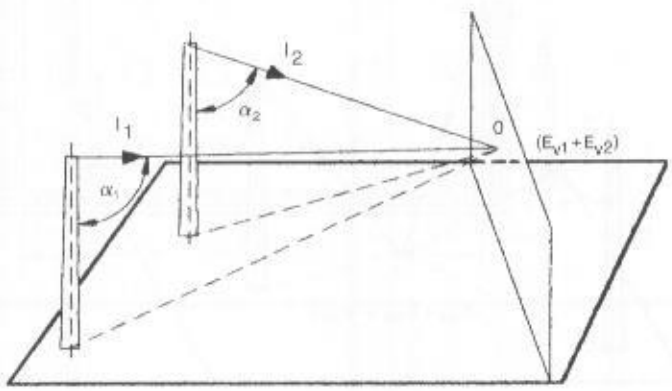


FIGURA 2.37
Contribuição das fontes de luz

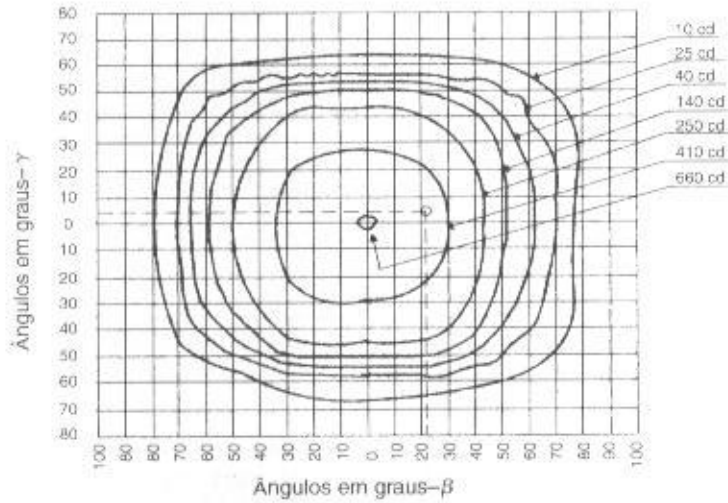


FIGURA 2.38
Curvas isocandelas/1.000 lumens

Nos projetos de quadras de esporte, tais como basquete, voleibol, e campos de futebol é necessário aplicar alguns procedimentos básicos para se obter os melhores resultados na distribuição do fluxo luminoso. No campo de futebol mostrado na Figura 2.39 observam-se as linhas de focalização dos projetores e as distâncias regulamentares entre as torres e entre as torres e as laterais do campo. O conjunto dos projetores de cada torre é considerado um único ponto de luz para a determinação das distâncias e ângulos.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (2.4)

Determinar o iluminamento do campo de futebol definido na Figura 2.39, destinado ao lazer de funcionários de uma determinada indústria.

Serão utilizadas seis torres com altura útil igual a 20 m (altura para evitar o ofuscamento), afastadas de 2 m de periferia da quadra. A distância entre as torres e as laterais é a metade da distância entre duas torres consecutivas. Serão utilizados seis conjuntos de 8 projetores de facho aberto, cuja curva de distribuição luminosa é dada na Figura 2.38. A lâmpada empregada é de 1.000 W, de vapor metálico, cujo fluxo luminoso inicial é de 90.000 lumens. Serão utilizadas três torres de cada lado do campo, em conformidade com a Figura 2.39. A Figura 2.40 define a posição de uma torre de iluminação e os ângulos correspondentes.

Devido à complexidade dos cálculos trigonométricos e geométricos, será mostrado somente a iluminação de um ponto, conforme Figura 2.39.

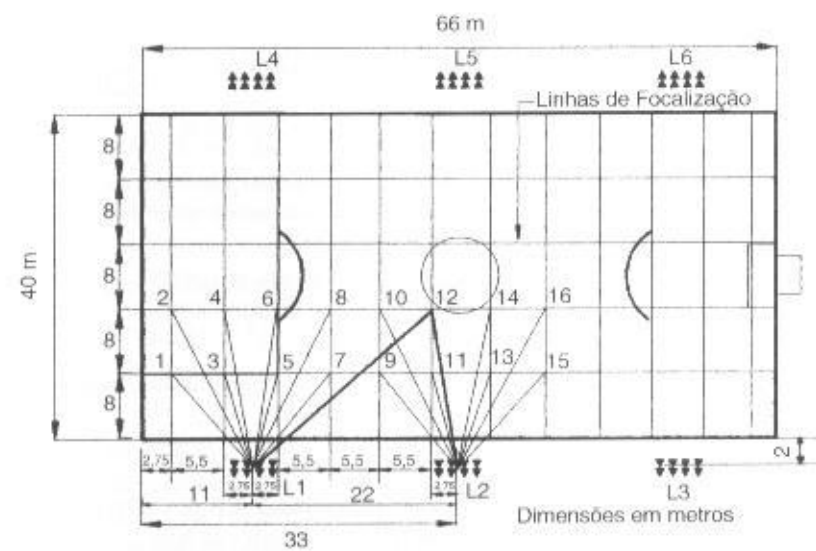


FIGURA 2.39
Linhas de focalização de uma quadra de esporte

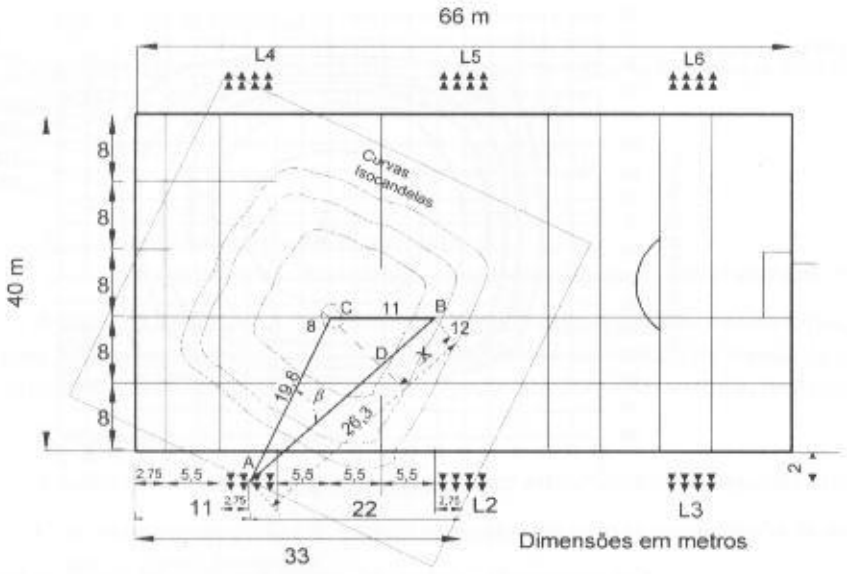


FIGURA 2.40
Distâncias e ângulos utilizados nos cálculos

- Distância entre as torres de iluminação

$$66 = 2 \times D_t + 2 \times \frac{D_t}{2} \rightarrow 33 = D_t + 0{,}5 \times D_t$$

D_t - distância entre duas torres consecutivas

$$D_t = 22 \text{ m} \rightarrow \frac{D_t}{2} = 11 \text{ m}$$

- Distância entre as linhas de focalização

$$Y = \frac{L}{N_l + 1} = \frac{40}{4 + 1} = 8 \text{ m}$$

L = 40 m (largura do campo de futebol)
N_l = 4 (número de linhas de focalização - valor adotado)

- Distância entre os pontos de foco

O número de pontos de foco é igual ao número de projetores, ou seja: $N_p = 6 \times 8 = 48$. O número de linhas de interseção vale:

$$N_l = \frac{N_p}{N_l} = \frac{48}{4} = 12$$

Logo, a distância entre os pontos de foco vale:

$$66 = 11 \times X + 2 \times \frac{X}{2} = 12 \times X \rightarrow X = 5{,}5 \text{ m}$$

Cada projetor está focalizado no respectivo ponto de foco, conforme mostrado na Figura 2.39, ou seja, o ponto de foco 8 está diretamente iluminado pelo projetor 8 da torre L1. Esse ponto de foco receberá a contribuição dos 48 − 1 = 47 projetores restantes.

- Intensidade luminosa no ponto de foco 12 devido ao projetor 12 da torre L2

$$D_{12/12} = \sqrt{2{,}75^2 + (8 + 8 + 2)^2} = 18{,}2 \text{ m}$$

$D_{12/12}$ - distância horizontal entre a torre L2, onde está instalado o projetor 12, ao ponto de foco 12

$$\alpha = \text{arctg} \frac{18{,}2}{20} = 42{,}3°$$

Através das curvas isocandelas mostradas na Figura 2.38, pode-se obter o valor da intensidade luminosa I = 660 cd/1.000 lumens para $\beta = 0°$ e $\gamma = 0°$, ou seja:

$$I_{L2/12} = \frac{660 \times 90.000}{1.000} = 59.400 \text{ cd}$$

- Iluminamento $E_{L2/12}$ devido ao projetor 12 da torre L2 no ponto de foco 12

$$E_{L2/12} = \frac{I_{L2/12} \times \cos^3 \alpha}{H^2} = \frac{59.400 \times \cos^3 42{,}3^\circ}{20^2} = 60{,}0 \text{ lux}$$

- Intensidade luminosa no ponto de foco 12 devido ao projetor 8 da torre L1

$$D_{8/8} = \sqrt{(2{,}75 + 5{,}5)^2 + (2 \times 8 + 2)^2} = 19{,}8 \text{ m}$$

$D_{8/8}$ - distância horizontal entre a torre L1, onde está instalado ao projetor 8, ao ponto de foco 8.

$$D_{8/12} = \sqrt{(2{,}75 + 3 \times 5{,}5)^2 + (2 \times 8 + 2)^2} = 26{,}3 \text{ m}$$

$D_{8/12}$ - distância horizontal entre a torre L1, onde está instalado o projetor 8, ao ponto de foco 12.

Através da Figura 2.40 pode-se obter o valor do ângulo β resolvendo os dois triângulos formados, ou seja:

$$AB^2 = (26{,}3 - X)^2 + BD^2 \rightarrow 19{,}8^2 = (26{,}3 - X)^2 + DC^2$$

$$BC^2 = X^2 + DC^2 \rightarrow 11^2 = X^2 + DC^2$$

A partir desse conjunto de equações, obtém-se os valores de $X = 8{,}0$ m e $DC = 17{,}7$ m. Logo, o ângulo $\beta = 29{,}4^\circ$.

- Determinação da curva fotométrica que cruza o ponto 12 devido ao projetor 8

Desenvolvendo-se os cálculos geométricos e trigonométricos necessários, conclui-se que o valor de $\gamma = 5{,}9^\circ$. Com os valores de $\beta = 29{,}4^\circ$ e $\gamma = 5{,}9^\circ$ aplicados sobre as curvas isocandelas da Figura 2.38, obtém-se a curva de aproximadamente 410 cd/lumens.

$$I_{8/12} = \frac{410 \times 90.000}{1.000} = 36.900 \text{ cd}$$

- Iluminamento $E_{8/12}$ devido ao projetor 8 no ponto de foco 12

$$\alpha = \text{arctg} \frac{26{,}3}{20} = 52{,}7^\circ$$

$$E_{8/12} = \frac{I_{8/12} \times \cos^3 \alpha}{H^2} = \frac{36.900 \times \cos^3 52{,}7}{20^2} = 20{,}5 \text{ lux}$$

- Iluminamento no ponto de foco 12 devido aos projetores 8 da torre L1 e 12 da torre L2

$$E_{L8/L12} = E_{L2/12} + E_{8/12} = 60{,}0 + 20{,}5 = 80{,}5 \text{ lux}$$

Para se conhecer as contribuições do restante dos projetores (46 unidades) deve-se seguir a mesma metodologia aplicada para os dois projetores. Como se observa, é por demais trabalhoso executar essa tarefa, isto é, são necessários 2.304 (48 × 48) valores calculados em lux para concluir este simples projeto. Somente processos eletrônicos viabilizam essa metodologia.

2.7 ILUMINAÇÃO DE EXTERIORES

As áreas externas das instalações industriais, em geral, são iluminadas através de projetores fixados em postes ou nas laterais do conjunto arquitetônico da fábrica.

A Tabela 2.16 fornece os níveis de iluminamento adequados para áreas externas.

O método mais adequado para aplicação de projetores em áreas externas é o método do ponto por ponto. Entretanto, na iluminação de pistas no interior de complexos fabris, por exemplo, podem ser utilizados dois métodos bastante simples.

2.7.1 Iluminamento por Ponto

Este método é derivado do método ponto por ponto, onde o fabricante da luminária fornece, em termos percentuais do fluxo máximo, o diagrama de curvas isolux. Logo, para se determinar o iluminamento num determinado ponto, soma-se a contribuição de todas as luminárias, cujo fluxo luminoso atinja o referido ponto. Esta contribuição é determinada a partir das curvas isolux, cujos valores são dados em função dos múltiplos da altura da luminária. O diagrama das curvas isolux, dado como exemplo na Figura 2.41, na realidade é um conjunto de curvas que tem como centro

TABELA 2.16
Nível de iluminamento de áreas externas

Áreas	Iluminâncias (Lux)
Depósitos ao ar livre	10
Parques de estacionamento	50
Vias de tráfego	70

um ponto abaixo da luminária, representando cada uma delas os pontos que recebem o mesmo fluxo luminoso da respectiva luminária.

Para determinar o iluminamento num ponto qualquer da pista, utilizar-se a Equação (2.21). Considerar que a relação entre os valores de menor e maior iluminamento da pista não deve ser inferior a 0,33, valor este denominado fator de uniformidade de iluminamento.

$$E_p = \frac{E \times K \times \psi_l \times N}{H^2} \qquad (2.21)$$

E – iluminamento percentual no ponto considerado;
K – fator da luminária fornecido no diagrama isolux da luminária empregada;
ψ_l – fluxo luminoso da lâmpada, em lumens;
N – número de lâmpadas/luminária;
H – altura de montagem da luminária.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (2.5)

Determinar o iluminamento na linha média de uma pista (pontos P1 — iluminamento mínimo, e P2 – iluminamento máximo da linha média), com dimensões mostradas na Figura 2.42, utilizando uma luminária cujo diagrama das curvas isolux é mostrado na Figura 2.41. A lâmpada empregada é a de vapor de mercúrio de 250 W. A altura das luminárias é de 10 m.

- Iluminamento máximo

  Da Equação (2.21), tem-se:

$$E_p = \frac{E \times K \times \psi_l \times N}{H^2} = \frac{1 \times 0{,}23 \times 12.000 \times 1}{10^2} = 27{,}60 \text{ lux}$$

  E = 1 (100% - valor para o iluminamento máximo)
  K = 0,23 (valor dado no diagrama isolux)

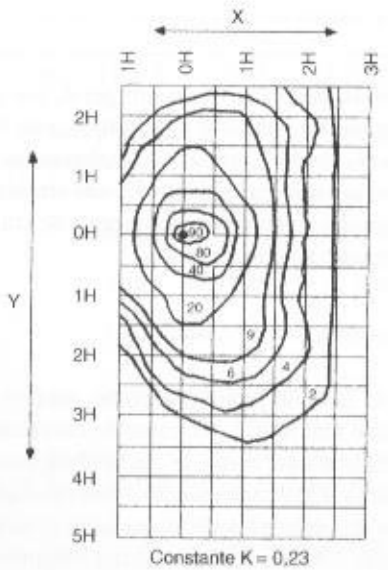


FIGURA 2.41
Diagrama de curvas isolux com inclinação de 30°

ψ_l = 12.000 lumens (Tabela 2.1)
N = 1 (lâmpada da luminária)
H = 10 m (altura da luminária)

- Iluminamento no ponto P1

A posição do ponto P1 (P_{1x}, P_{1y}) no diagrama das curvas isolux da Figura 2.41, em múltiplos da altura da luminária e tomando-se como base a luminária L2, estabelece a curva de 15%, ou seja:

$$P_{1x} = \frac{15}{2} = 7{,}5 \text{ m}$$

$$P_{1x} = \frac{7{,}5}{H} = \frac{7{,}5}{10} = 0{,}75H$$

$$P_{1y} = \frac{30/2}{10} = 1{,}5H$$

– Contribuição de L1 no ponto P1

$P_{1x} = 0{,}75 \times H \rightarrow P_{1y} = 1{,}5 \times H \rightarrow \psi_p = 15\% = 0{,}15$ (curva determinada entre as curvas 9 e 20 e não apresentada na Figura 2.41).

$E_{p11} = 0{,}15 \times E_p = 0{,}15 \times 27{,}6 = 4{,}14$ lux

– Contribuição de L2 no ponto P1

$E_{p12} = E_{p11}$ (o ponto P1 está no ponto médio de L1 e L2).

Logo, o iluminamento final no ponto P1 vale:

$E_{p1} = E_{p11} + E_{p12} = 4{,}14 + 4{,}14 = 8{,}28$ lux

- Iluminamento no ponto P2

– Contribuição de L2 no ponto P2

$P_{1x} = 0{,}75 \times H \rightarrow P_{1y} = 0 \times H \rightarrow \psi_p = 40\% = 0{,}4$

$E_{p212} = 0{,}40 \times 27{,}60 = 11{,}0$ lux

– Contribuição de L1 no ponto P2

A curva de L1 que corta o ponto P2 é:

$P_{1x} = 0{,}75 \times H$ e $P_{1y} = 3 \times H \rightarrow \psi_p = 4\% = 0{,}04$

$E_{p211} = 0{,}04 \times 27{,}60 = 1{,}104$ lux

Logo, o iluminamento final no ponto P2 vale:

$E_{p2} = E_{p212} + E_{p211} = 11{,}0 + 1{,}104 = 12{,}104$ lux

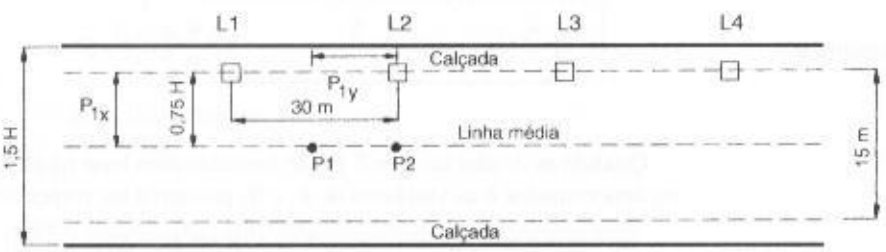


FIGURA 2.42
Representação de uma via externa

2.7.2 Iluminamento pelo Valor Médio

O iluminamento pelo valor médio sobre a pista pode ser calculado através da Equação (2.22).

$$E_m = \frac{F_u \times \psi_l \times N}{L_p \times D_l} \tag{2.22}$$

F_u – fator de utilização;
ψ_l – fluxo luminoso da lâmpada, em lumens;

N – número de lâmpadas/luminária;
L_p – largura da pista, em m;
D_i – distância entre as luminárias, em m.

A determinação do fator de utilização é feita através da curva do fator de utilização da luminária que se está utilizando no projeto, encontrada no catálogo do fabricante e exemplificada na Figura 2.43. A Figura 2.44 mostra a posição da luminária em poste, num exemplo típico de iluminação de pista.

a) Fator de utilização para o iluminamento da pista

- Fator de utilização correspondente ao lado da pista

$$R_1 = \frac{L_p - X}{H} \tag{2.23}$$

- Fator de utilização correspondente ao lado da calçada

$$R_2 = \frac{X}{H} \tag{2.24}$$

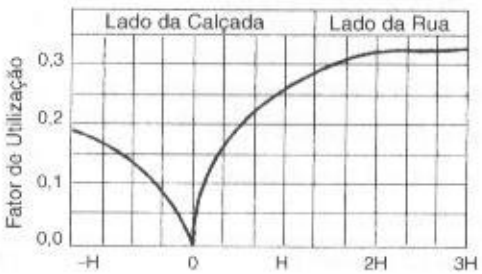


FIGURA 2.43
Fator de utilização

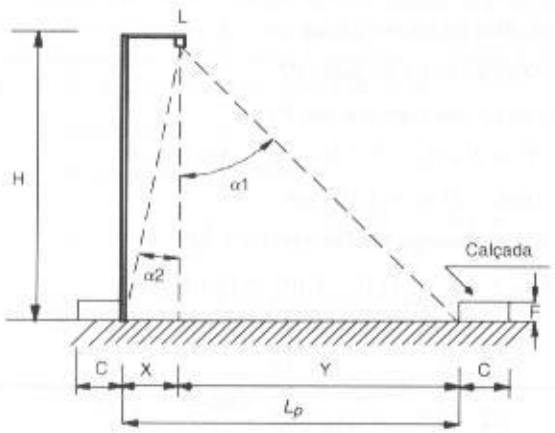


FIGURA 2.44
Definição dos ângulos de focalização

Quando as distâncias L_p e X já são tomadas com base na altura H, esta variável deixa de existir no denominador e as variáveis de R_1 e R_2 passam a ter respectivamente os seguintes valores:

$$R_1 = L_p - X \tag{2.25}$$

$$R_2 = X \tag{2.26}$$

Com os valores de R_1 e R_2, obtêm-se os fatores de utilização parciais F_{u1} e F_{u2} através da curva do fator de utilização correspondente à luminária que se está utilizando. O fator de utilização final vale:

$$F_u = F_{u1} + F_{u2} \tag{2.27}$$

b) Fator de utilização para o iluminamento das calçadas

Na determinação do iluminamento das calçadas, pode-se utilizar a Equação (2.22). Neste caso, o fator de utilização é determinado através da curva da luminária correspondente, utilizando as seguintes razões:

- Fator de utilização correspondente à calçada do lado da linha das luminárias

$$R_1 = \frac{C + X}{H - F} \tag{2.28}$$

$$R_2 = \frac{X}{H - F} \tag{2.29}$$

- Fator de utilização correspondente à calçada do outro lado da linha das luminárias

$$R_1 = \frac{(L_p - X) + C}{H - F} \tag{2.30}$$

$$R_2 = \frac{X}{H - F} \tag{2.31}$$

Como já foi explanado anteriormente, com os valores de R_1 e R_2, obtêm-se F_{u1} e F_{u2}. Desta forma, o fator de utilização final vale:

$$F_u = F_{u1} - F_{u2} \tag{2.32}$$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (2.6)

Calcular a iluminação de uma pista interna de uma indústria mostrada na Figura 2.45, cujos detalhes dimensionais estão contidos na Figura 2.46. A luminária utilizada é caracterizada pelo diagrama isolux dado na Figura 2.41. A lâmpada utilizada é de 250 W, a vapor de mercúrio. A altura da luminária é de 10 m. O diagrama do fator de utilização da luminária é dado na Figura 2.43.

- Fator de utilização
  - Para o lado da pista

  $R_1 = L_p - X = 1H - 0{,}15H = 0{,}85H \rightarrow F_{u1} = 0{,}25$ (Figura 2.43)

  - Para o lado da calçada

  $R_2 = X = 0{,}15H \rightarrow F_{u2} = 0{,}06$ (Figura 2.43)

  Logo, o fator de utilização vale:

  $F_u = F_{u1} + F_{u2} = 0{,}25 + 0{,}06 = 0{,}31$

- Iluminamento médio

  Aplicando-se a Equação (2.22), tem-se:

$$E_m \frac{F_u \times \psi_l \times N}{L_p \times D_l}$$

  $\psi_l = 12.000$ lumens
  $D_l = 30$ m

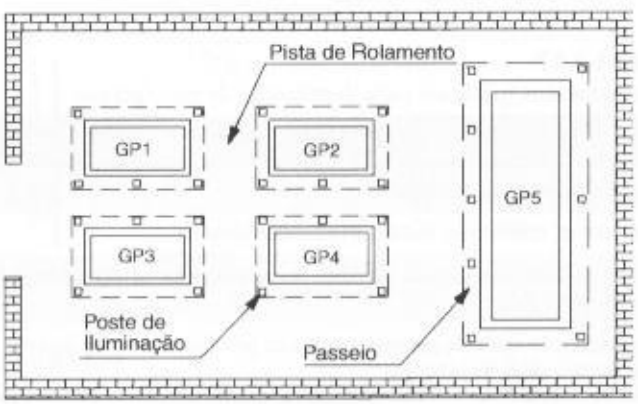


FIGURA 2.45
Área externa de uma indústria

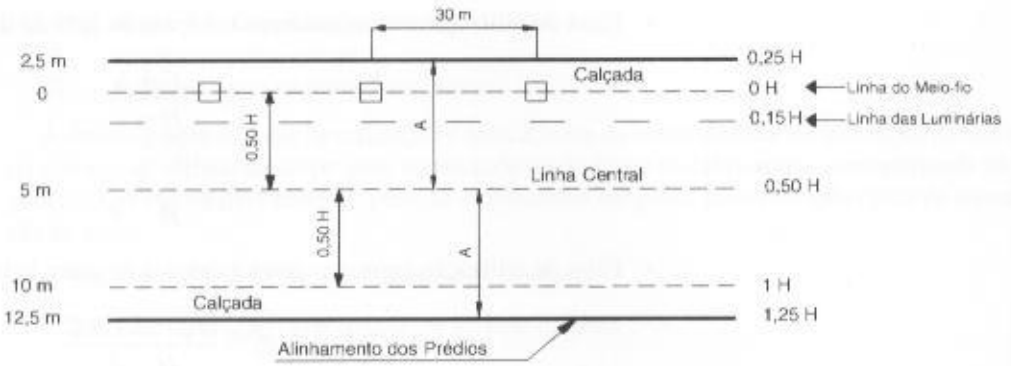


FIGURA 2.46
Trecho de uma pista de rolamento

Da Figura 2.46, pode-se escrever:

$L_p = 1{,}0H = 10$ m

Logo, o valor médio do iluminamento vale:

$$E_m = \frac{0{,}31 \times 12.000 \times 1}{10 \times 30} = 12{,}4 \text{ lux}$$

2.8 ILUMINAÇÃO DE EMERGÊNCIA

Não deve ser confundida com iluminação alternativa. A iluminação de emergência nas instalações industriais deve ser projetada adequadamente, a fim de cobrir todas as áreas em que a falta de iluminação possa ocasionar riscos de acidentes ou perturbação na saída de pessoal. De um modo geral, as áreas mais importantes de serem dotadas de iluminação de emergência são:

- corredores;
- salas de reunião;
- auditórios;
- saídas de emergência;
- sala de máquinas, em geral;
- setores de produção de materiais combustíveis ou gasosos.

A Tabela 2.17 indica os valores mínimos das iluminâncias adotadas para diferentes ambientes. A iluminação de emergência poderá ser feita através de baterias ou de um gerador auxiliar.

2.8.1 Sistema Autônomo de Emergência

É constituído por uma bateria instalada no interior de uma caixa, construída normalmente de fibra, juntamente com o sistema retificador-carregador. Na parte superior da caixa estão instalados dois projetores que automaticamente são ligados quando a tensão se anula na tomada de alimentação do sistema autônomo. A Figura 2.47 mostra um sistema autônomo muito popular em instalações industriais e comerciais. A tensão desses sistemas, em geral, é de 12 V.

TABELA 2.17
Iluminamentos mínimos para iluminação de emergência

Ambientes	Iluminância (Lux)
Auditórios, salas de recepção	5
Corredores, refeitórios, salões, iluminação externa	10
Almoxarifados, escritórios, escadas, entradas em locais com desníveis, elevadores	20
Corredores de saída de pessoal, centro de processamento de dados, subestação, salas de máquina	50



FIGURA 2.47
Sistema autônomo de iluminação de emergência

2.8.2 Banco de Baterias

Quando se deseja iluminar grandes ambientes, a escolha, em geral, recai sobre a utilização de baterias que podem ser agrupadas em um banco (ou mais) concentrado num local mais conveniente da indústria, sob o ponto de vista de queda de tensão. Se as distâncias entre o banco de baterias e os pontos de luz forem grandes, de sorte a obrigar a utilização de condutores de seção elevada, deve-se adotar uma tensão de distribuição de 110 V ou 220 V para reduzir as quedas de tensão nos circuitos. Podem ser empregados os seguintes tipos de baterias:

a) Baterias chumbo-ácidas

São de utilização comum em veículos automotivos. Podem ser adquiridas facilmente a um custo relativamente reduzido. Têm como solução o ácido sulfúrico, H_2SO_4.

b) Baterias chumbo-cálcio

Têm um custo médio bem superior às de chumbo-ácidas. São empregadas com certa freqüência em serviços auxiliares de subestação de força de concessionárias de eletricidade ou particulares. Utilizam também como solução o ácido sulfúrico, H_2SO_4. Entretanto, diferenciam-se das anteriores pela tecnologia de fabricação.

c) Baterias alcalinas

Também conhecidas como níquel-cádmio, apresentam um elevado grau de confiabilidade. Seu custo é elevado se comparado com o valor de uma unidade chumbo-ácida.

São comumente empregadas em sistemas de serviços auxiliares de subestação de potência ou acopladas a sistemas ininterruptos de energia (*nobreak*) do tipo estático para suprimento de cargas que requeiram um elevado nível de continuidade.

A Figura 2.48 mostra, esquematicamente, um sistema de iluminação de emergência comandado por um relé de tensão que atua sobre um contator magnético, permitindo a energização dos diferentes circuitos parciais pelo conjunto de baterias.

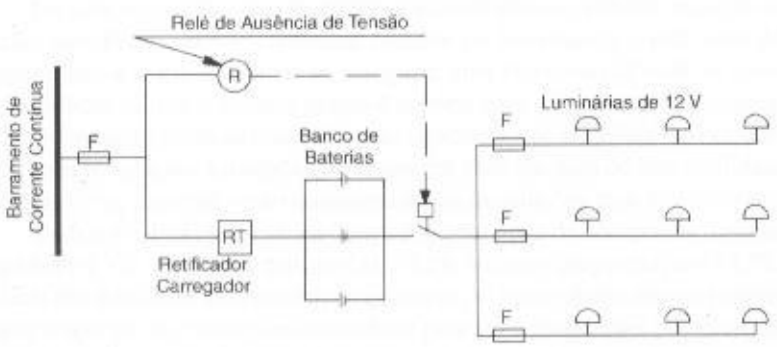


FIGURA 2.48
Esquema básico de comando de iluminação

2.8.3 Gerador Auxiliar

Normalmente, é utilizado em instalações que necessitam não somente de iluminação de emergência, mas também de iluminação alternativa, ou ainda de fonte de suprimento auxiliar.

A utilização de geradores auxiliares é significativamente mais onerosa para a instalação, tanto no que se refere ao custo inicial como ao custo de operação e manutenção.

Em algumas indústrias, devido à necessidade de continuidade do processo industrial, é imperiosa a instalação de um gerador como fonte alternativa que possa ser utilizado também para suprimento dos circuitos destinados à iluminação de emergência.

A potência do gerador deve ser selecionada em função das cargas prioritárias que devem permanecer ligadas durante os eventos que cortem o suprimento da rede da concessionária.

Os geradores, em geral, devem ser acionados automaticamente logo que falte tensão nos terminais de entrada da subestação da indústria. Isto permite que se reduza o tempo de interrupção.

Certos setores da indústria necessitam de energia ininterruptamente. São cargas de elevada prioridade. Neste caso, deve-se utilizar, além do gerador auxiliar, um sistema ininterrupto de energia para alimentação de força que pode também fornecer energia ao sistema de iluminação durante emergência do sistema da concessionária. O sistema ininterrupto (*nobreak*) seria dimensionado com um banco de baterias adequado ao tempo necessário para a operação do gerador.

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS

7.ª EDIÇÃO

JOÃO MAMEDE FILHO

Engenheiro eletricista

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1988-1990)

Ex-Diretor de Operação da Companhia Energética do Ceará — Coelce (1991-1994)

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1995-1998)

Ex-Presidente do Comitê Coordenador de Operações do Norte-Nordeste — CCON

Ex-Presidente da Nordeste Energia S.A. — Nergisa (1999-2000)

Atual Presidente da CPE — Consultoria e Projetos Elétricos

Professor de Eletrotécnica Industrial da Universidade de Fortaleza — Unifor (desde 1979)

LTC
EDITORA

CAPÍTULO 3

DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES ELÉTRICOS

3.1 INTRODUÇÃO

O dimensionamento de um condutor deve ser precedido de uma análise detalhada das condições de sua instalação e da carga a ser suprida.

Um condutor mal dimensionado, além de implicar a operação inadequada da carga, representa um elevado risco de incêndio para o patrimônio, principalmente quando está associado a um projeto de proteção deficiente. Os fatores básicos que envolvem o dimensionamento de um condutor são:

- tensão nominal;
- freqüência nominal;
- potência ou corrente da carga a ser suprida;
- fator de potência da carga;
- tipo de sistema: monofásico, bifásico ou trifásico;
- método de instalação dos condutores;
- natureza de carga: iluminação, motores, capacitores, retificadores etc.;
- distância da carga ao ponto de suprimento;
- corrente de curto-circuito.

Para que um condutor esteja adequadamente dimensionado é necessário projetar os elementos de proteção a ele associados de maneira que as sobrecargas e sobrecorrentes presumidas do sistema não afetem a sua isolação.

3.2 FIOS E CABOS CONDUTORES

A maioria absoluta das instalações industriais emprega o cobre como o elemento condutor dos fios e cabos elétricos. O uso do condutor de alumínio neste tipo de instalação é muito reduzido, apesar de o preço de mercado ser significativamente inferior aos dos correspondentes condutores de cobre. A própria norma brasileira NBR 5410/2004 restringe a aplicação dos condutores de alumínio, quando somente permite o seu uso para seções iguais ou superiores a 16 mm^2.

De fato, os condutores de alumínio necessitam de cuidados maiores na manipulação e instalação, devido às suas características mecânicas. No entanto, o que torna decisiva a restrição ao seu maior uso é a dificuldade de se assegurar uma boa conexão com os terminais dos aparelhos consumidores, já que a maioria destes é própria para conexão com condutores de cobre.

De maneira geral, as conexões com condutores de alumínio são consideradas o ponto vulnerável de uma instalação, à medida que requerem mão-de-obra de boa qualidade e técnicas apropriadas. Neste livro, somente serão consideradas as instalações com condutores de cobre.

Os fios e cabos são isolados com diferentes tipos de compostos isolantes, sendo os mais empregados o PVC (cloreto de polivinila), o EPR (etileno-propileno) e o XLPE (polietileno reticulado), cada um com suas características químicas, elétricas e mecânicas próprias, acarretando, assim, o seu emprego em condições específicas para cada instalação, posteriormente detalhadas.

Ademais, os condutores são chamados de *isolados* quando dotados de uma camada isolante, sem capa de proteção. Por outro lado, são denominados *unipolares* os condutores que possuem

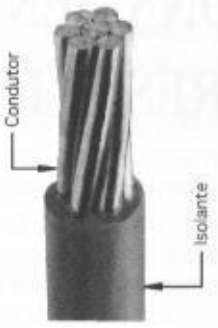


FIGURA 3.1
Cabo isolado

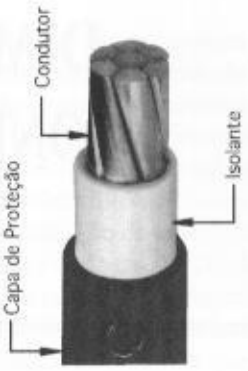


FIGURA 3.2
Cabo unipolar



FIGURA 3.3
Cabo tripolar

uma camada isolante, protegida por uma capa, normalmente constituída de material PVC. As Figuras 3.1 e 3.2 mostram respectivamente um cabo de cobre isolado em PVC e um cabo de cobre unipolar, também com isolação em PVC.

Para efeito da norma NBR 5410/2004, os condutores com isolação de XLPE que atendam à NBR 7285, compreendendo condutores isolados e cabos multiplexados, são considerados cabos unipolares e cabos multipolares, respectivamente.

Os cabos unipolares e multipolares devem atender às seguintes normas:

- cabos com isolação em PVC: NBR 7288 ou NBR 8661;
- cabos com isolação em EPR: NBR 7286;
- cabos com isolação de XLPE: NBR 7287.

Os cabos não-propagadores de chama, livres de halogênio e com baixa emissão de fumaça e gases tóxicos podem ser condutores isolados, cabos unipolares e cabos multipolares.

Quando um cabo é constituído por vários condutores isolados e o conjunto é protegido por uma capa externa, é denominado multipolar, como mostrado na Figura 3.3 (cabo tripolar). Os fios e cabos são conhecidos e comercializados normalmente através da marca de seus respectivos fabricantes. Certos condutores, devido à sua qualidade e ao forte esquema de *marketing*, já tornaram suas marcas extremamente populares, como é o caso dos fios e cabos *pirastic* (condutor isolado em PVC) e, também, do *sintenax* (condutor unipolar com isolação em PVC), ambos de fabricação Pirelli.

Os cabos de média e alta tensão têm uma constituição bem mais complexa do que os de baixa tensão, devido principalmente aos elevados gradientes de tensão de campo elétrico a que são submetidos. No Capítulo 9 será tratado adequadamente este assunto.

A isolação dos condutores *isolados* é designada pelo valor nominal da tensão entre fases que suportam, padronizada pela NBR 6148 em 750 V. Já a isolação dos condutores *unipolares* é designada pelos valores nominais das tensões que suportam respectivamente entre fase e terra e entre fases, padronizados pela NBR 6251 em 0,6/1 kV para fios e cabos de baixa tensão e em 3,6/6 kV – 6/10 – 8,7/15 e 12/20 kV para cabos de média tensão.

3.3 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Dependendo da grandeza da carga da instalação e do seu tipo, podem ser utilizados vários sistemas de distribuição, a saber:

3.3.1 Sistema de Condutores Vivos

Considerando-se somente os sistemas de corrente alternada, tem-se:

3.3.1.1 Sistema monofásico a dois condutores (F – N)

É o sistema comumente utilizado em instalações residenciais isoladas e em prédios comerciais e residenciais com um número reduzido de unidades de consumo e de pequena carga. Sua configuração é apresentada na Figura 3.4.

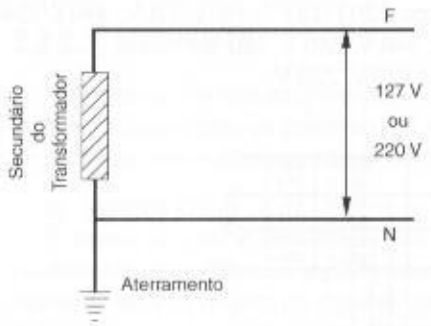


FIGURA 3.4
Sistema monofásico

3.3.1.2 Sistema monofásico a três condutores

É empregado em pequenas instalações residenciais e comerciais onde há carga de iluminação e motores. Seu uso é limitado. Na Figura 3.5 está apresentada sua configuração.

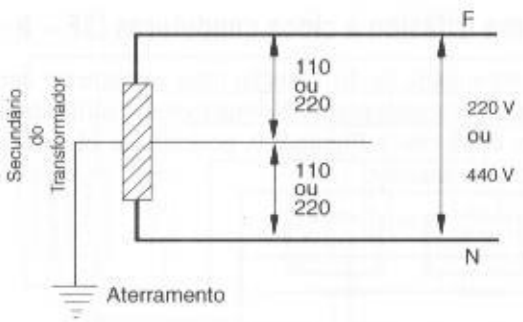


FIGURA 3.5
Sistema monofásico a três condutores

3.3.1.3 Sistema trifásico a três condutores (3F)

É o sistema secundário que pode estar conectado em triângulo ou estrela com o ponto neutro isolado. Seu uso se faz sentir principalmente em instalações industriais onde os motores representam a carga preponderante do sistema. As Figuras 3.6 e 3.7 mostram as duas configurações utilizadas: triângulo e estrela.

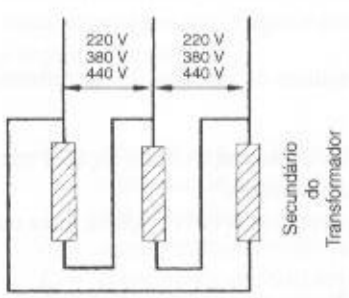


FIGURA 3.6
Sistema trifásico a 3 condutores em Δ

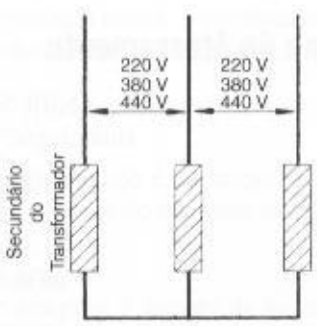


FIGURA 3.7
Sistema trifásico a 3 condutores em Y

3.3.1.4 Sistema trifásico a quatro condutores (3F – N)

É o sistema secundário de distribuição mais comumente empregado nas instalações elétricas comerciais e industriais de pequeno porte. Normalmente, é utilizada a configuração estrela com o ponto neutro aterrado, conforme a Figura 3.8, podendo-se obter, na prática, as seguintes variedades de circuitos:

- a quatro condutores: 220Y/127V; 380Y/220V; 440Y/254V; 208Y/120V;
- a três condutores: 440 V, 380 V, 220 V;
- a dois condutores: 127 V, 220 V.

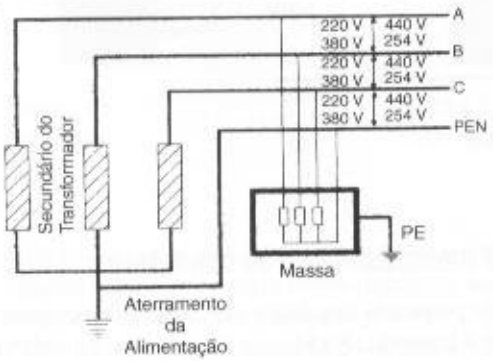


FIGURA 3.8
Sistema trifásico a 4 condutores em Y

3.3.1.5 Sistema trifásico a cinco condutores (3F – N – T)

É o sistema secundário de distribuição mais comumente empregado nas instalações elétricas industriais de médio e grande portes. Normalmente, é utilizada a configuração estrela com o ponto neutro aterrado, conforme a Figura 3.9, podendo-se obter as mesmas variedades de circuitos apresentadas no item anterior.

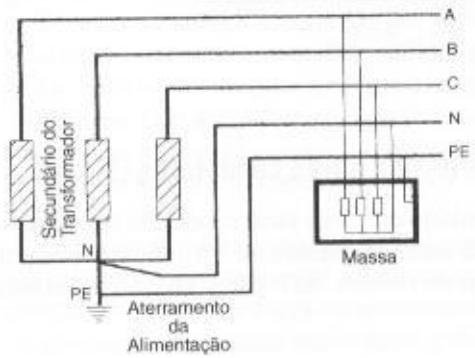


FIGURA 3.9
Sistema trifásico a cinco condutores

3.3.2 Sistema de Aterramento

A NBR-5410/2004, para classificar os sistemas de aterramento das instalações, utiliza a seguinte simbologia:

a) Primeira letra: situação da alimentação em relação à terra:
- T – um ponto diretamente aterrado;
- I – isolação de todas as partes vivas em relação à terra ou aterramento de um ponto através de uma impedância.

b) Segunda letra: situação das massas em relação à terra:
- T – massas diretamente aterradas, independentemente do aterramento eventual de um ponto de alimentação;
- N – massas ligadas diretamente ao ponto de alimentação aterrado, sendo que em corrente alternada o ponto de aterramento normalmente é o ponto neutro.

c) Outras letras (eventuais): disposição do condutor neutro e do condutor de proteção:
- S – funções de neutro e de proteção asseguradas por condutores distintos;
- C – funções de neutro e de proteção combinadas em um único condutor (condutor PEN).

As instalações, segundo a mesma norma, devem ser executadas de acordo com um dos seguintes sistemas:

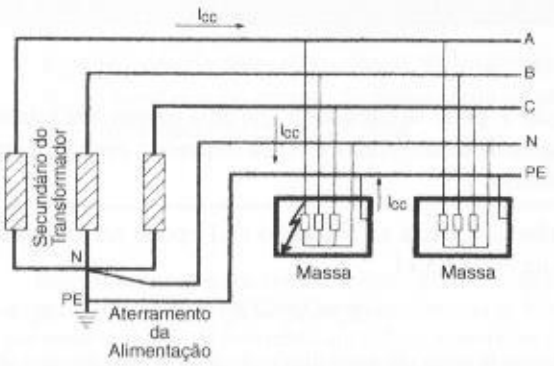
3.3.2.1 Sistema TN

Os sistemas TN têm um ponto diretamente aterrado, no qual as massas são ligadas a este ponto através de condutores de proteção. De acordo com a disposição do condutor neutro e do condutor de proteção, consideram-se três tipos de sistemas TN, a saber: TN–S, TN–C e TN–C–S.

a) Sistema TN–S

É aquele no qual o condutor neutro e o condutor de proteção são distintos. São comumente conhecidos como sistema a cinco condutores. Neste caso, o condutor de proteção conectado à malha de terra na origem do sistema, que é o secundário do transformador da subestação, interliga todas as massas da instalação compostas principalmente pela carcaça dos motores, transformadores, quadros metálicos, suporte de isoladores etc. O condutor de proteção é responsável pela condução das correntes de defeito entre fase e massa e está representado esquematicamente pela Figura 3.9. As massas solidárias ao condutor de proteção PE *(protection earth)* podem sofrer sobretensões, devido à elevação de potencial do ponto neutro do sistema quando este condutor é percorrido por uma corrente de defeito, conforme se observa na Figura 3.10.

FIGURA 3.10
Sistema TN–S



Todas as massas de uma instalação devem ser ligadas ao condutor de proteção.

Todas as massas de um sistema TN–S devem ser equalizadas por um condutor de proteção, que deve ser interligado ao ponto da alimentação aterrado. O condutor de proteção pode ser aterrado em tantos pontos quanto possível.

Os dispositivos de proteção e as seções dos condutores, segundo a NBR 5410/2004, devem ser escolhidos de forma que, ocorrendo em qualquer ponto uma falta de impedância desprezível entre um condutor de fase e o condutor de proteção ou uma massa, o seccionamento ocorra automaticamente em um tempo máximo igual ao especificado. Isto pode ser atendido se for cumprida a seguinte condição:

$$Z_s \times I_a \leq V_f \quad (3.1)$$

Z_s – impedância do percurso da corrente de defeito, isto é, as impedâncias da fonte, do condutor de fase, até o ponto onde ocorreu a falta, e do condutor de proteção em toda a sua extensão;

V_f – tensão nominal entre fase e terra ou fase e neutro;

I_a – corrente de defeito entre fase e terra que assegura o disparo da proteção, num tempo máximo igual aos valores estabelecidos na Tabela 3.1 ou a 5 s em condições previstas pela NBR 5410/2004 em 5.1.2.2.4.1.

- *Situação 1*: pode-se considerar que uma pessoa está submetida à situação 1 quando sujeita à passagem de uma corrente elétrica conduzida de uma mão para outra ou de uma mão para

um pé, com pele úmida, podendo estar nesse instante em locais não-condutores, ou estar em locais não-condutores mas contendo pequenos elementos condutores, cuja probabilidade de contato seja desprezada, ou ainda estar em superfícies condutoras ou em contato com elementos condutores. Para tensões entre fase e neutro os tempos máximos de contato estão relacionados na Tabela 3.1.

- *Situação 2*: pode-se considerar que uma pessoa está submetida à situação 2 quando sujeita à passagem de uma corrente elétrica conduzida entre duas mãos e os dois pés, estando com os pés molhados, de forma a se poder desprezar a resistência de contato e, ao mesmo tempo, em contato com elementos condutores ou sobre superfícies condutoras ou, ainda, em contato permanente com paredes metálicas com possibilidades limitadas de interromper os contatos. Para tensões entre fase e neutro, os tempos máximos de contato constam da Tabela 3.1.

TABELA 3.1
Tempos de seccionamento máximo do sistema TN

Tensão Nominal (V)	Tempo de Seccionamento (s)	
	Situação 1	Situação 2
115, 120, 127	0,80	0,35
220	0,40	0,20
254	0,40	0,20
277	0,40	0,20
400	0,20	0,50

- *Situação 3*: pode-se considerar que uma pessoa está submetida à situação 3 quando sujeita à passagem de uma corrente elétrica, estando a pessoa imersa em água, tais como em piscinas e banheiras.

A impedância Z_s vista na Equação (3.1) pode ser determinada a partir da Equação (3.2), identificada na Figura 3.11.

$$Z_s = R_t + R_c + R_p + j(X_t + X_c + X_p) \tag{3.2}$$

R_t – resistência vista do secundário do transformador da subestação, em Ω;
X_t – reatância vista do secundário do transformador da subestação, em Ω;
R_c – reatância dos condutores de fase que se estendem desde o secundário do transformador até o ponto de falta, em Ω;
X_c – reatância dos condutores de fase que se estendem desde o secundário do transformador até o ponto de falta, em Ω;
R_p – resistência do condutor de proteção, em Ω;
X_p – reatância do condutor de proteção, em Ω.

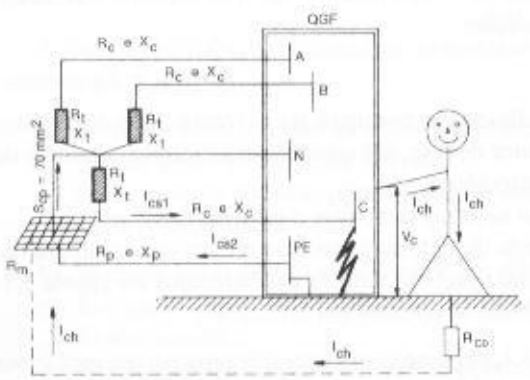


FIGURA 3.11
Corrente de defeito num sistema TN

Para que a pessoa esteja protegida contra contatos indiretos estando em uma das *situações* anteriormente definidas não pode ser submetida aos valores superiores da *tensão de contato limite* V_l, dados na Tabela 3.2.

TABELA 3.2
Tensão de contato limite (V)

Natureza da Corrente	Situação 1	Situação 2	Situação 3
Alternada: 15 a 100 Hz	50	25	12
Contínua sem ondulação	120	60	30

A tensão de contato V_c a que poderia ficar submetida uma pessoa que estaria tocando uma carcaça energizada acidentalmente pode ser dada pela Equação (3.3).

$$V_c = \frac{V_{fn} \times Z_p}{Z_s} \text{ (V)} \tag{3.3}$$

Sendo que: $Z_p = R_p + jX_p$.

A corrente de choque a que poderá ficar submetida a pessoa nas condições anteriores pode ser dada pela Equação (3.4).

$$I_{ch} = \frac{V_c}{R_{ch} + R_{co} + R_m} \text{ (A)} \tag{3.4}$$

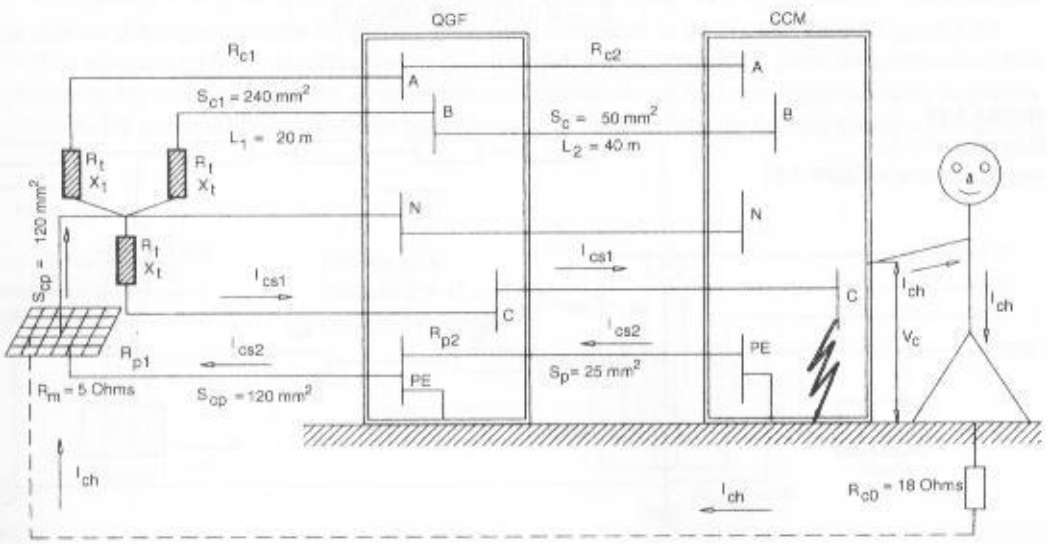
R_{ch} – resistência do corpo humano, normalmente igual a 1.000 Ω;
R_{co} – resistência de contato da pessoa com o solo, em Ω;
R_m – resistência da malha de terra.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.1)

Determinar a tensão de contato limite e a corrente de choque a que pode ficar submetida uma pessoa que, acidentalmente, toque o CCM (Centro de Controle de Motores), conforme mostrado na Figura 3.12. Sabe-se que nesse instante está ocorrendo um defeito monopolar. A potência nominal do transformador da subestação é de 750 kVA – 13.800/380 V e a perda no cobre é de 8.500 W. Os valores das resistências e reatâncias dos condutores podem ser obtidos na Tabela 3.22. A pessoa referida está na condição da *situação 1*.

O diagrama elétrico da Figura 3.13 corresponde à representação dos componentes de resistência e reatância definidos na Figura 3.12.

FIGURA 3.12
Percurso da corrente de defeito



- Perda no cobre por fase do transformador

$$P_{cu} = \frac{8.500}{3} = 2.833,3\text{W}$$

- Corrente nominal primária do transformador

$$I_1 = \frac{750}{\sqrt{3} \times 13,80} = 31,3\text{ A}$$

- Resistência equivalente do transformador referida ao seu primário, em Ω

$$R_{eq} = \frac{P_{cu}}{I_1^2} = \frac{2.833,3}{31,3^2} = 2,89\ \Omega$$

- Tensão de curto-circuito
  $Z_p = 5,5\% = 0,055\ pu$ (impedância nominal do transformador – valor de placa)

$$V_{cc} = 0,055 \times \frac{13.800}{\sqrt{3}} = 438,2\text{ V}$$

- Impedância equivalente do transformador referida ao seu primário, em Ω

$$Z_{eq} = \frac{V_{cc}}{I_1} = \frac{438,2}{31,3} = 14,0\ \Omega$$

- Reatância equivalente do transformador referida ao seu primário, em Ω

$$X_{eq} = \sqrt{14,0^2 - 2,89^2} = 13,69\ \Omega$$

- Resistência e reatância vistas do secundário do transformador

$$R_t = \left(\frac{380}{13.800}\right)^2 \times 2,89 = 0,00219\ \Omega$$
$$X_t = \left(\frac{380}{13.800}\right)^2 \times 13,69 = 0,01038\ \Omega$$

- Impedância vista do enrolamento secundário do transformador

$$\bar{Z}_t = R_t + jX_t = 0,00219 + j0,01038\ \Omega$$

- Impedância dos condutores de fase (veja Figura 3.12)

$$R_c = R_{c1} + R_{c2} = \frac{0,0958 \times 20}{1.000} + \frac{0,4450 \times 40}{1.000} = 0,01971\ \Omega$$

$$X_c = X_{c1} + X_{c2} = \frac{0,1070 \times 20}{1.000} + \frac{0,1127 \times 40}{1.000} = 0,00664\ \Omega$$

$$\bar{Z}_c = 0,01971 + j0,00664\ \Omega$$

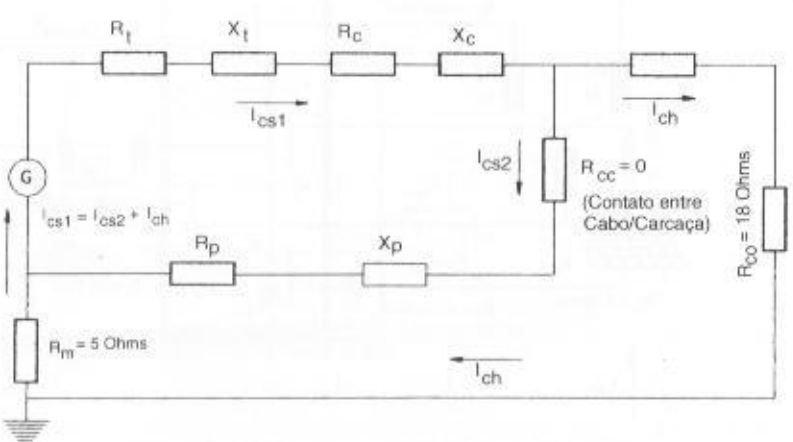


FIGURA 3.13
Diagrama elétrico correspondente à Figura 3.12

- Resistência e reatância dos condutores de proteção

$$R_p = R_{p1} + R_{p2} = \frac{0{,}1868 \times 20}{1.000} + \frac{0{,}8891 \times 40}{1.000} = 0{,}03930\ \Omega$$

$$X_p = X_{c1} + X_{c2} = \frac{0{,}1076 \times 20}{1.000} + \frac{0{,}1164 \times 40}{1.000} = 0{,}00680\ \Omega$$

$$\vec{Z}_p = 0{,}03930 + j0{,}00680\,\Omega \qquad Z_p = 0{,}03988\ \Omega$$

- Impedância do percurso da corrente de defeito

$$\vec{Z}_s = \vec{Z}_1 + \vec{Z}_c + \vec{Z}_p \rightarrow \vec{Z}_s = 0{,}00219 + j0{,}01038 + 0{,}01971 + j0{,}00664 + 0{,}03930 + j0{,}00680$$
$$\vec{Z}_s = 0{,}06120 + 0{,}02382\ \Omega \rightarrow Z_s = 0{,}06567\ \Omega$$

- Tensão de contato
  Da Equação (3.3), tem-se:

$$V_c = \frac{V_{fn} \times Z_p}{Z_s} = \frac{380/\sqrt{3} \times 0{,}03988}{0{,}06567} = 133{,}2\ \text{V}$$

Observa-se que V_c está muito acima do valor máximo que é a tensão de contato limite $V_l = 50$V.

No caso em questão, o tempo de seccionamento da proteção deve ser de, no máximo, 0,40 s conforme Tabela 3.1. Se o circuito fosse protegido pelo disjuntor 3VF32 – 160 A (Figura 10.15), ajustado em 160 A e instalado no CCM para um tempo de 0,40 s, a corrente de atuação seria de $13 \times I_n$, isto é, $I_{at} = 2.080$ A. Aplicando-se a Equação (3.1), pode-se determinar o estado de segurança da pessoa, ou seja:

$$Z_s \times I_{at} \leq V_{fn} \rightarrow 0{,}06567 \times 2.080 \leq 220 \rightarrow 136{,}5 \leq 220\text{V}$$

Logo, existe proteção contra choques elétricos no CCM para contatos indiretos.

- Corrente presumida de choque

$$I_{ch} = \frac{V_c}{R_{ch} + R_{cc} + R_m} = \frac{133{,}2}{1.000 + 18 + 5} = 0{,}130\ \text{A} = 130\ \text{mA}$$

b) Sistema TN–C

É aquele no qual as funções de neutro e de proteção são combinadas em um único condutor ao longo de todo o sistema. É comumente conhecido como sistema a quatro condutores. Neste caso, o condutor neutro conectado à malha de terra na origem do sistema, que é secundário do transformador subestação, interliga todas as massas da instalação. Desta forma, o neutro, além de conduzir a corrente de desequilíbrio do sistema, é responsável também pela condução da corrente de defeito. O sistema TN–C é um dos mais utilizados em instalações de pequeno porte, devido principalmente à redução de custo com a supressão do quinto condutor. A Figura 3.14 mostra esquematicamente o sistema TN–C.

É importante observar que o rompimento do condutor neutro (PEN) no sistema TN–C coloca as massas dos equipamentos no potencial de fase, conforme se pode observar na Figura 3.15.

Nos sistemas TN, se existirem outras possibilidades de aterramento, além do aterramento nas proximidades do transformador, deve-se ligar o condutor de proteção ao maior número de pontos possível. De qualquer forma, deve-se garantir que, no caso de falta de fase para a massa ou para a

FIGURA 3.14
Sistema TN–C

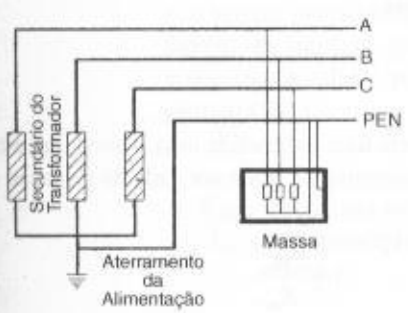
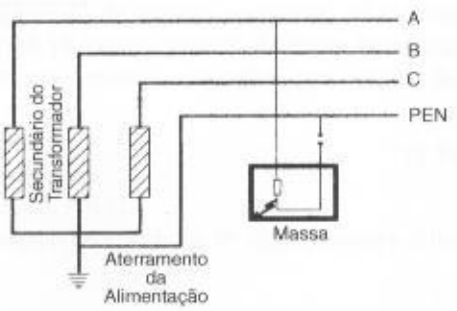


FIGURA 3.15
Sistema TN–C em curto-circuito monopolar



terra, o potencial resultante do condutor de proteção e das massas correspondentes permaneça o mais aproximado possível do potencial da terra.

Para a utilização do sistema TN–C, a NBR 5410 estabelece que a seção mínima do condutor em cobre é de 10 mm², não permitindo ainda o uso de dispositivos DR.

c) Sistema TN–C–S

É aquele no qual as funções de neutro e de proteção são combinadas num único condutor em uma parte do sistema, conforme ilustrado na Figura 3.16.

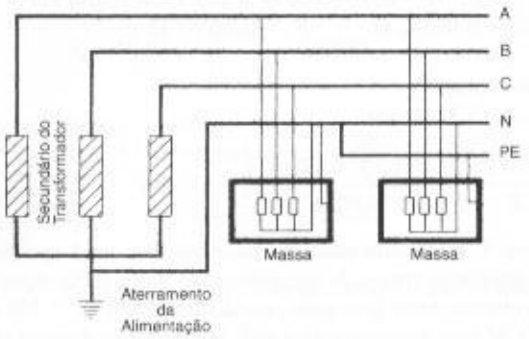


FIGURA 3.16
Sistema TN–C–S

3.3.2.2 Sistema TT

É aquele que tem o ponto de alimentação da instalação diretamente aterrado, sendo as massas ligadas a eletrodos de aterramento independentes do eletrodo da alimentação. A Figura 3.17 mostra o esquema TT.

Para assegurar que, na ocorrência de uma falta entre fase e massa, o dispositivo de proteção seccione o circuito de alimentação, a tensão de contato presumida não deve ser superior à tensão de contato limite. Para isto deve-se estabelecer a seguinte condição:

$$R_{am} \times I_{dr} \leq V_l \tag{3.5}$$

R_{am} – resistência de aterramento das massas, isto é, a soma das resistências do eletrodo de aterramento e dos condutores de proteção;
I_{dr} – corrente diferencial-residual nominal;
V_l – tensão de contato limite.

No caso de ser utilizada uma proteção diferencial-residual de 30 mA, a resistência de aterramento R_{am} terá valor máximo de:

$$R_{am} = \frac{50}{0{,}03} = 1.666\ \Omega$$

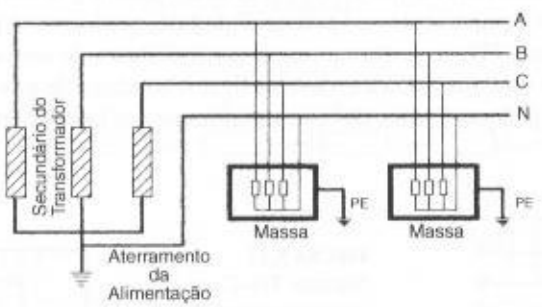


FIGURA 3.17
Sistema TT

A tensão de contato limite a que poderia ficar submetida uma pessoa que estaria tocando uma carcaça energizada acidentalmente num sistema TT pode ser dada na Equação (3.6), ou seja:

$$V_c = \frac{V_{fn}}{1 + \dfrac{R_{te}}{R_{am}}} \tag{3.6}$$

V_c – tensão de contato;
R_{te} – resistência de terra da subestação ou do início da instalação, podendo compreender a resistência da malha de terra R_m e do resistor de aterramento R_{at}.

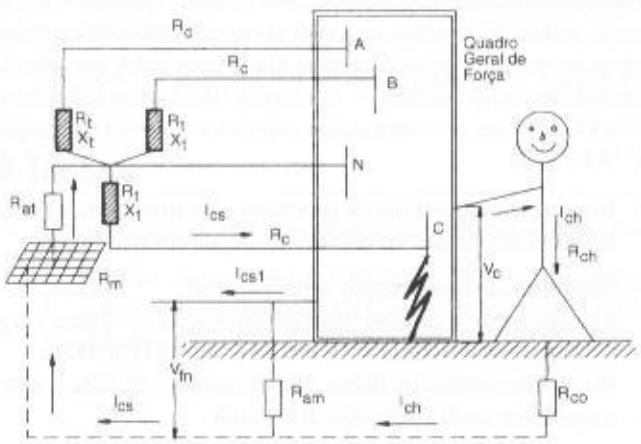
EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.2)

Calcular a tensão de contato a que ficará submetido um indivíduo, sabendo-se que a tensão entre fases é de 380V e a resistência de aterramento no ponto de alimentação de 15 Ω. Não há resistor de aterramento inserido entre o neutro do transformador e a malha de terra. A resistência de aterramento das massas é de 3 Ω. Observar o diagrama da Figura 3.18 correspondente ao enunciado da questão.

$$V_{fn} = \frac{380}{\sqrt{3}} = 220 \text{ V}$$
$$R_{te} = R_m + R_{at} = 15 + 0 = 15 \ \Omega$$
$$V_c = \frac{220}{1 + \frac{15}{3}} = 36{,}6 \text{ V}$$

Logo, a tensão de contato é inferior à tensão de contato limite V_l, que é de 50 V.

FIGURA 3.18
Corrente de defeito num sistema TT



3.3.2.3 Sistema IT

É aquele em que o ponto de alimentação não está diretamente aterrado. No esquema IT, Figura 3.19, as instalações são isoladas da terra ou aterradas por uma impedância Z de valor suficientemente elevado, sendo esta ligação feita no ponto neutro da fonte se ela estiver ligada em estrela, ou a um ponto neutro artificial. Para se obter um ponto neutro artificial, quando o sistema for ligado na configuração triângulo, é necessário utilizar um transformador de aterramento. A corrente de defeito à terra na configuração estrela, com ponto neutro aterrado com uma impedância elevada, é de pequena intensidade, não sendo obrigatório o seccionamento da alimentação. No caso da ocorrência de uma segunda falta à massa ou à terra, simultaneamente à primeira, as correntes de defeito tornam-se extremamente elevadas, pois transforma-se num curto-circuito entre duas fases e terra. O sistema IT é caracterizado quando a corrente resultante de uma única falta fase-massa não possui intensidade suficiente para provocar o surgimento de tensões perigosas. As massas devem ser aterradas individualmente, conforme Figura 3.19, ou em grupos, devendo satisfazer a seguinte condição para que não seja imperativo o seccionamento automático por ocasião da primeira falta:

$$R_{am} \times I_{pf} \leq V_l \qquad (3.7)$$

R_{am} – resistência do eletrodo de aterramento das massas, em Ω;
I_{pf} – corrente de defeito entre fase e massa do sistema na condição de uma primeira falta direta.

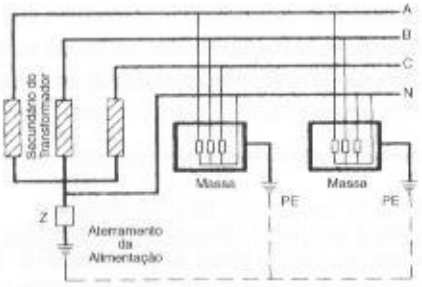


FIGURA 3.19
Sistema IT

A corrente I_{ps} considera tanto as correntes de fuga naturais como a impedância global de aterramento da instalação.

Deve-se prever no sistema IT um dispositivo de supervisão de isolamento (DSI) que tem por finalidade indicar a ocorrência do primeiro defeito entre fase e massa ou entre fase e terra, devendo o DSI atuar sobre um dispositivo sonoro ou visual, de forma a alertar o responsável pela operação do sistema.

É bom lembrar que, para que um sistema em estrela com o ponto neutro aterrado através de uma impedância Z seja reconhecido como sistema IT, é necessário que o valor da referida impedância seja extremamente elevado. No entanto, quando é necessário inserir uma impedância Z no ponto neutro do sistema para reduzir as correntes de curto-circuito fase-terra — devendo permanecer, no entanto, estas correntes ainda com valor elevado, capaz de sensibilizar as proteções de sobrecorrentes de neutro — o sistema não é caracterizado como sistema IT. A utilização do sistema IT deve ser restrita a casos específicos, como os a seguir relacionados, de acordo com a NBR 5410/2004.

a) Instalações industriais de processo contínuo, com tensão de alimentação igual ou superior a 380 V, desde que verificadas as seguintes condições:

- continuidade de operação seja essencial;
- a manutenção e a supervisão da instalação estejam a cargo de pessoa habilitada de acordo com as características BA4 e BA5 (NBR 5410/2004);
- exista um sistema de detecção permanente de falta à terra;
- o condutor neutro não seja distribuído.

b) Instalações alimentadas por transformador de separação com tensão primária inferior a 1.000 V, desde que verificadas as seguintes condições:

- a instalação é utilizada apenas para circuito de comando;
- a continuidade de alimentação de comando seja essencial;
- a manutenção e a supervisão estão a cargo de pessoa habilitada, de acordo com as características BA4 e BA5 (NBR 5410/2004);
- exista um sistema de detecção permanente de falta à terra.

c) Circuito com alimentação separada, de reduzida extensão, em instalações hospitalares, onde a continuidade de alimentação e a segurança dos pacientes sejam essenciais.

d) Instalações exclusivamente para alimentação de fornos a arco.

3.4 CRITÉRIOS BÁSICOS PARA A DIVISÃO DE CIRCUITOS

Para que uma instalação elétrica tenha um desempenho satisfatório, deve ser projetada levando-se em consideração as boas técnicas de divisão e seccionamento de circuitos previstas na NBR 5410/2004. De forma geral, pode-se adotar as seguintes premissas:

a) Toda instalação deve ser dividida de acordo com as necessidades, em vários circuitos, de forma a satisfazer às seguintes condições:

- Segurança
  - evitar qualquer perigo e limitar as conseqüências de uma falta a uma área restrita;
  - evitar o risco de realimentação inadvertida através de outro circuito;
- Conservação de energia

- evitar os inconvenientes que possam resultar de um circuito único, tal como um só circuito de iluminação;
- facilitar o controle do nível de iluminamento, principalmente em instalações comerciais e industriais;
- outras funções, ver Capítulo 15.

• Funcionais
- criar circuitos individuais para tomadas e iluminação;
- criar circuitos individuais para os diferentes ambientes de uma instalação, tais como refeitório, sala de reunião, escritórios etc.
- criar circuitos individuais para motores e outros equipamentos, conforme estudado no Capítulo 1.

• Produção
- criar circuitos individuais para diferentes setores de produção, conforme estudado no Capítulo 1.

• Manutenção
- facilitar as verificações e os ensaios.

b) Deve-se criar circuitos específicos para certas partes da instalação, de modo que esses circuitos não sejam afetados por defeitos em outros circuitos.

c) Deve-se criar condições nos quadros de comando e nos condutos que permitam futuras ampliações.

d) Deve-se distribuir de forma equilibrada as cargas monofásica e bifásica entre as fases.

3.5 CIRCUITOS DE BAIXA TENSÃO

Compreende-se por condutores secundários aqueles enquadrados nas seguintes condições:

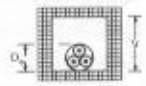
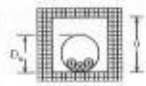
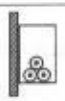
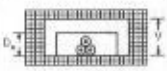
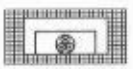
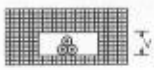
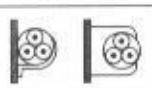
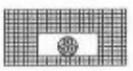
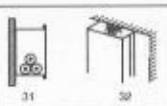
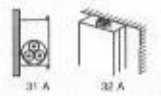
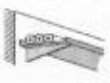
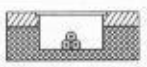
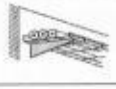
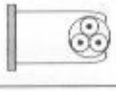
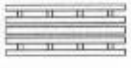
- dotados de isolação de PVC para 750 V, sem cobertura;
- dotados de isolação de PVC ou EPR para 0,6/1,0 kV, com capa de proteção em PVC;
- dotados de isolação de XLPE para 0,6/1,0 kV, com capa de proteção em PVC.

TABELA 3.3
Métodos de referência

Referência	Descrição
A1	Condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante
A2	Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante
B1	Condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira
B2	Cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira
C	Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira
D	Cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo
E	Cabo multipolar ao ar livre
F	Cabos unipolares justapostos (na horizontal, vertical ou em trifólio) ao ar livre
G	Cabos unipolares espaçados ao ar livre

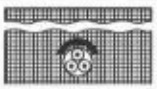
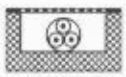
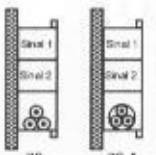
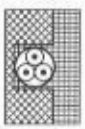
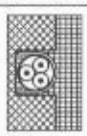
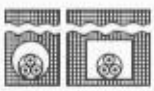
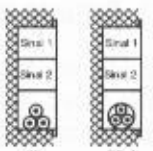
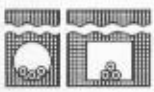
Para a determinação da seção dos condutores de um circuito em cabos isolados é necessário conhecer os Métodos de Referência de instalação dos cabos elétricos, estabelecidos na NBR 5410/2004 e mostrados na Tabela 3.3. No entanto, o conhecimento da capacidade do condutor depende dos tipos de linhas elétricas que poderão ser adotadas na sua instalação, estabelecidos na NBR 5410/2004 e identificados na Tabela 3.4.

TABELA 3.4
Tipos de linhas elétricas (NBR 5410/2004)

Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência(1)	Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência(1)
1		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular [[embutido em parede termicamente isolante(2)	A1	17		Cabos unipolares ou cabo multipolar suspenso(s) por cabo de suporte, incorporado ou não	E (multipolar) F (unipolares)
2		Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante(2)	A2	18		Condutores nus ou isolados sobre isoladores	G
3		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B1	21		Cabos unipolares ou cabos multipolares em espaço de construção(3), sejam eles lançados diretamente sobre a superfície do espaço de construção, sejam instalados em suportes ou condutos abertos (bandeja, prateleira, tela ou leito) dispostos no espaço de construção(5, 6)	$1,5\ D_e \leq V < 5\ D_e$ B2 $5\ D_e \leq V < 50\ D_e$ B1
4		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B2	22		Condutores isolados em eletroduto de seção circular em espaço de construção(5, 7)	$1,5\ D_e \leq V < 20\ D_e$ B2 $V \geq 20\ D_e$ B1
5		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção não-circular sobre parede	B1	23		Cabos unipolares ou cabo multipolar em eletroduto de seção circular em espaço de construção(5, 7)	B2
6		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção não-circular sobre parede	B2	24		Condutores isolados em eletroduto de seção não-circular ou eletrocalha em espaço de construção(5)	$1,5\ D_e \leq V < 20\ D_e$ B2 $V \geq 20\ D_e$ B1
7		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B1	25		Cabos unipolares ou cabo multipolar em eletroduto de seção não-circular ou eletrocalha em espaço de construção(5)	B2
8		Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B2	26		Condutores isolados em eletroduto de seção não-circular embutido em alvenaria(6)	$1,5 \leq V < 5\ D_e$ B2 $5\ D_e \leq V < 50\ D_e$ B1
11		Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do cabo	C	27		Cabos unipolares ou cabo multipolar em eletroduto de seção não-circular embutido em alvenaria	B2
11A		Cabos unipolares ou cabo multipolar fixado diretamente no teto	C	31 32		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletrocalha sobre parede em percurso horizontal ou vertical	B1
11B		Cabos unipolares ou cabo multipolar afastado do teto mais de 0,3 vez o diâmetro do cabo	C	31A 32A		Cabo multipolar em eletrocalha sobre parede em percurso horizontal ou vertical	B2
12		Cabos unipolares ou cabo multipolar em bandeja não-perfurada, perfilado ou prateleira(3)	C	33		Condutores isolados ou cabos unipolares em canaleta fechada embutida no piso	B1
13		Cabos unipolares ou cabo multipolar em bandeja perfurada, horizontal ou vertical(4)	E (multipolar) F (unipolares)	34		Cabo multipolar em canaleta fechada embutida no piso	B2
14		Cabos unipolares ou cabo multipolar sobre suportes horizontais, eletrocalha aramada ou tela	E (multipolar) F (unipolares)	35		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletrocalha ou perfilado suspensa(o)	B1
15		Cabos unipolares ou cabo multipolar afastado(s) da parede mais de 0,3 vez o diâmetro do cabo	E (multipolar) F (unipolares)	36		Cabo multipolar em eletrocalha ou perfilado suspensa(o)	B2
16		Cabos unipolares ou cabo multipolar em leito	E (multipolar) F (unipolares)	41		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular contido em canaleta fechada com percurso horizontal ou vertical(7)	$1,5\ D_e \leq V < 20\ D_e$ B2 $V \geq 20\ D_e$ B1

(continua)

TABELA 3.4
Tipos de linhas elétricas (NBR 5410/2004) *(continuação)*

Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência(1)	Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência(1)
42		Condutores isolados em eletroduto de seção circular contido em canaleta ventilada embutida no piso	B1	63		Cabos unipolares ou cabo multipolar diretamente enterrado(s), com proteção mecânica adicional(9)	D
43		Cabos unipolares ou cabo multipolar em canaleta ventilada embutida no piso	B1	71		Condutores isolados ou cabos unipolares em moldura	A1
51		Cabo multipolar embutido diretamente em parede termicamente isolante(2)	A1	72 72A		72 – Condutores isolados ou cabos unipolares em canaleta provida de separações sobre parede 72A – Cabo multipolar em canaleta provida de separações sobre parede	B1 B2
52		Cabos unipolares ou cabo multipolar embutido(s) diretamente em alvenaria sem proteção mecânica adicional	C	73		Condutores isolados em eletroduto, cabos unipolares ou cabo multipolar embutido(s) em caixilho de porta	A1
53		Cabos unipolares ou cabo multipolar embutido(s) diretamente em alvenaria com proteção mecânica adicional	C	74		Condutores isolados em eletroduto, cabos unipolares ou cabo multipolar embutido(s) em caixilho de janela	A1
61		Cabo multipolar em eletroduto (de seção circular ou não) ou em canaleta não-ventilada enterrado(a)	D	75A 75B		75 – Condutores isolados ou cabos unipolares em canaleta embutida em parede 75A – Cabo multipolar em canaleta embutida em parede	B1 B2
61A		Cabos unipolares em eletroduto (de seção não-circular ou não) ou em canaleta não-ventilada enterrado(a)(8)	D				

(1) Método de referência a ser utilizado na determinação da capacidade de condução de corrente.
(2) Assume-se que a face interna da parede apresenta uma condutância térmica não inferior a 10 W/m²·K.
(3) Admitem-se também condutores isolados em perfilado, desde que nas condições definidas na NBR 5410/2004.
(4) A capacidade de condução de corrente para bandeja perfurada foi determinada considerando-se que os furos ocupassem no mínimo 30% da área da bandeja. Se os furos ocuparem menos de 30% da área da bandeja, ela deve ser considerada como "não-perfurada".
(5) Conforme a ABNT NBR IEC 60050 (826), os poços, as galerias, os pisos técnicos, os condutos formados por blocos alveolados, os forros falsos, os pisos elevados e os espaços internos existentes em certos tipos de divisórias (como, por exemplo, as paredes de gesso acartonado) são considerados espaços de construção.
(6) D_e é o diâmetro externo do cabo, no caso de cabo multipolar. No caso de cabos unipolares ou condutores isolados, distinguem-se duas situações:
– três cabos unipolares (ou condutores isolados) dispostos em trifólio: D_e deve ser tomado igual a 2,2 vezes o diâmetro ou cabo unipolar ou condutor isolado;
– três cabos unipolares (ou condutores isolados) agrupados num mesmo plano: D_e deve ser tomado igual a 3 vezes o diâmetro do cabo unipolar ou condutor isolado.
(7) D_e é o diâmetro externo do eletroduto, quando de seção circular, ou altura/profundidade do eletroduto de seção não-circular ou da eletrocalha.
(8) Admite-se também o uso de condutores isolados, desde que nas condições definidas na NBR 5410/2004.
(9) Admitem-se cabos diretamente enterrados sem proteção mecânica adicional, desde que esses cabos sejam providos de armação. Deve-se notar, porém, que na NBR 5410/2004 não são fornecidos valores de capacidade de condução de corrente para cabos armados. Tais capacidades devem ser determinadas como indicado na ABNT NBR 11301.
NOTA: Em linhas ou trechos verticais, quando a ventilação for restrita, deve-se atentar para risco de aumento considerável da temperatura ambiente no topo do trecho vertical.

3.5.1 Critérios para Dimensionamento da Seção Mínima dos Condutores de Fase

A seção mínima dos condutores elétricos deve satisfazer, simultaneamente, aos três critérios seguintes:

- capacidade de condução de corrente, ou simplesmente ampacidade;
- limites de queda de tensão;
- capacidade de condução de corrente de curto-circuito por tempo limitado.

Durante a elaboração de um projeto, os condutores são inicialmente dimensionados pelos dois primeiros critérios. Assim, quando do dimensionamento das proteções baseado nas intensidades das correntes de falta, entre outros parâmetros, é necessário confrontar os valores destas e os respectivos tempos de duração com os valores máximos admitidos pelo isolamento dos condutores utilizados, cujos gráficos estão mostrados nas Figuras 3.26 e 3.27, respectivamente para as isolações de PVC 70°C e XLPE ou EPR 90°C.

As isolações dos condutores apresentam um limite máximo de temperatura em regime de serviço contínuo. Conseqüentemente, o carregamento dos condutores é limitado a valores de corrente que são função do método de referência e que, nestas condições e em serviço contínuo, proporcionarão temperaturas não superiores àquelas estabelecidas na Tabela 3.5 para cada tipo de isolamento.

TABELA 3.5
Temperaturas características dos condutores

Tipo de Isolação	Temperatura Máxima para Serviço Contínuo do Condutor (°C)	Temperatura Limite de Sobrecarga do Condutor (°C)	Temperatura Limite de Curto-circuito do Condutor (°C)
Cloreto de polivinila (PVC)	70	100	160
Borracha etileno-propileno (EPR)	90	130	250
Polietileno reticulado (XLPE)	90	130	250

3.5.1.1 Critério da capacidade de condução de corrente

Este critério consiste em determinar o valor da corrente máxima que percorrerá o condutor e, de acordo com o método de instalação, procurar nas correspondentes Tabelas 3.6, 3.7, 3.8 e 3.9 a sua seção nominal. No entanto, para determinar as colunas adequadas das tabelas mencionadas, é necessário pesquisar a Tabela 3.3 que descreve os métodos de referência, ou, simplesmente, as maneiras correspondentes de instalar os condutores para os quais foi determinada a capacidade de condução de corrente por ensaio ou por cálculo.

Os valores exibidos nas tabelas de capacidade de condução de corrente são, portanto, determinados de acordo com a limitação da temperatura das isolações correspondentes, estando os condutores secundários operando em regime contínuo.

Os cabos não-propagadantes de chama, livres de halogênio e com baixa emissão de fumaça e gases tóxicos podem ser considerados condutores isolados, cabos unipolares e cabos multipolares. Os condutores isolados e cabos multiplexados, com isolação XLPE especificados na NBR 7285, são considerados cabos unipolares e cabos multipolares, respectivamente.

A Tabela 3.10, reproduzida da NBR 5410/2004, fornece a seção mínima dos condutores para diferentes tipos de aplicação e serve de orientação básica aos projetistas. Para facilitar o dimensionamento de condutores em algumas aplicações simples, pode-se utilizar a Tabela 3.11 que estabelece a seção mínima dos condutores em condições normais de operação em função da carga de vários aparelhos, considerando uma queda de tensão no circuito de 2% para um fator de potência igual a 0,90, instalados em eletroduto de PVC com dois e três condutores e de acordo com a tensão do sistema.

3.5.1.1.1 Circuitos para iluminação e tomadas

Neste caso, estão compreendidos tanto os circuitos terminais para iluminação e tomadas como os circuitos de distribuição que alimentam os Quadros de Distribuição de Luz (QDL).

Conhecida a carga a ser instalada, pode-se determinar, a partir das Tabelas 1.4 e 1.5, a demanda resultante, aplicando-se sobre a carga inicial os fatores de demanda indicados na Tabela 1.6. Com este resultado, aplicar as equações correspondentes.

TABELA 3.6
Capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D da Tabela 3.3.
Condutores isolados, cabos unipolares e multipolares, isolação PVC; 2 e 3 condutores carregados; temperatura no condutor: 70°C; temperatura ambiente: 30°C e 20°C para instalações subterrâneas.

Seções Nominais (mm²)	Métodos de Referência Definidos na Tabela 3.3											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2 Condutores Carregados	3 Condutores Carregados	2 Condutores Carregados	3 Condutores Carregados	2 Condutores Carregados	3 Condutores Carregados	2 Condutores carregados	3 Condutores Carregados	2 Condutores Carregados	3 Condutores Carregados	2 Condutores Carregados	3 Condutores Carregados
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	11	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1.000	767	679	698	618	1.012	906	827	738	1.125	996	792	652

Os condutores secundários devem ser identificados no momento de sua instalação. Em geral, essa identificação é feita através de cores e/ou anilhas. Para tanto, devem ser adquiridos nas cores que representam a fase, o neutro e o condutor de proteção. As cores padronizadas pela NBR 5410/2004 são:

- Condutores de fase: quaisquer cores menos as cores definidas para os condutores neutro e de proteção.
- Condutores neutro: cor azul-clara.
- Condutores de proteção (PE): cor verde-amarelada ou cor verde; estas cores são exclusivas da função de proteção.
- Condutores neutro + proteção (PEN): azul-claro com anilhas verde-amareladas nos pontos visíveis.

Deve-se ressaltar que os circuitos de tomada devem ser considerados como circuito de força.

a) Circuitos monofásicos (F–N)

Com o valor da demanda calculada, a corrente de carga é dada pela Equação (3.8):

$$I_c = \frac{D_c}{V_{fn} \times \cos \phi} \tag{3.8}$$

D_c – demanda da carga, em W;
V_{fn} – tensão fase e neutro, em V;
cos ϕ – fator de potência de carga.

b) Circuitos bifásicos simétricos (F–F–N)

Deve-se considerar como sendo o resultado de dois circuitos monofásicos quando as cargas estão ligadas entre fase e neutro. Se há cargas ligadas entre fases, a corrente correspondente deve ser calculada conforme a Equação (3.8), alterando-se o valor de V_{fn} para a tensão V_{ff}. Neste tipo de circuito, podem ser ligados pequenos motores monofásicos entre fase e neutro ou entre fases.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.3)

Determinar a seção dos condutores fase do circuito bifásico mostrado na Figura 3.20, sabendo-se que serão utilizados cabos unipolares, isolação de XLPE, dispostos em eletroduto embutido em alvenaria.

$$I_{ab} = \frac{2.500}{380 \times 0,80} = 8,2 \text{ A}$$

$$I_{an} = \frac{3.000}{220 \times 0,90} = 15,1 \text{ A}$$

$$I_{bn} = \frac{800}{220 \times 0,70} + \frac{600}{220 \times 0,60} = 9,7 \text{ A}$$

$$I_a = I_{ab} + I_{an} = 8,2 + 15,1 = 23,3 \text{ A}$$

I_{ab} – corrente correspondente à carga ligada entre as fases A e B, em A;
I_{an}, I_{bn} – correntes correspondentes às cargas monofásicas, respectivamente ligadas entre fases A e B e o neutro, em A;
I_a – corrente que circula na fase mais carregada (fase A), em A.

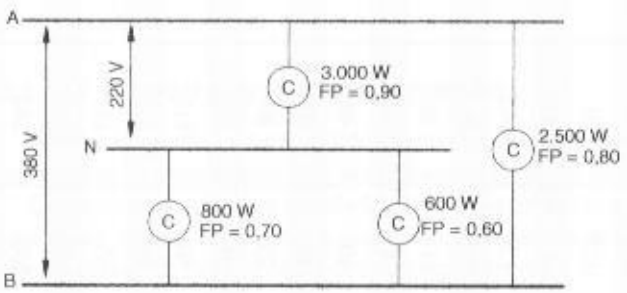


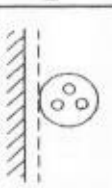
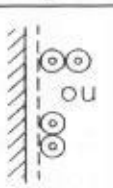
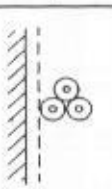
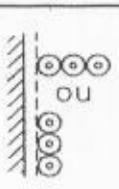
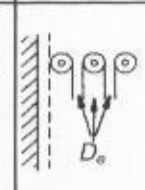
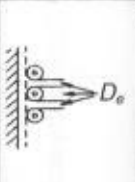
FIGURA 3.20
Sistema bifásico simétrico a três fios

TABELA 3.7
Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D da Tabela 3.3.
Condutores isolados, cabos unipolares e multipolares, isolação EPR ou XLPE; 2 e 3 condutores carregados; temperatura no condutor: 90°C; temperatura ambiente: 30°C e 20°C para instalações subterrâneas.

Seções (mm²)	Métodos de Referência Definidos na Tabela 3.3											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2 Condutores Carregados	3 Condutores Carregados	2 Condutores Carregados	3 Condutores Carregados	2 Condutores Carregados	3 Condutores Carregados	2 Condutores Carregados	3 Condutores Carregados	2 Condutores Carregados	3 Condutores Carregados	2 Condutores Carregados	3 Condutores Carregados
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	18	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	180	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	161	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304
240	424	380	386	346	546	481	462	407	599	500	419	351
300	486	435	442	396	626	553	529	465	693	576	474	396
400	579	519	527	472	751	661	628	552	835	692	555	464
500	664	595	604	541	864	760	718	631	966	797	627	525
630	765	685	696	623	998	879	825	725	1.122	923	711	596
800	885	792	805	721	1.158	1.020	952	837	1.311	1.074	811	679
1.000	1.014	808	923	826	1.332	1.173	1.088	957	1.515	1.237	916	767

TABELA 3.8

Capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência E, F e G da Tabela 3.3. Condutores isolados, cabos unipolares e multipolares, isolação PVC; temperatura no condutor: 70°C; temperatura ambiente: 30°C.

Seções (mm²)	Métodos de Referência Definidos na Tabela. 3.3						
	Cabos Multipolares		Cabos Unipolares				
	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	3 condutores carregados: mesmo plano		
					Justapostos	Espaçados	
						Horizontal	Vertical
	E	E	F	F	F	G	G
							
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
0,5	11	9	11	8	9	12	10
0,75	14	12	14	11	11	16	13
1	17	14	17	13	14	19	16
1,5	22	18,5	22	17	18	24	21
2,5	30	25	31	24	25	34	29
4	40	34	41	33	34	45	39
6	51	43	53	43	45	59	51
10	70	60	78	60	63	81	71
16	94	80	99	82	85	110	97
25	119	101	131	110	114	146	130
35	148	126	162	137	143	181	162
50	180	153	196	167	174	219	197
70	232	196	251	216	225	281	254
95	282	238	304	264	275	341	311
120	328	276	352	308	321	396	362
150	379	319	406	356	372	456	419
185	434	364	463	409	427	521	480
240	514	430	546	485	507	615	569
300	593	497	629	561	587	709	659
400	715	597	754	656	689	852	795
500	826	689	868	749	789	982	920
630	958	798	1.005	855	905	1.138	1.070
800	1.118	930	1.169	971	1.119	1.325	1.251
1.000	1.292	1.073	1.346	1.079	1.296	1.528	1.448

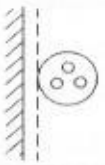
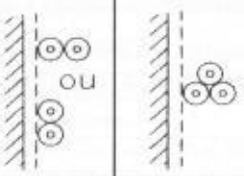
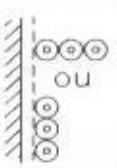
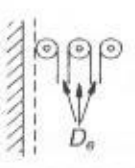
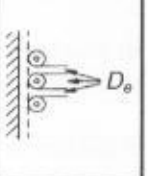
Logo, o valor da seção dos condutores de fase e de neutro valem:

$S_a = S_b = S_c = 3 \# 2{,}5$ mm² (Tabela 3.6 — coluna B1 para três condutores carregados — justificada pela Tabela 3.4, método de instalação 7: condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutidos em alvenaria).

É importante frisar que a operação que determinou o valor de $I_a = 23{,}3$ A é eletricamente incorreta, pois como os fatores de potência são diferentes, era necessário, a rigor, adotar a soma vetorial. Na prática, porém, desde que não sejam muito divergentes os fatores de potência, pode-se proceder como se fez anteriormente.

TABELA 3.9

Capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência E, F e G da Tabela 3.3 condutores isolados, cabos unipolares e multipolares, isolação XLPE e EPR; temperatura no condutor: 90°C; temperatura ambiente: 30°C.

Seções (mm²)	Métodos de Referência Definidos na Tabela. 3.3						
	Cabos Multipolares		Cabos Unipolares				
	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	3 condutores carregados; mesmo plano		
					Justapostos	Espaçados	
						Horizontal	Vertical
	E	E	F	F	F	G	G
							
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
0,5	13	12	13	10	10	15	12
0,75	17	15	17	13	14	19	16
1	21	18	21	16	17	23	19
1,5	26	23	27	21	22	30	25
2,5	36	32	37	29	30	41	35
4	49	42	50	40	42	56	48
6	63	54	65	53	55	73	63
10	86	75	90	74	77	101	88
16	115	100	121	101	105	137	120
25	149	127	161	135	141	182	161
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	892	745	940	823	868	1.085	1.008
500	1.030	859	1.083	946	998	1.253	1.169
630	1.196	995	1.254	1.088	1.151	1.454	1.362
800	1.396	1.159	1.460	1.252	1.328	1.696	1.595
1.000	1.613	1.336	1.683	1.420	1.511	1.958	1.849

c) Circuitos trifásicos

Os circuitos trifásicos podem ser caracterizados por um circuito a três condutores (3F) ou por um circuito a quatro condutores (3F + N).

Considerando-se que os aparelhos estejam ligados equilibradamente entre fases ou entre fases e neutro, pode-se determinar a corrente de carga através da Equação (3.9).

$$I_c = \frac{P_{car}}{\sqrt{3} \times V_{ff} \times \cos \phi} \tag{3.9}$$

V_{ff} – tensão entre fases, em V;

P_{car} – potência ativa demandada da carga, considerada equilibrada em W.

Normalmente, esse tipo de circuito destina-se à alimentação de cargas trifásicas individuais, de Quadros de Distribuição de Luz (QDL) e Centros de Controle de Motores (CCM). Com o valor da corrente calculada conforme Equação (3.9) e considerando-se as condições de instalação dos condutores, a sua seção é determinada através das Tabelas 3.6, 3.7, 3.8 e 3.9.

TABELA 3.10
Seção mínima dos condutores

Tipo de Instalação		Utilização do Circuito	Seção Mínima do Condutor - Material (mm^2)
Instalações fixas em geral	Cabos isolados	Circuitos de iluminação	1,5 - Cu 16 - Al
		Circuitos de força	2,5 - Cu 16 - Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de comando	0,5 - Cu
	Condutores nus	Circuitos de força	10 - Cu 16 - Al
		Circuitos de sinalização e controle	4 - Cu
Ligações flexíveis feitas com cabos isolados		Para um equipamento específico	Como especificado na norma do equipamento
		Para qualquer outra aplicação	0,75 - Cu
		Circuitos a extrabaixa tensão para aplicações especiais	0,75 - Cu

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.4)

Determinar a seção dos condutores fase do circuito trifásico mostrado na Figura 3.21, sabendo-se que serão utilizados cabos isolados em PVC, dispostos em eletroduto aparente.

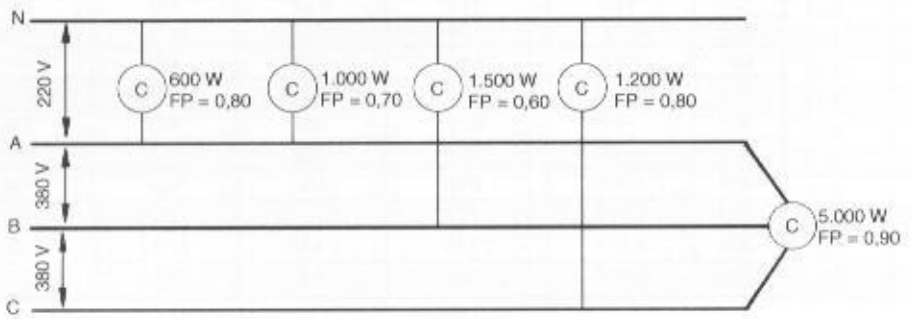


FIGURA 3.21
Circuito trifásico a quatro fios desequilibrado

$$I_{an} = \frac{600}{220 \times 0,80} + \frac{1.000}{220 \times 0,70} = 9,9 \text{ A}$$

$$I_{bn} = \frac{1.500}{220 \times 0,60} = 11,3 \text{ A}$$

$$I_{cn} = \frac{1.200}{220 \times 0,80} = 6,8 \text{ A}$$

$$I_{abc} = \frac{5.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,90} = 8,4 \text{ A}$$

I_{an}, I_{bn}, I_{cn} – correntes correspondentes às cargas monofásicas, respectivamente ligadas entre as fases A, B e C e o neutro N, em A.

Considerando-se a corrente da fase de maior carga, tem-se:

$I_b = I_{bn} + I_{abc} = 11{,}3 + 8{,}4 = 19{,}7$ A

I_b – corrente de carga da fase B e que deve corresponder à capacidade mínima de corrente do condutor.

Logo, $S_a = S_b = S_c = 3 \# 2{,}5$ mm² (Tabela 3.6 – coluna B1 para três condutores carregados – justificada pela Tabela 3.4, método de instalação 3: condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente e de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto).

3.5.1.1.2 Circuitos terminais para ligação de motores

Em geral, são caracterizados por circuitos trifásicos a três condutores (3F), originados de um circuito trifásico a quatro condutores. Este é o tipo mais comum de circuito para ligação de motores trifásicos.

Conhecidas as correntes de carga dos motores e sabido o método de referência de instalação dos cabos, segundo a forma mais conveniente para o local de trabalho, devem-se aplicar as instruções seguintes para determinar a seção transversal dos condutores:

a) Instalação de um motor

A capacidade mínima de corrente do condutor deve ser igual ao valor da corrente nominal multiplicado pelo fator de serviço correspondente, se houver:

$$I_c = F_s \times I_{nm} \text{ (A)} \tag{3.10}$$

I_c – corrente mínima que o condutor deve suportar, em A;
I_{nm} – corrente nominal do motor, segundo a Tabela 6.3 do Capítulo 6, em A;
F_s – fator de serviço do motor: quando não se especificar o fator de serviço do motor, pode-se considerá-lo igual a 1.

b) Instalação de um agrupamento de motores

A capacidade mínima de corrente do condutor deve ser igual à soma das correntes de carga de todos os motores, considerando-se os respectivos fatores de serviço.

$$I_c = F_{s(1)} \times I_{nm(1)} + F_{s(2)} \times I_{nm(2)} + \ldots + F_{s(n)} \times I_{nm(n)} \text{ (A)} \tag{3.11}$$

$I_{nm(1)}, I_{nm(2)}, I_{nm(3)} \ldots\ldots I_{nm(n)}$ – correntes nominais dos motores, em A;
$F_{s(1)}, F_{s(2)}, F_{s(3)} \ldots\ldots F_{nm(n)}$ – fatores de serviço correspondentes.

Quando os motores possuírem fatores de potência muito diferentes, o valor de I_c deverá ser calculado levando-se em consideração a soma vetorial dos componentes ativo e reativo desses motores. Com base no valor da corrente calculada, pode-se obter junto às tabelas anteriormente mencionadas o valor da seção dos condutores.

TABELA 3.11
Seção dos condutores em função da corrente e da queda de tensão

Sistema Monofásico														
Potência (W)	Corrente (A)		Tensão do Sistema											
			127 V						220 V					
			Comprimento do Circuito (em Metros)											
	127 V	220 V	15	30	45	60	80	100	15	30	45	60	80	100
1.000	8,7	5,0	2,5	4	6	10	10	16	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4
1.500	13,1	7,5	2,5	6	10	16	16	25	1,5	2,5	4	4	6	6
2.000	17,5	10,1	4	10	10	16	25	25	1,5	2,5	4	6	10	10
2.500	21,8	12,6	6	10	16	25	25	35	1,5	4	6	6	10	10
3.000	26,2	15,1	6	10	16	25	35	50	1,5	4	6	10	10	16
3.500	30,6	17,6	6	16	25	35	35	50	2,5	4	10	10	16	16
4.000	34,9	20,2	10	16	25	35	50	50	2,5	6	10	10	16	16
4.500	39,3	22,7	10	16	25	35	50	70	4	6	10	16	16	25
5.000	43,7	25,2	10	25	25	50	50	70	4	6	10	16	16	25
6.000	52,5	30,3	10	25	50	50	70	95	6	10	16	16	25	25
7.000	61,2	35,3	16	25	35	70	70	95	6	10	16	25	25	35
8.000	69,9	40,4	25	35	50	70	95	120	10	10	16	25	35	35
9.000	78,7	45,5	25	35	50	70	95	120	10	10	16	25	35	50
10.000	87,4	50,5	25	35	70	95	120	150	10	16	25	25	35	50
Sistema Trifásico														
W	Corrente		220 V						380 V					
	220 V	380 V	15	30	45	60	80	100	15	30	45	60	80	100
2.000	5,8	3,3	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2
3.000	8,7	5,0	1,5	2,5	4	4	6	6	1,5	1,5	1,5	1,5	2,5	3
4.000	11,6	6,7	1,5	2,5	4	6	10	10	1,5	1,5	1,5	2,5	2,5	4
5.000	14,5	8,4	1,5	4	6	6	10	10	1,5	1,5	1,5	2,5	4	4
6.000	17,5	10,1	2,5	4	6	10	10	16	1,5	1,5	2,5	2,5	4	4
7.000	20,4	11,8	2,5	4	10	10	16	16	1,5	1,5	2,5	4	4	6
8.000	23,3	13,5	4	6	10	10	16	25	1,5	2,5	2,5	4	6	6
9.000	26,2	15,2	4	6	10	16	16	25	2,5	2,5	4	4	6	6
10.000	29,1	16,8	6	6	10	16	25	25	2,5	2,5	4	4	6	10
12.000	34,9	20,2	6	10	16	16	25	25	2,5	2,5	4	6	10	10
14.000	40,8	23,6	10	10	16	25	25	35	4	4	6	6	10	10
16.000	46,6	27,0	10	10	16	25	35	35	4	4	6	10	10	16
18.000	52,4	30,3	16	16	25	25	35	50	6	6	6	10	10	16
20.000	58,3	33,7	16	16	25	25	35	50	6	6	10	10	16	16

Condições: 1 - fator de potência de carga: 0,90; 2 - queda de tensão: 2%; 3 - condutor de cobre embutido em eletroduto de PVC.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.5)

Determinar a seção dos condutores isolados em PVC que alimentam um CCM que controla três motores de 40 cv e quatro motores de 15 cv, todos de IV pólos ligados na tensão de 380 V e com fatores de serviços unitários.

Com base nos valores das correntes dos motores dadas na Tabela 6.3, o valor mínimo da capacidade do cabo é:

$I_c = 3 \times 56{,}6 + 4 \times 26 = 273{,}8$ A

Considerando-se que os condutores isolados estão dispostos em eletroduto no interior de canaleta embutida no piso, obtém-se na coluna B1.7 da Tabela 3.6, justificada pela Tabela 3.4 (método de instalação 42), a seção dos condutores fase:

$S_c = 3 \# 150$ mm² (PVC 70°C – 750 V)

O projeto de circuitos terminais e distribuição merecem algumas considerações adicionais:

- quando um motor apresentar mais de uma potência e ou velocidade, a seção do condutor deve ser dimensionada de forma a satisfazer a maior corrente resultante;
- o dimensionamento dos condutores deve permitir uma queda de tensão na partida dos motores igual ou inferior a 10% de sua tensão nominal;
- no caso de partida prolongada, com tempo de aceleração superior a 5 s, deve-se levar em consideração o aquecimento do condutor durante a partida;
- os condutores que alimentam motores que operam em regime de funcionamento que requeiram partidas constantes, tal como elevadores, devem ter seção transversal adequada ao aquecimento provocado pela elevada corrente de partida.

3.5.1.1.3 Circuitos terminais para ligação de capacitores

A capacidade mínima de corrente do condutor deve ser igual a 135% do valor da corrente nominal do capacitor ou banco de capacitores, conforme a Equação (3.12).

$$I_c = 1{,}35 \times I_{nc} \tag{3.12}$$

I_{nc} – corrente nominal do capacitor ou banco.

Para se calcular a seção de condutores instalados em eletroduto aparente para alimentar um banco de capacitores de 40 kVAr, 380 V, 60 Hz, tem-se:

$$I_{nc} = \frac{P_{nc}}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{40 \times 1.000}{\sqrt{3} \times 380} = 60{,}7 \text{ A}$$

$$I_c = 1{,}35 \times 60{,}7 = 81{,}9 \text{ A}$$

Considerando-se que os condutores com isolação em PVC/750 V estejam dispostos em eletroduto de instalação aparente, de acordo com a Tabela 3.6 — método de referência B1, justificada pela Tabela 3.4, método de instalação 3, a sua seção vale:

$S_c = 3 \# 25$ mm²

3.5.1.1.4 Fatores de correção de corrente

Quando os condutores estão dispostos em condições diferentes daquelas previstas nos métodos de referência estabelecidos nas tabelas de capacidade de condução de corrente, é necessário aplicar sobre os mencionados valores de corrente um fator de redução que mantenha o condutor em regime contínuo, com a temperatura igual ou inferior aos limites estabelecidos.

Os fatores de correção de corrente são estabelecidos para cada condição particular de instalação do cabo, ou seja: temperatura ambiente, solos com resistividade térmica diferente daquela prevista, agrupamento de circuitos, entre outras condições.

3.5.1.1.4.1 Temperatura ambiente

Segundo a NBR 5410/2004, a capacidade de condução de corrente dos condutores prevista nas tabelas correspondentes é de 20°C para linhas subterrâneas e de 30°C para linhas não-subterrâneas.

Se a temperatura do meio ambiente onde estão instalados os condutores for diferente daquela anteriormente especificada, devem-se aplicar os fatores de correção de corrente previstos nas Tabelas 3.12 e 3.13. As referidas tabelas estabelecem as condições de temperatura ambiente para cabos não enterrados (por exemplo: cabos no interior de eletrodutos em instalação aparente) e para cabos diretamente enterrados no solo ou em eletrodutos enterrados.

TABELA 3.12
Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas

Temperatura Ambiente (°C)	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
25	1,12	1,08
30	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	-	0,65
70	-	0,58
75	-	0,50
80	-	0,41

TABELA 3.13
Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas

Temperatura do Solo (°C)	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Quando os fios e cabos são instalados num percurso ao longo do qual as condições de resfriamento (dissipação de calor) variam, as capacidades de condução de corrente devem ser determinadas para a parte do percurso que apresenta as condições mais desfavoráveis.

É bom lembrar que os fatores de correção mencionados não levam em consideração o aumento da temperatura devido à radiação solar ou outras radiações infravermelhas.

Como se pode observar nas Tabelas 3.12 e 3.13, quando a temperatura do meio ambiente é superior a 30°C os fatores de correção são menores que 1 e, aplicados às Tabelas 3.6, 3.7, 3.8 e 3.9, fazem reduzir a capacidade de corrente dos respectivos condutores. Isso se deve ao fato de que, reduzindo-se a corrente do condutor, reduzem-se, por conseguinte, as perdas por efeito Joule, mantendo-se as condições de serviço do cabo inalteradas.

3.5.1.1.4.2 Resistividade térmica do solo

As capacidades de condução de corrente indicadas nas tabelas para cabos contidos em eletrodutos enterrados correspondem à resistividade térmica do solo de 2,5 K · m/W. Para solos com resistividade térmica diferente, devem-se utilizar os valores constantes da Tabela 3.14.

TABELA 3.14
Fatores de correção para cabos em eletrodutos enterrados no solo, com resistividade térmica diferente de 2,5 K · m/W a serem aplicados às capacidades de condução de corrente do método de referência

Resistividade Térmica (K · m/W)	1	1.5	2	3
Fator de correção	1,18	1,1	1,05	0,96

3.5.1.1.4.3 Agrupamento de circuitos

É caracterizado pelo agrupamento de quatro ou mais condutores todos transportando a corrente de carga ao valor correspondente à sua corrente nominal para o método de referência adotado. De acordo com a NBR 5410/2004, devem ser seguidas as seguintes prescrições:

- os fatores de correção são aplicáveis a grupos de condutores isolados, cabos unipolares ou cabos multipolares com a mesma temperatura máxima para serviço contínuo;
- para grupos contendo condutores isolados ou cabos com diferentes temperaturas máximas para serviço contínuo, a capacidade de condução de corrente de todos os cabos ou condutores isolados do grupo deve ser baseada na menor das temperaturas máximas para serviço contínuo de qualquer cabo ou condutor isolado do grupo afetado do valor de correção adotado;
- se, devido às condições de funcionamento conhecidas, um circuito, ou cabo multipolar, for previsto para conduzir não mais que 30% da capacidade de condução de corrente de seus condutores, já afetada pelo fator de correção aplicável, o circuito ou cabo multipolar pode ser omitido para efeito de obtenção do fator de correção do restante do grupo.

A aplicação dos fatores de agrupamento de circuitos depende do método de referência adotado no projeto.

As capacidades de condução de corrente indicadas na Tabela 3.6 e 3.7 são válidas para circuitos simples constituídos pelo seguinte número de condutores:

- dois condutores isolados, dois cabos unipolares ou um cabo bipolar;
- três condutores isolados, três cabos unipolares ou um cabo tripolar.

Quando for instalado, num mesmo grupo, um número maior de condutores ou de cabos, devem ser aplicados os fatores de correção especificados nas Tabelas 3.15, 3.16, 3.17, 3.18 e 3.19.

Os fatores de correção constantes da Tabela 3.15 devem ser aplicados a condutores agrupados em feixe, seja em linhas abertas ou fechadas, e a condutores agrupados num mesmo plano e numa única camada. Já os condutores constantes da Tabela 3.16 devem ser aplicados a agrupamentos de cabos consistindo em duas ou mais camadas de condutores.

TABELA 3.15
Fatores de correção para agrupamento de circuitos ou cabos multipolares aplicáveis aos valores de capacidade de condução de corrente dados nas Tabelas 3.6, 3.7, 3.8 e 3.9

Item	Forma de Agrupamento dos Condutores	Número de Circuitos ou de Cabos Multipolares												Tabela dos Métodos de Referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	>20	
1	Em feixe:ao ar livre ou sobre superfície; embutidos em condutos fechados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	3.6 a 3.9 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				3.6 e 3.8 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				3.8 e 3.9 (métodos E e F)
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Camada única em leito, suporte etc	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

TABELA 3.16
Fatores de correção aplicáveis a agrupamentos consistindo em mais de uma camada de condutores – método de referência C (Tabelas 3.6 e 3.7), E e F (Tabelas 3.8 e 3.9)

Quantidade de Camadas	Quantidade de Circuitos Trifásicos ou de Cabos Multipolares por Camada				
	2	3	4 ou 5	6 a 8	9 ou mais
2	0,68	0,62	0,60	0,58	0,56
3	0,62	0,57	0,55	0,53	0,51
4 ou 5	0,60	0,55	0,52	0,51	0,49
6 a 8	0,58	0,53	0,51	0,49	0,48
9 ou mais	0,56	0,51	0,49	0,48	0,46

TABELA 3.17
Fatores de agrupamento para linhas com cabos diretamente enterrados

Número de Circuitos	Distância entre Cabos[1]				
	Nula	1 Diâmetro do Cabo	0,125 m	0,25 m	0,50 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

[1] Distância entre os condutores tomada entre as superfícies externas dos mesmos.

Devem ser observadas as seguintes prescrições para aplicação das tabelas dos fatores de agrupamento.

a) Prescrições da Tabela 3.15

- somente os condutores efetivamente percorridos por corrente devem ser contados;
- nos circuitos trifásicos equilibrados, o condutor neutro, suposto sem corrente, não deve ser contado;
- o condutor neutro deve ser contado quando efetivamente é percorrido por corrente, como no caso de circuitos trifásicos que servem à iluminação (circuitos supostamente desequilibrados); o fator de agrupamento para essa condição é considerado igual a 0,86;
- os condutores destinados à proteção, condutores PE, não são contados;
- os condutores PEN são considerados como condutores neutros;
- os fatores de correção foram calculados admitindo-se todos os condutores vivos permanentemente carregados com 100% de sua carga. No caso de valor inferior a 100%, os fatores de correção podem ser aumentados conforme as condições de funcionamento da instalação.
- os fatores de correção são aplicados a grupos de cabos uniformemente carregados;
- quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro do seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução;
- os mesmos fatores de correção são aplicáveis a:
  - grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares;
  - cabos multipolares;
- se um grupamento é constituído tanto de cabos bipolares como de cabos tripolares, o número total de cabos é tornado igual ao número de circuitos e o fator de correção correspondente é aplicado às tabelas de dois condutores carregados para cabos bipolares, e às tabelas de três condutores carregados para os cabos tripolares.
- se um grupamento consiste em N condutores isolados ou cabos unipolares, pode-se considerar tanto N/2 circuitos com dois condutores carregados como N/3 circuitos com três condutores carregados.

b) Prescrições da Tabela 3.16

- os fatores de correção são válidos tanto para camadas com disposições horizontais e verticais;
- no caso de condutores agrupados em uma única camada, utilizar a Tabela 3.15, linhas 2 a 5.

TABELA 3.18

Fatores de agrupamento para linha em eletrodutos enterrados: cabos multipolares

Cabos Multipolares em Eletrodutos - Um Cabo por Eletroduto				
Número de Circuitos	Espaçamento entre Eletrodutos[1]			
	Nula	0,25 m	0,50 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,80

[1] Distância entre os condutores tomada entre as superfícies externas dos mesmos.

TABELA 3.19
Fatores de agrupamento para linha em eletrodutos enterrados: condutores isolados ou cabos unipolares

Condutores Isolados ou Cabos Unipolares em Eletrodutos - Um Condutor por Eletroduto				
Número de Circuitos	Espaçamento entre Eletrodutos[1]			
	Nula	0,25 m	0,50 m	1,0 m
2	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,70	0,80	0,90

[1]Distância entre os condutores tomada entre as superfícies externas dos mesmos.

c) Prescrições da Tabela 3.17

- os fatores de correção são aplicados para uma profundidade dos cabos de 70 cm e uma resistividade térmica do solo de 2,5 K · m/W;
- o espaçamento entre cabos indicado na tabela refere-se à distância entre os cabos multipolares ou conjuntos de cabos multipolares medida entre as superfícies dos cabos mais próximas.

d) Prescrições da Tabela 3.18

- os fatores de correção são aplicados para uma profundidade dos cabos de 70 cm e uma resistividade térmica do solo de 2,5 K · m/W;
- o espaçamento entre eletrodutos indicado na tabela refere-se à distância entre os cabos multipolares ou conjuntos de cabos multipolares medida entre as superfícies dos cabos mais próximas.

e) Prescrições da Tabela 3.19

- os fatores de correção são aplicados para uma profundidade dos cabos de 70 cm e uma resistividade térmica do solo de 2,5 K · m/W;
- o espaçamento entre eletrodutos indicado na tabela refere-se à distância entre os cabos multipolares ou conjuntos de cabos multipolares medida entre as superfícies dos cabos mais próximas.

É bom esclarecer que a aplicação do fator de agrupamento sobre a capacidade nominal da corrente dos condutores, estabelecida nas tabelas apresentadas, compensa o efeito Joule que resulta na elevação de temperatura provocada no interior do duto pela contribuição simultânea de calor de todos os cabos. Conseqüentemente, a capacidade de condução de corrente dos condutores fica reduzida, devendo-se projetar um cabo de seção superior, considerando-se inalterado o valor da carga.

Quando um grupo contiver cabos de dimensões diferentes devem ser aplicadas as seguintes prescrições:

- os fatores de correção estabelecidos nas Tabelas 3.15 a 3.19 são aplicáveis a grupos de cabos semelhantes e igualmente carregados;
- os cálculos dos fatores de correção para cada grupo contendo condutores isolados, ou cabos unipolares ou cabos multipolares de diferentes seções nominais dependem da quantidade de condutores ou cabos e da faixa de seções. Tais fatores não podem ser tabelados e devem ser calculados caso a caso, utilizando, por exemplo, a NBR 11301;
- são considerados semelhantes os cabos cujas capacidades de condução de corrente baseiam-se na mesma temperatura máxima para serviço contínuo e cujas seções nominais estão contidas no intervalo de três seções normalizadas sucessivas;
- tratando-se de condutores isolados, cabos unipolares ou cabos multipolares de dimensões diferentes em condutos fechados ou em bandejas, leitos, prateleiras ou suportes, caso não seja viável um cálculo específico, deve-se utilizar a Equação (3.13).

$$F = \frac{1}{\sqrt{N}} \qquad (3.13)$$

F – fator de correção;
N – número de circuitos ou cabos multipolares.

Deve-se considerar a Tabela 3.20 para definir o número de condutores carregados citados nas tabelas de condução de corrente dos condutores. No caso particular do condutor neutro de circuitos trifásicos, assunto tratado mais adiante, quando não houver redução de sua seção em relação ao condutor fase, o neutro deve ser computado como condutor carregado. Assim, num circuito trifásico com neutro, que alimenta cargas com conteúdo harmônico com distorção superior a 15% ou cargas desequilibradas, como, por exemplo, a alimentação de QDLs, o circuito neutro deve ser considerado como condutor carregado e, portanto, sujeito ao fator de correção de agrupamento que a norma NBR 5410/2004 considera igual a 0,86, independentemente do método de instalação que o projetista venha a adotar. Este fator deve ser aplicado à capacidade de corrente dos condutores para a condição de três condutores carregados das Tabelas 3.6 a 3.9.

As Tabelas 3.6 a 3.9 fornecem a capacidade de condução de corrente dos condutores para dois e três condutores carregados. Não existe uma coluna específica para quatro condutores carregados. Assim, para determinar a capacidade de corrente para a essa condição, deve-se aplicar o fator 0,86 às capacidades de condução de corrente dadas nas Tabelas 3.6 a 3.9.

TABELA 3.20
Número de condutores a ser considerado em função do tipo de circuito

Esquema de Condutores Vivos do Circuito	Número de Condutores Carregados a ser Adotado
Monofásico a dois condutores	2
Monofásico a três condutores	2
Duas fases sem neutro	2
Duas fases com neutro	3
Trifásico sem neutro	3
Trifásico com neutro	3 ou 4

3.5.1.1.5 Condutores em paralelo

Dois ou mais condutores podem ser ligados em paralelo na mesma fase, atendidas às seguintes prescrições:

- os condutores devem ter aproximadamente o mesmo comprimento;
- os condutores devem ter o mesmo tipo de isolação;
- os condutores devem ser do mesmo material condutor;
- os condutores devem ter a mesma seção nominal;
- a corrente conduzida por qualquer condutor não deve levar o mesmo a uma temperatura superior à sua temperatura máxima para serviço contínuo;
- devem ser tomadas todas as medidas para garantir que a corrente seja dividida igualmente entre os condutores;
- os condutores não devem conter derivações;
- quando do uso de cabos unipolares, com seção superior a 50 mm^2, agrupados nas configurações especiais adaptadas a cada caso, cada grupo deve conter todas as fases e o respectivo neutro, se existir, escolhendo-se as configurações de modo a se obter o maior equilíbrio possível entre as impedâncias dos condutores de cada fase;
- quando do uso de cabos unipolares em trifólio, em formação plana ou em conduto fechado com condutores de seção igual ou inferior a 50 mm^2, cada grupo ou conduto fechado deve conter todas as fases e o respectivo neutro, se existir.

Os circuitos com condutores em paralelo nas posições plana e em trifólio devem estar dispostos respectivamente como mostram as Figuras 3.22 e 3.23, a fim de evitar os desequilíbrios de corrente entre os condutores de uma mesma fase e o conseqüente desequilíbrio de tensões no ponto de conexão com a carga. Os desequilíbrios de corrente devem-se à diferença entre as indutâncias mútuas dos cabos e que podem chegar a valores expressivos, da ordem de 20%, entre o condutor mais carregado e menos carregado da mesma fase.

FIGURA 3.22
Condutores em posição plana

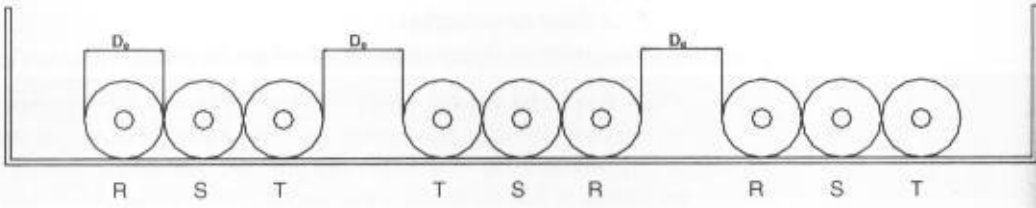
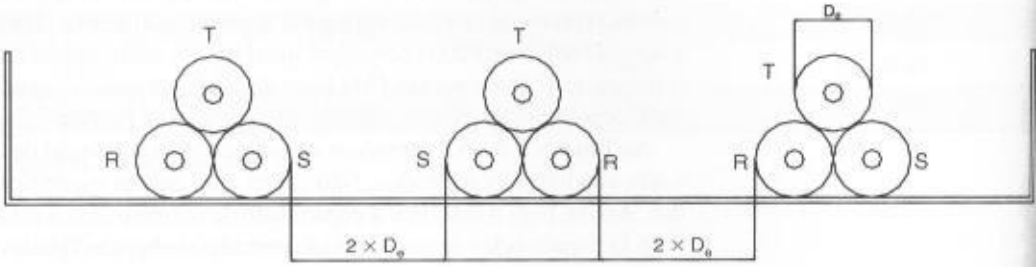


FIGURA 3.23
Condutores em trifólio



3.5.1.1.6 Determinação da seção dos condutores de circuitos trifásicos na presença de correntes harmônicas

A incorporação de cargas não-lineares aos sistemas elétricos de transmissão e distribuição tem aumentado, a cada dia, a circulação de correntes harmônicas, degradando a qualidade de energia elétrica e comprometendo o desempenho dos equipamentos.

São clássicas as cargas geradoras de harmônicos que poluem os sistemas elétricos. Os retificadores, os freios de redução e os laminadores injetam harmônicos de diversas ordens no sistema. Também os transformadores em sobretensão são fontes de harmônicos de 3.ª ordem.

Quando num circuito trifásico com neutro, servindo a cargas não-lineares, cujos componentes harmônicos de 3.ª ordem e seus múltiplos circulam nos condutores carregados, deve-se aplicar sobre a capacidade de corrente de dois condutores fase, dadas nas Tabelas 3.6 a 3.7, o fator de correção, devido ao carregamento do neutro no valor 0,86, independentemente no método de instalação utilizado.

Para determinar a corrente de carga em valor eficaz num circuito contendo componentes harmônicos, utilizar a Equação (3.14).

$$I_c = \sqrt{I_f^2 + \Sigma I_h^2} \tag{3.14}$$

I_f – corrente de carga ou de projeto na freqüência fundamental.

$$\Sigma I_h = I_{2h}^2 + I_{3h}^2 + I_{4h}^2 + \ldots + I_{nh}^2 \tag{3.15}$$

$I_{2h} + I_{3h} + I_{4h} + \ldots + I_{nh}$ – correntes harmônicas de 2.ª, 3.ª, 4.ª ... e de ordem n.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.6)

Determinar a seção dos condutores fase de um circuito que alimenta um CCM ao qual estão conectadas várias máquinas de controle numérico que demandam uma potência de 84 kVA em 380 V. Nas medidas efetuadas no circuito, foram identificados componentes harmônicos de 3.ª, 5.ª e 9.ª ordens, com valores respectivamente iguais a 40, 28 e 15 A. Os condutores são do tipo isolado em PVC e estão instalados em eletroduto de PVC contido em canaleta ventilada construída no piso.

- Corrente de carga na onda fundamental

$$I_f = \frac{P_c}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{84}{\sqrt{3} \times 0,38} = 127,6 \text{ A}$$

- Seção do condutor para a corrente de carga na onda fundamental

$I_f = 127,6 \text{ A} \rightarrow S_c = 50 \text{ mm}^2$ (método de referência B1 da Tabela 3.6 e método de instalação 42 da Tabela 3.4)

- Corrente de carga total

$I_c = \sqrt{I_f^2 + \Sigma I_h^2} = \sqrt{127{,}6^2 + 40^2 + 28^2 + 15^2} = 137{,}4$ A

$I_f = 137{,}4$ A $\rightarrow S_c = 70$ mm² (método de referência B1 da Tabela 3.6 e método de instalação 42 da Tabela 3.4)

3.5.1.1.7 Determinação da seção econômica de um condutor

Este assunto está devidamente tratado no Capítulo 15, Seção 15.3.2.

3.5.1.2 Critério do limite da queda de tensão

Após o dimensionamento da seção do condutor pela capacidade de corrente de carga, é necessário saber se esta seção está apropriada para provocar uma queda de tensão no ponto terminal do circuito, de acordo com os valores mínimos estabelecidos pela norma NBR-5410/2004, ou obedecendo os limites definidos pelo projetista para aquela planta em particular e que sejam inferiores aos limites ditados pela norma citada.

TABELA 3.21
Limites da queda de tensão

Item	Tipo da Instalação	Início da Instalação	Queda de Tensão (%) da Tensão Nominal
a	Instalações alimentadas através de subestação própria	Terminais secundários do transformador de MT/BT	7%
b	Instalações alimentadas através de transformador da companhia distribuidora de energia elétrica	Terminais secundários do transformador de MT/BT, quando o ponto de entrega for aí localizado	7%
c	Instalações alimentadas através da rede secundária de distribuição da companhia distribuidora de energia elétrica	Ponto de entrega	5%
d	Instalações alimentadas através de geração própria (grupo gerador)	Terminais do grupo gerador	7%

Além da Tabela 3.21, algumas prescrições devem ser seguidas:

- para o cálculo da queda de tensão em um circuito, deve ser utilizado a corrente de carga ou corrente de projeto;
- nos circuitos onde circulam componentes harmônicas, devem ser considerados os valores das correntes de diferentes ordens;
- nos circuitos de motor, deve ser considerada a corrente nominal do motor vezes o fator de serviço, quando houver;
- nos circuitos de capacitores, deve ser considerado 135% da corrente nominal do capacitor ou banco;
- nos casos (a), (b) e (d) da Tabela 3.21, quando as linhas principais da instalação tiverem um comprimento superior a 100 m, as quedas de tensão podem ser aumentadas em 0,005% por metro de linha superior a 100 m sem que, no entanto, esta suplementação seja superior a 0,5%;
- quedas de tensão superiores aos valores indicados na Tabela 3.21 podem ser aplicados para equipamentos com correntes de partida elevadas, durante o período de partida, desde que permitidos dentro de suas respectivas normas; este assunto será detalhado no Capítulo 7;
- a queda de tensão nos terminais do dispositivo de partida dos motores elétricos durante o acionamento não deve ser superior a 10% da tensão nominal;
- podem ser toleradas quedas de tensão superiores a 10% desde que não afetem as demais cargas em operação;
- para o cálculo da queda de tensão durante o acionamento de um motor, considerar o fator de potência igual a 0,30.

3.5.1.2.1 Queda de tensão em sistema monofásico (F–N)

A seção mínima do condutor de um circuito monofásico pode ser determinado pela queda de tensão, de modo simplificado, a partir da Equação (3.16).

$$S_c = \frac{200 \times \rho \times \sum (L_c \times I_c)}{\Delta V_c \times V_{fn}} \text{ (mm}^2\text{)} \quad (3.16)$$

ρ – resistividade do material condutor (cobre): 1/56 $\Omega \cdot$ mm²/m
L_c – comprimento do circuito, em m;
I_c – corrente total do circuito, em A;
ΔV_c – queda de tensão máxima admitida em projeto, em %;
V_{fn} – tensão entre fase e neutro, em V.

3.5.1.2.2 Queda de tensão em sistema trifásico (3F ou 3F–N)

Os valores máximos de queda de tensão atribuídos pela NBR-5410/2004 para unidades consumidoras atendidas por uma subestação referem-se somente aos circuitos secundários, cuja origem é a própria bucha de baixa tensão do transformador, apesar de, para efeitos legais, a origem da instalação ser o ponto de entrega de energia.

O Capítulo 12 aborda claramente o assunto, indicando o último ponto de responsabilidade da concessionária de energia elétrica e o início do sistema da unidade consumidora. A Figura 3.24 mostra o ponto inicial do circuito a partir do qual devem ser consideradas as quedas de tensão regidas por norma.

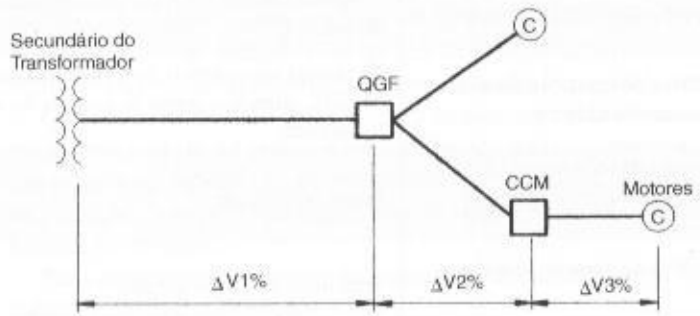


FIGURA 3.24
Diferentes trechos de um sistema industrial

Convém lembrar que a queda de tensão ΔV_c é tomada em relação à tensão nominal fase-fase V_f da instalação. Outrossim, existe uma grande diferença entre a queda de tensão num determinado ponto da instalação e a variação de tensão neste mesmo ponto. Ora, a queda de tensão num ponto considerado significa uma redução da tensão em relação a um valor-base, normalmente a tensão nominal. Já a variação da tensão em relação a um determinado valor fixo num ponto qualquer da instalação pode significar a obtenção de tensões abaixo ou acima do valor de referência. Pode-se exemplificar dizendo-se que a queda da tensão até o barramento de um CCM, cuja tensão nominal é de 380 V, vale 4% (0,04 × 380 = 15,2 V). No entanto, se o fornecimento de energia elétrica da concessionária não tem boa regulação, a tensão pode variar ao longo de um determinado período entre –5% e +5%, num total de 10%. Se a tensão pretendida no mesmo CCM é de 380 V, logo se observará neste ponto uma variação de tensão de 361 a 399 V.

A seção mínima do condutor de um circuito trifásico pode ser determinada pela queda de tensão, de modo simplificado, a partir da Equação (3.17).

$$S_c = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times \sum (L_c \times I_c)}{\Delta V_c \times V_{ff}} \text{ (mm}^2\text{)} \quad (3.17)$$

V_{ff} – tensão entre fases, em V.

A queda de tensão no circuito trifásico também pode ser obtida através da Equação (3.18), em sua fórmula mais completa.

$$\Delta V_c = \frac{\sqrt{3} \times I_c \times L_c \times (R \times \cos\phi + X \operatorname{sen}\phi)}{10 \times N_{cp} \times V_g} (\%) \qquad (3.18)$$

N_{cp} – número de condutores em paralelo por fase;
I_c – corrente do circuito, em A;
L_c – comprimento do circuito, em m;
R – resistência do condutor, em mΩ/m;
X – reatância do condutor, em mΩ/m;
ϕ – ângulo do fator de potência da carga.

Os valores de resistência e reatância dos condutores estão determinados na Tabela 3.22, considerando-se as seguintes condições:

- os condutores estão instalados contíguos, em formação triangular (trifólio);
- a temperatura adotada para o condutor é a de valor máximo permitido para a isolação;
- os condutores são de encordoamento compacto;
- os condutores não possuem blindagem metálica (condutores de baixa tensão).

Quando um circuito é constituído por várias cargas ligadas ao longo de seu percurso e se deseja determinar a seção do condutor, pode-se aplicar com plenitude a Equação (3.17), como mostrado no exemplo seguinte.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.7)

Calcular a seção do condutor que liga um QGF ao CCM, sabendo-se que a carga é composta por dez motores de 10 cv, IV pólos, 380 V, fator de serviço unitário, e o comprimento do circuito é de 150 m. Adotar o condutor unipolar isolado em PVC, instalado no interior de canaleta não ventilado, admitindo uma queda de tensão máxima de 5%.

- Corrente de carga
  $I_c = 10 \times 15{,}4 = 154{,}0$ A
- Seção mínima do condutor
  $S_c = 3\ \#\ 95$ mm² (Tabela 3.6 – coluna D13 – justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 61A)

A seção mínima do condutor para uma queda de tensão máxima de 5% vale:

$$\Delta V_c = \frac{\sqrt{3} \times I_c \times L_c \times (R \times \cos\phi + X \operatorname{sen}\phi)}{10 \times N_{cp} \times V_g} =$$

$$\frac{\sqrt{3} \times 154 \times 150 \times (0{,}2352 \times \cos 36{,}87 + 0{,}1090 \times \operatorname{sen}\ 36{,}87)}{10 \times 1 \times 380}$$

$$\Delta V_c = 2{,}6\%$$

Logo, a seção do condutor vale Sc = 3 # 95 mm² (definida pelo método da corrente).
Utilizando a fórmula simplificada da Equação (3.17), tem-se:

$$S_{cal} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times I_c \times L_c}{V_g \times \Delta V_c} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times 1/56 \times 154 \times 150}{380 \times 5} = 37{,}6 \text{ mm}^2$$

Logo, a seção do condutor a ser utilizado é de 95 mm² que satisfaz ao mesmo tempo às condições de capacidade de corrente e da queda de tensão.

Utilizando-se a queda de tensão efetiva de 2,6%, calculada anteriormente, a seção do condutor fase, pelo método simplificado, vale:

$$S_{cal} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times I_c \times L_c}{V_g \times \Delta V_c} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times 1/56 \times 154 \times 150}{380 \times 2{,}6} = 72{,}3 \text{ mm}^2$$

TABELA 3.22
Resistência e reatância dos condutores de cobre (valores médios)

Seção	Impedância de Seqüência Positiva (mΩ/m)		Impedância de Seqüência Zero (mΩ/m)	
	Resistência	Reatância	Resistência	Reatância
1,5	14,8137	0,1378	16,6137	2,9262
2,5	8,8882	0,1345	10,6882	2,8755
4	5,5518	0,1279	7,3552	2,8349
6	3,7035	0,1225	5,5035	2,8000
10	2,2221	0,1207	4,0222	2,7639
16	1,3899	0,1173	3,1890	2,7173
25	0,8891	0,1164	2,6891	2,6692
35	0,6353	0,1128	2,4355	2,6382
50	0,4450	0,1127	2,2450	2,5991
70	0,3184	0,1096	2,1184	2,5681
95	0,2352	0,1090	2,0352	2,5325
120	0,1868	0,1076	1,9868	2,5104
150	0,1502	0,1074	1,9502	2,4843
185	0,1226	0,1073	1,9226	2,4594
240	0,0958	0,1070	1,8958	2,4312
300	0,0781	0,1068	1,8781	2,4067
400	0,0608	0,1058	1,8608	2,3757
500	0,0507	0,1051	1,8550	2,3491
630	0,0292	0,1042	1,8376	2,3001

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.8)

Determinar a seção do condutor do circuito mostrado na Figura 3.25, sabendo-se que serão utilizados condutores unipolares isolados em XLPE, dispostos no interior de canaleta ventilada construída no piso. A queda de tensão admitida será de 4%. O fator de potência da carga vale 0,80.

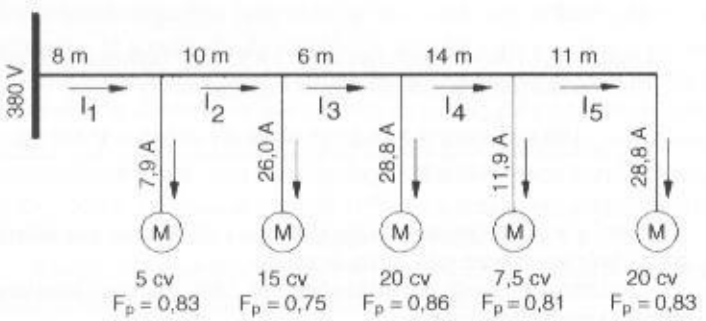


FIGURA 3.25
Circuito de distribuição com várias cargas

Pelo critério da capacidade de corrente, tem-se:

$I_5 = 28$ A
$I_4 = 28,8 + 11,9 = 40,7$ A
$I_3 = 28,8 + 28,8 + 11,9 = 69,5$ A
$I_2 = 28,8 + 28,8 + 11,9 + 26 = 95,5$ A
$I_1 = 28,8 + 28,8 + 11,9 + 26 + 7,9 = 103,4$ A
$S_c = 25$ mm² (Tabela 3.7 — coluna B1.7 — justificada pela Tabela 3.4 — método de instalação 43)

Pelo critério da queda de tensão e aplicando-se a Equação (3.17), tem-se:

$$S_c = \frac{100 \times \sqrt{3} \times (1/56) \times [(7,9 \times 8) + (26 \times 18) + (28,8 \times 24) + (11,9 \times 38) + (28,8 \times 49)]}{4 \times 380} =$$

$$= \frac{100 \times \sqrt{3} \times 3.085,8}{56 \times 4 \times 380}$$

$S_c = 6,2 \text{ mm}^2 \rightarrow S_c = 3 \# 10 \text{ mm}^2$
Logo, o condutor adotado será de:
$S_c = 3 \# 25 \text{ mm}^2$ (XLPE 90°C – 0,6/1 kV)

3.5.1.3 Critério da capacidade de corrente de curto-circuito

Com base na corrente de curto-circuito, podem-se admitir dois critérios básicos para o dimensionamento da seção do condutor de fase, quais sejam:

a) Limitação da seção do condutor para uma determinada corrente de curto-circuito

No dimensionamento dos condutores é de grande importância o conhecimento do nível das correntes de curto-circuito nos diferentes pontos da instalação, isto porque os efeitos térmicos podem afetar o seu isolamento. É compreensível que os condutores que foram dimensionados para transportar as correntes de carga em regime normal tenham grandes limitações para transportar as correntes de curto-circuito, que podem chegar a 100 vezes as correntes de carga. Essa limitação está fundamentada no tempo máximo que o condutor pode funcionar transportando a corrente de defeito.

Os gráficos das Figuras 3.26 e 3.27, respectivamente, para os cabos PVC 70°C, XLPE e EPR permitem determinar:

- a máxima corrente de curto-circuito admissível num cabo;
- a seção do condutor necessária para suportar uma condição particular de curto-circuito;
- o tempo máximo que o condutor pode funcionar com uma determinada corrente de curto-circuito sem danificar a isolação.

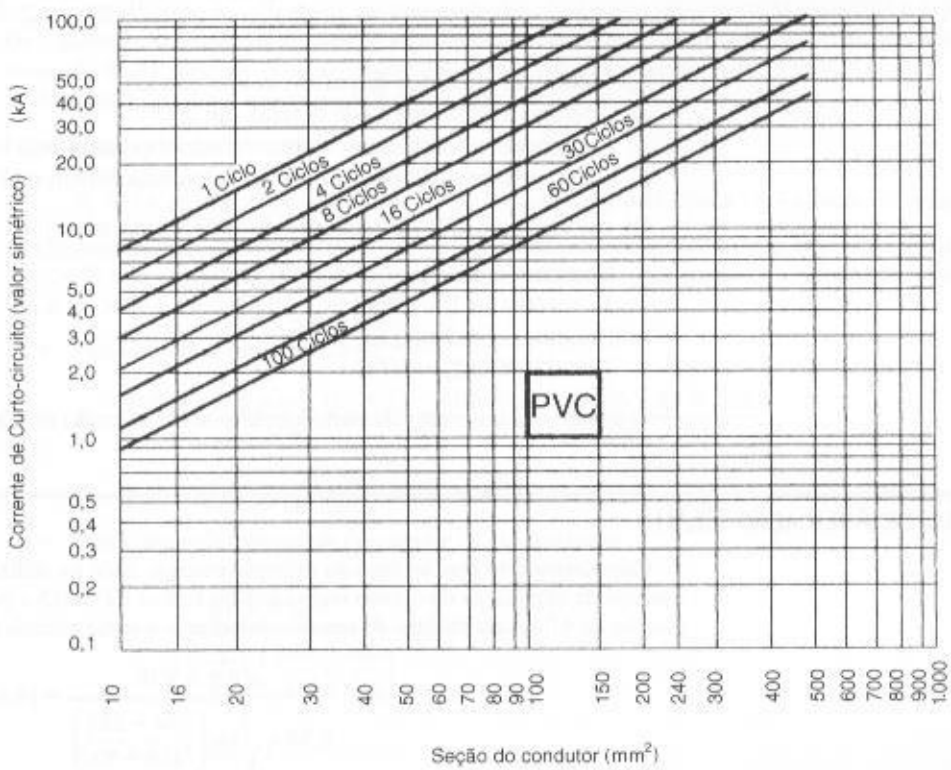


FIGURA 3.26
Capacidade máxima da corrente de curto-circuito

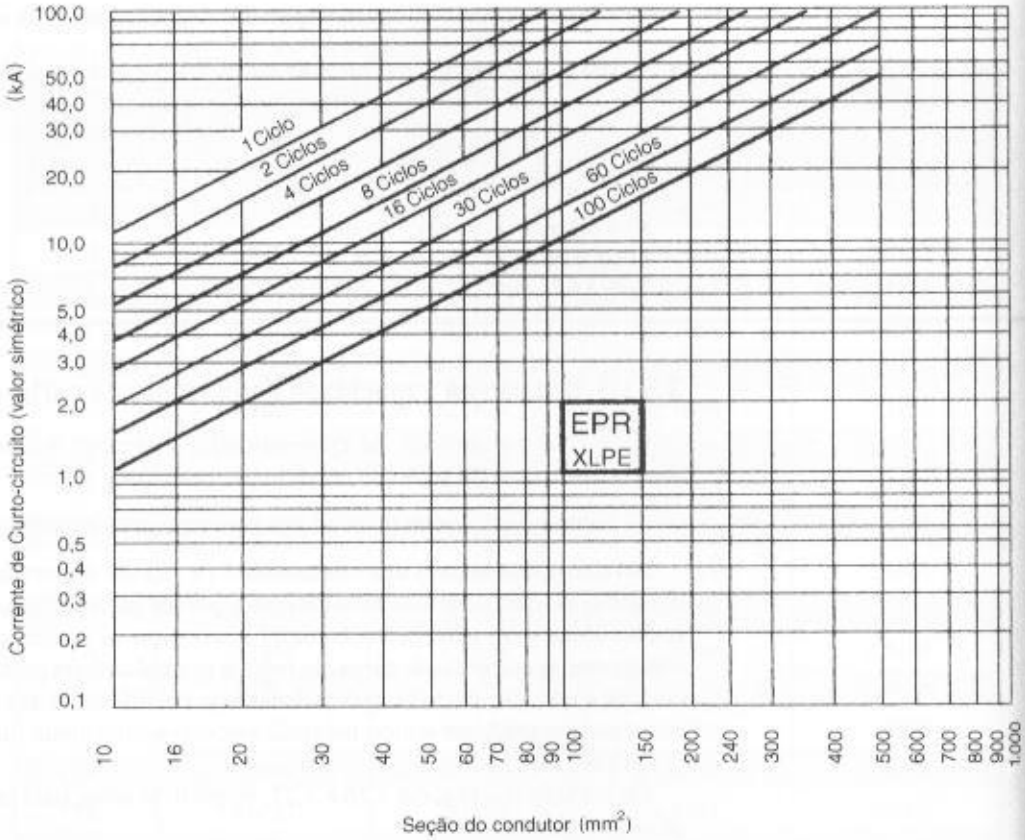


FIGURA 3.27
Capacidade máxima da corrente de curto-circuito

Logo, a seção mínima do condutor pode ser determinada para uma corrente de curto-circuito particular, através da Equação (3.19), na qual se baseiam os gráficos anteriormente mencionados.

$$S_c = \frac{\sqrt{T_e} \times I_{cc}}{0{,}34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + T_f}{234 + T_i}\right)}} \tag{3.19}$$

I_{cc} – corrente simétrica de curto-circuito, em kA;
T_e – tempo de eliminação de defeito, em s;
T_f – temperatura máxima de curto-circuito suportada pela isolação do condutor, em °C;
T_i – temperatura máxima admissível pelo condutor em regime normal de operação, em °C.

Os valores de T_f e T_i são estabelecidos por norma, ou seja:

- Condutor com isolação PVC 70°C
  $T_f = 160°C$ e $T_i = 70°C$
- Condutor com isolação XLPE
  $T_f = 250°C$ e $T_i = 90°C$

O estudo das correntes de curto-circuito será realizado no Capítulo 5.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.9)

Considerando-se que, no caso do exemplo anterior, onde foi utilizado o cabo de 25 mm²/XLPE 90°C, o tempo de eliminação do defeito realizado pelo fusível foi de 0,5 s para uma corrente simétrica de curto-circuito de 4,0 kA no extremo do circuito, determinar a seção mínima do condutor.

$$S_c = \frac{\sqrt{0{,}5} \times 4{,}0}{0{,}34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + 250}{234 + 90}\right)}} = 19{,}9 \text{ mm}^2$$

Logo, o condutor de 25 mm² satisfaz às três condições, ou seja, capacidade da corrente de carga, queda de tensão e capacidade da corrente de curto-circuito.

Através do gráfico da Figura 3.27, obtém-se o mesmo resultado, ou seja, tomando-se a corrente de curto-circuito de 4,0 kA e cruzando-se a reta de 30 ciclos (0,50 s), obtém-se a seção anteriormente dimensionada.

b) Limitação do comprimento do circuito em função da corrente de curto-circuito fase e terra

O comprimento de um determinado circuito deve ser limitado em função da atuação do dispositivo de proteção para uma dada corrente de curto-circuito fase e terra no ponto de sua instalação. A Equação (3.20) permite definir o comprimento máximo do circuito trifásico em função das impedâncias dos vários componentes do sistema.

$$L_c = \frac{\frac{0{,}95 \times V_g}{\sqrt{3} \times I_g} - Z_{mp}}{\frac{2 \times Z_{jp}}{1.000}} \text{ (m)} \qquad (3.20)$$

V_g – tensão entre fases do sistema, em V;

I_g – corrente de curto-circuito que assegura a atuação da proteção da barra de onde deriva o circuito de comprimento L_c;

Z_{mp} – impedância de seqüência positiva desde a fonte até a barra de onde deriva o circuito já referido, em Ω;

Z_{jp} – impedância de seqüência positiva do circuito a jusante da barra, ou seja, aquele que deve ter o seu valor limitado ao comprimento L_c, em mΩ/m;

É claro que, se não for possível reduzir o comprimento do circuito (o que normalmente ocorre na prática), deve-se elevar o valor da seção do condutor, pois desta forma reduz-se Z_{jp}, elevando-se conseqüentemente o limite do comprimento máximo.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.10)

Determinar o comprimento máximo de um circuito que alimenta um motor de 40 cv/380 – IV pólos, sabendo-se que a corrente de curto-circuito fase e terra no CCM que assegura o disparo da proteção fusível em 0,2 s é de 500 A. A impedância do sistema desde a fonte até o referido CCM é de (0,014 + *j*0,026) Ω. Os condutores são isolados em PVC e estão instalados em eletroduto no interior de canaleta fechada com dimensão de 30 × 30 cm. O comprimento do circuito terminal do motor é de 50 m.

A seção do condutor que alimenta o motor vale:

- Pelo critério da corrente de carga

  $I_c = 56{,}6$ A

  $S_c = 3 \# 16$ mm² (Tabela 3.6 – coluna B1.7 – justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 41)

Observar, neste caso, que o valor de "V" na Tabela 3.4, que corresponde à altura da canaleta, é bem superior a 20 × D, que vale 20 vezes o diâmetro do eletroduto, adotando-se, portanto, o método de referência B1, isto é, 20 × 26,6 = 53,2 mm = 5,32 cm.

- Pelo critério da queda de tensão

$$S_c = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times \sum (L_c \times I_c)}{\Delta V_c \times V_g} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times (1/56) \times 50 \times 56{,}6}{2 \times 380}$$

$S_c = 11{,}5$ mm² → $S_c = 3 \# 16$ mm²

- Pelo critério da capacidade de corrente de curto-circuito

$$S_c = \frac{\sqrt{0{,}2} \times 0{,}5}{0{,}34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + 160}{234 + 70}\right)}} = 1{,}95 \text{ mm}^2$$

$S_c = 3 \# 2{,}5$ mm²

- Pelo critério que limita o comprimento máximo do circuito

$$\bar{Z}_{mp} = 0{,}014 + j0{,}026 \rightarrow Z_c = 0{,}02952\ \Omega$$
$$\bar{Z}_c = 1{,}3899 + j0{,}1173\ \text{m}\ \Omega/\text{m}\ \text{(Tabela 3.22)} \rightarrow Z_{mp} = 1{,}3948\ \text{m}\ \Omega/\text{m}$$
$$L_c = \frac{\dfrac{0{,}95 \times 380}{\sqrt{3} \times 500} - 0{,}02952}{\dfrac{2 \times 1{,}3948}{1.000}} = 138{,}8\ \text{m}$$

Observar que foi adotada inicialmente a seção de 16 mm², porque satisfazia às três condições anteriores. É importante também observar que o circuito não poderá ter um comprimento superior a 138,8 m, satisfazendo, portanto, todas as condições requeridas.

3.5.2 Critérios para Dimensionamento da Seção Mínima do Condutor Neutro

A NBR-5410/2004 estabelece os critérios básicos para o dimensionamento da seção mínima do condutor neutro, ou seja:

a) O condutor neutro não pode ser comum a mais de um circuito.
b) Em circuitos monofásicos, a seção do condutor neutro deve ser igual à do condutor fase.
c) A seção do condutor neutro em circuito com duas fases e neutro não deve ser inferior à dos condutores fase, podendo ser igual à dos condutores fase se a taxa de terceira harmônica e seus múltiplos não for superior a 33%.
d) A seção do condutor neutro de um circuito trifásico não deve ser inferior à dos condutores fase quando a taxa de terceira harmônica e seus múltiplos for superior a 15%, podendo, no entanto, ser igual à seção dos condutores fase quando a referida taxa de harmônica não for superior a 33%.
e) Quando a seção dos condutores fase de um circuito trifásico com neutro for superior a 25 mm², a seção do condutor neutro pode ser inferior à seção dos condutores fase, limitada à seção da Tabela 3.23, quando as três condições que se seguem forem simultaneamente satisfeitas:

- o circuito for presumivelmente equilibrado, em serviço normal;
- a corrente das fases não contiver uma taxa de terceira harmônica e seus múltiplos superior a 15%;
- o condutor neutro for protegido contra sobrecorrente.

TABELA 3.23
Seção do condutor neutro

Seção dos Condutores Fase (mm²)	Seção Mínima do Condutor (mm²)
$S \leq 25$	S
35	25
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
500	185

f) Num circuito trifásico com neutro ou num circuito com duas fases e um neutro com taxa de componentes harmônicos superior a 33%, a seção do condutor neutro pode ser maior do que a seção dos condutores fase, devido ao valor da corrente que circula no condutor neutro ser maior do que as correntes que circulam nos condutores fase.

Nesta condição, a seção do condutor neutro deve ser determinado a partir da Equação (3.21).

$$I_n = F_{cn} \times I_c \tag{3.21}$$

F_{cn} – fator de correção de corrente de neutro, dado na Tabela 3.24;
I_c – corrente de projeto, em valor eficaz, calculado segundo a Equação (3.14).

Deve-se observar que se a taxa de terceira harmônica for superior a 15% e inferior a 33%, como ocorre nos circuitos de iluminação com o uso de reatores eletrônicos, a seção do condutor neutro não necessariamente precisa ser superior à dos condutores fase.

Pode-se, também, determinar a corrente do condutor neutro de um circuito polifásico desequilibrado a partir das correntes de fase, de acordo com a Equação (3.22).

$$I_n = \sqrt{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 - I_a \times I_b - I_c \times \left(I_a + I_b\right)} \tag{3.22}$$

I_a, I_b, I_c – correntes que circulam nas fases A, B e C, respectivamente, em A;
I_n – corrente que circula no condutor neutro, em A;

Para um circuito totalmente equilibrado onde as correntes de fase são iguais, o valor de I_n é nulo, conforme se demonstra pela Equação (3.22).

TABELA 3.24
Fator de correção para a determinação da corrente de neutro

Taxa de 3.ª Harmônica	Fator de Correção	
35% a 35%	1,15	1,15
36% a 40%	1,19	1,19
41% a 45%	1,24	1,23
46% a 50%	1,35	1,27
51% a 55%	1,45	1,3
56% a 60%	1,55	1,34
61% a 65%	1,64	1,38
Superior a 66%	1,63	1,41

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.11)

Calcular a corrente que circula no condutor neutro de um sistema trifásico a quatro fios alimentando cargas exclusivamente monofásicas e cujas correntes são $I_a = 50$ A, $I_b = 70$ A e $I_c = 80$ A.

Da Equação (3.22), tem-se:

$$I_n = \sqrt{50^2 + 70^2 + 80^2 - 50 \times 70 - 80 \times \left(50 + 70\right)} = 26 \text{ A}$$

Cabe observar, no entanto, que a seção do condutor neutro deve ser dimensionada em função da corrente da fase mais carregada, que é a de 80 A que dita a seção do condutor fase.

No caso de circuitos polifásicos e de circuitos monofásicos a três condutores, o neutro deve ser dimensionado considerando-se a carga da fase mais carregada, a partir da seção de fase de 25 mm². A corrente que determina o valor da seção do neutro pode ser expressa através da Equação (3.23).

$$I_n = \frac{D_{cm}}{V_{fn} \times \cos \Psi} \text{ (A)} \tag{3.23}$$

D_{cm} – demanda de carga monofásica correspondente à fase mais carregada, em W.
V_{fn} – tensão entre fase e neutro, em V.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.12)

Calcular a seção do condutor neutro de um circuito trifásico (TN-C) que alimenta um CCM, ao qual estão ligados quatro motores trifásicos de 20 cv. Os cabos isolados em PVC estão dispostos em eletroduto aparente.

- Corrente de carga
  $I_c = 4 \times 28{,}8 = 115{,}2$ A
- Seção do condutor fase
  $S_f = 3 \# 50$ mm² /PVC 70°C/750 V (Tabela 3.6 — coluna B1.7 — justificada pela Tabela 3.4 — método de referência 3)
- Seção do condutor neutro
  $S_n = 1 \# 25$ mm² /PVC 70°C/750 V (Tabela 3.23)

3.5.3 Critérios para Dimensionamento da Seção Mínima do Condutor de Proteção

Todas as partes metálicas não-condutoras de uma instalação devem ser obrigatoriamente aterradas com fins de proteção ou funcional.

O sistema de aterramento deve ser o elemento responsável pelo escoamento à terra de todas as correntes resultantes de defeito na instalação, de forma a prover total segurança às pessoas que a operam e dela se utilizam.

O Capítulo 11 trata especificamente dos sistemas de aterramento e particularmente da malha de terra à qual está ligado o condutor de proteção que será objeto do presente estudo.

A seção transversal do condutor de proteção poderá ser determinada também através da Equação (3.24), quando o tempo de atuação do elemento de proteção for inferior a 5 s.

$$S_p = \frac{\sqrt{I_{fi}^2 \times T_c}}{K} \text{ (mm}^2\text{)} \qquad (3.24)$$

I_{fi} – valor eficaz da corrente de falta fase e terra que pode atravessar o dispositivo de proteção para uma falta de impedância desprezível, em A;
T_c – tempo de eliminação do defeito pelo dispositivo de proteção, em s;
K – fator que depende da natureza do metal do condutor de proteção, das isolações e outras coberturas, e da temperatura inicial e final. O valor de K para o condutor de cobre vale:

- para condutores de proteção providos de isolação não incorporados em cabos multipolares e não enfeixados com outros cabos.

Nesse caso, a temperatura inicial é considerada de 30°C e a final, de 160 e 250°C, respectivamente, para as isolações de PVC, EPR ou XLPE.

- isolação de PVC: $K = 143$ (para condutores até 300 mm²) e $K = 133$ (para condutores superiores a 300 mm²);
- isolação de EPR ou XLPE: $K = 176$.

- para condutores de proteção constituídos por veias de cabo multipolar ou enfeixado com outros cabos ou condutores isolados:
- isolação de PVC: $K = 115$ (para condutores até 300 mm²) e 103 (para condutores superiores a 300 mm²);
- isolação de EPR ou XLPE: $K = 143$.

- para condutores de proteção nus onde não haja risco de as temperaturas indicadas danificarem qualquer material adjacente:
- visível e em áreas restritas (temperatura máxima de 500°C): $K = 228$;
- condições normais (temperatura máxima de 200°C): $K = 159$;
- risco de incêndio (temperatura máxima de 150°C): $K = 138$.

- A seção mínima do condutor de proteção pode ser dada em função da seção dos condutores fase do circuito, de acordo com a Tabela 3.25.

TABELA 3.25
Seção mínima dos condutores de proteção

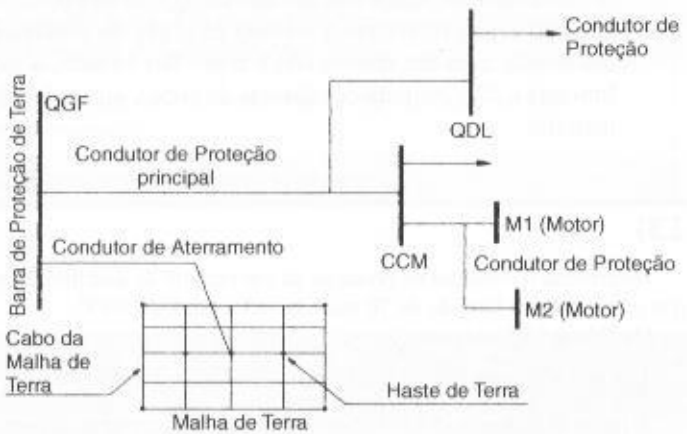
Seção Mínima dos Condutores Fase (mm^2)	Seção Mínima dos Condutores de Proteção (mm^2)
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	$0{,}5 \times S$

A temperatura inicial considerada é de 30°C.

É bom lembrar que os condutores de proteção nunca devem ser seccionados, inclusive o condutor PEN do sistema TN–C, e que somente fios ou cabos condutores devem ser utilizados para as funções combinadas de condutor de proteção e neutro (PEN).

Para melhor definir a utilização do condutor de proteção, do condutor de aterramento e da malha de terra, observar a Figura 3.28.

FIGURA 3.28
Demonstração de um sistema de aterramento industrial



Para se determinar a seção e as condições de uso de um condutor de proteção, adotar os seguintes princípios definidos na NBR 5410/2004.

- um condutor de proteção pode ser comum a vários circuitos de distribuição ou terminais quando estes estiverem contidos em um mesmo conduto dos condutores fase e sua seção dimensionada para a mais severa corrente de curto-circuito presumida e o mais longo tempo de atuação do dispositivo de seccionamento automático ou, ainda, determinada de acordo com a Tabela 3.25.
- se o condutor de proteção não fizer parte do mesmo cabo ou do mesmo invólucro dos condutores fase, a sua seção não deverá ser inferior a:
  - 2,5 mm^2 se for protegido mecanicamente;
  - 4 mm^2 se não for protegido mecanicamente.
- podem-se usar como condutor de proteção os seguintes elementos:
  - veias de cabos multipolares;
  - condutores isolados ou cabos unipolares num invólucro comum ao dos condutores vivos;
  - armações, coberturas metálicas ou blindagens de cabos;
  - eletrodutos metálicos e outros condutos metálicos, desde que a sua continuidade elétrica seja assegurada dentro das condições normativas e que a sua condutância seja pelo menos igual àquela prevista na referida norma;
- os elementos estranhos à instalação, tal como as armações de ferro do concreto armado, somente obedecendo a certas condições podem ser utilizados como condutor de proteção, porém nunca devem ser aplicados na função combinada de neutro e de condutor de proteção;

- nos esquemas TN, as funções de condutor de proteção e de condutor neutro poderão ser combinadas quando o condutor de proteção tiver uma seção maior ou igual a 10 mm² em cobre nas instalações fixas, observando-se que o condutor PEN deve ser separado a partir do ponto de entrada da linha da edificação;
- o condutor PEN deve ser isolado para tensões elevadas a que possa ser submetido, a fim de evitar fugas de corrente; entretanto, no interior de quadros e conjuntos de controle, o condutor PEN não precisa ser isolado;
- se, a partir de um ponto qualquer da instalação, o condutor neutro e o condutor de proteção forem separados, não será permitido religá-los após esse ponto;
- os seguintes elementos não podem ser utilizados como condutor de proteção:
  - as canalizações metálicas de água e gás não devem ser utilizadas como condutores de proteção;
  - tubulações de água;
  - tubulações de gases ou líquidos combustíveis ou inflamáveis;
  - elementos de construção sujeitos a esforços mecânicos em serviço normal;
  - eletrodutos flexíveis, exceto quando concebidos para esse fim;
  - armadura de concreto;
  - estrutura e elementos metálicos da edificação.
- os condutores de eqüipotencialidade da ligação eqüipotencial principal devem possuir seções que não sejam inferiores à metade da seção do condutor de proteção de maior seção da instalação, com um mínimo de 6 mm². No entanto, a seção do condutor neutro pode ser limitada a 25 mm² para condutores de cobre, ou seção equivalente, se a seção for de outro material.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.13)

Determinar o condutor de proteção de um circuito de distribuição que liga o QGF ao CCM, sabendo-se que os condutores fase são de 70 mm², isolados em PVC 70°C.

Da Tabela 3.25, tem-se:

$$S_p = 0{,}5 \times S_f = 0{,}5 \times 70 = 35 \text{ mm}^2$$

A partir da Equação (3.24), considerando-se que a corrente de curto-circuito franco monopolar no CCM seja de 9.500 A, o tempo de atuação da proteção seja de 80 ms e que o condutor de proteção esteja no mesmo eletroduto dos condutores fase, tem-se:

$K = 143$

$T_c = 80 \text{ ms} = 0{,}08 \text{ s}$

$$S_p = \frac{\sqrt{I_B^2 \times T_c}}{K} = \frac{\sqrt{9.500^2 \times 0{,}08}}{143} = 18{,}8 \text{ mm}^2 \rightarrow S_p = 25 \text{ mm}^2$$

Logo, poderá ser adotada a seção de $S_p = 25$ mm².

3.6 CONDUTORES DE MÉDIA TENSÃO

Nas instalações industriais de pequeno e médio portes, a utilização de condutores primários (tensão superior a 1 kV) dá-se basicamente no ramal subterrâneo que interliga a rede de distribuição aérea da concessionária com a subestação consumidora da instalação, conforme se pode observar em várias figuras do Capítulo 12. Em indústrias de maior porte, porém, é grande a aplicação de condutores primários, em cabo unipolar, alimentando as várias subestações de potência existentes em diferentes pontos da planta.

O dimensionamento dos condutores de média tensão implica o conhecimento dos tipos de linhas elétricas conhecidos através da Tabela 3.26, de acordo com a NBR 14039/2003, a partir dos quais podem ser conhecidos os métodos de referência da instalação dos condutores para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por cálculo. A Tabela 3.27 fornece os métodos de referência estabelecidos pela NBR 14039/2003.

TABELA 3.26
Tipos de linhas elétricas

Método de Instalação Número	Descrição	Método de Referência a Utilizar para a Capacidade de Condução de Corrente
1	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar ao ar livre	A
2	Três cabos unipolares espaçados ao ar livre	B
3	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trofólio) e um cabo tripolar em canaleta fechada no solo	C
4	Três cabos unipolares espaçados em canaleta fechada no solo	D
5	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar em eletroduto ao ar livre	E
6	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trofólio) e um cabo tripolar em banco de dutos ou eletroduto enterrado no solo	F
7	Três cabos unipolares em banco de dutos ou eletrodutos enterrados e espaçados – um cabo por duto ou eletroduto não-condutor	G
8	Três cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e um cabo tripolar diretamente enterrados	H
9	Três cabos unipolares espaçados diretamente enterrados	I

TABELA 3.27
Métodos de referência

Descrição	Método de Referência a Utilizar para a Capacidade de Condução de Corrente
Cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e cabos tripolares ao ar livre	A
Cabos unipolares espaçados ao ar livre	B
Cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trofólio) e cabos tripolares em canaletas fechadas no solo	C
Cabos unipolares espaçados em canaleta fechada no solo	D
Cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e cabos tripolares em eletroduto ao ar livre	E
Cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trofólio) e cabos tripolares em banco de dutos ou eletrodutos enterrados no solo	F
Cabos unipolares em banco de dutos ou eletrodutos enterrados e espaçados – um cabo por duto ou eletroduto não-condutor	G
Cabos unipolares justapostos (na horizontal ou em trifólio) e cabos tripolares diretamente enterrados	H
Cabos unipolares espaçados diretamente enterrados	I

Para o entendimento dos métodos de referência, devem ser observadas as seguintes condições previstas pela NBR 14039/2003:

- Nos métodos A e B, o cabo é instalado com convecção livre, sendo a distância a qualquer superfície adjacente no mínimo 0,5 vez o diâmetro externo do cabo para cabo unipolar, ou

no mínimo 0,3 vez o diâmetro externo do cabo para cabo tripolar.

- Nos métodos C e D, o cabo é instalado em canaleta fechada com 50 cm de largura e 50 cm de profundidade, sendo a distância a qualquer superfície adjacente no mínimo 0,5 vez o diâmetro externo do cabo para cabo unipolar, ou no mínimo 0,3 vez o diâmetro externo do cabo para cabo tripolar.
- No método E, o cabo é instalado num eletroduto não-condutor e a distância a qualquer superfície adjacente deve ser no mínimo 0,3 vez o diâmetro externo do eletroduto, sem levar em consideração o efeito da radiação solar direta.

TABELA 3.28

Capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A, B, C, D, E, F, G, H e I

Cabos unipolares e multipolares: condutor de cobre, isolação XLPE e EPR; dois e três condutores carregados; temperatura no condutor: 90°C; temperatura ambiente: 30°C e 20°C para instalações subterrâneas.

Tensão	Métodos de Instalação para Linhas Elétricas									
	Seção (m^2)	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Tensão nominal menor ou igual a 8,7/15 kV	10	87	105	80	92	67	55	63	65	78
	16	114	137	104	120	87	70	81	84	99
	25	150	181	135	156	112	90	104	107	126
	35	183	221	164	189	136	108	124	128	150
	50	221	267	196	226	162	127	147	150	176
	70	275	333	243	279	200	154	178	183	212
	95	337	407	294	336	243	184	213	218	250
	120	390	470	338	384	278	209	241	247	281
	150	45	536	382	43	315	234	270	276	311
	185	510	613	435	491	357	263	304	311	347
	240	602	721	509	569	419	303	351	358	395
	300	687	824	575	643	474	340	394	402	437
	400	796	959	658	734	543	382	447	453	489
	500	907	1.100	741	829	613	426	502	506	542
	630	1.027	1.258	829	932	686	472	561	562	598
	800	1.148	1.411	916	1.031	761	517	623	617	655
	1.000	1.265	1.571	996	1.126	828	555	678	666	706
Tensão nominal maior que 8,7/15 kV	16	118	137	107	120	91	72	83	84	98
	25	154	179	138	155	117	92	106	108	125
	35	186	217	166	187	139	109	126	128	149
	50	225	259	199	221	166	128	148	151	175
	70	279	323	245	273	205	156	181	184	211
	95	341	394	297	329	247	186	215	219	250
	120	393	454	340	375	283	211	244	248	281
	150	448	516	385	423	320	236	273	278	311
	185	513	595	437	482	363	265	307	312	347
	240	604	702	510	560	425	306	355	360	395
	300	690	802	578	633	481	342	398	404	439
	400	800	933	661	723	550	386	452	457	491
	500	912	1.070	746	817	622	431	507	511	544
	630	1.032	1.225	836	920	698	477	568	568	602
	800	1.158	1.361	927	1.013	780	525	632	628	660
	1.000	1.275	1.516	1.009	1.108	849	565	688	680	712

- No método F, os cabos unipolares são instalados num eletroduto não-condutor e os cabos tripolares em eletrodutos não-condutores metálicos no solo de resistividade térmica de 2,5 K · m/W, a uma profundidade de 0,9 m. Foi considerado, no caso de banco de duto, largura de 0,3 m e altura de 0,3 m, e com resistividade térmica de 1,2 K · m/W.
- No método G, os cabos unipolares são instalados em eletrodutos não-condutores espaçados do duto adjacente em uma vez o diâmetro externo do duto, no solo de resistividade térmica de 2,5 K · m/W, a uma profundidade de 0,90 m. Foi considerado, no caso de banco de

TABELA 3.29

Capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A, B, C, D, E, F, G, H e I

Cabos unipolares e multipolares: condutor de cobre, isolação EPR; dois e três condutores carregados; temperatura no condutor: 105°C no condutor; temperatura ambiente: 30°C e 20°C para instalações subterrâneas.

Tensão	Métodos de Instalação para Linhas Elétricas									
	Seção (mm²)	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Tensão nominal menor ou igual a 8,7/15 kV	10	97	116	88	102	75	60	68	70	84
	16	127	152	115	133	97	76	88	90	107
	25	167	201	150	173	126	98	112	115	136
	35	204	245	182	209	153	117	134	137	162
	50	246	297	218	250	183	138	158	162	190
	70	307	370	269	308	225	168	192	197	229
	95	376	453	327	372	273	20	229	235	270
	120	435	523	375	425	313	227	260	266	303
	150	496	596	424	479	354	254	291	298	336
	185	568	683	482	543	403	286	328	335	375
	240	672	802	564	630	472	330	379	387	427
	300	767	918	639	712	535	369	426	434	473
	400	890	1.070	731	814	613	416	483	490	529
	500	1.015	1.229	825	920	693	465	543	548	588
	630	1.151	1.408	924	1.035	777	515	609	609	650
	800	1.289	1.580	1.022	1.146	863	565	676	671	712
	1.000	1.421	1.762	1.112	1.253	940	608	738	725	769
Tensão nominal maior que 8,7/15 kV	16	131	151	118	132	102	78	90	91	106
	25	171	199	153	171	131	100	114	116	135
	35	207	240	184	206	156	118	136	138	161
	50	250	286	20	244	187	139	160	163	189
	70	b	357	272	301	230	169	195	198	228
	95	379	436	329	362	278	202	232	236	269
	120	438	503	377	414	319	229	263	267	303
	150	498	572	426	467	360	256	294	299	336
	185	571	660	484	532	409	288	331	337	375
	240	672	779	565	619	479	332	383	389	427
	300	768	891	641	699	542	372	430	436	475
	400	891	1.037	734	800	621	420	488	493	531
	500	1.018	1.192	829	905	703	469	549	553	590
	630	1.155	1.367	930	1.020	790	521	616	616	653
	800	1.297	1.518	1.033	1.124	882	574	686	682	718
	1.000	1.430	1.694	1.125	1.231	961	619	748	739	775

duto, largura de 0,5 m e altura de 0,5 m, com quatro dutos, e com resistividade térmica de 1,2 K · m/W.

- No método H, o cabo é instalado diretamente no solo de resistividade térmica de 2,5 K · m/W, a uma profundidade de 0,90.
- No método I, o cabo é instalado diretamente no solo de resistividade térmica de 2,5 K · m/W, a uma profundidade de 0,90 m, e o espaçamento entre os cabos unipolares deve ser no mínimo igual ao diâmetro externo do cabo.

Para se determinar a capacidade de corrente de um condutor de média tensão deve-se recorrer às Tabelas 3.28 e 3.29 para cabos de cobre unipolares e multipolares e diferentes métodos de referência.

3.6.1 Fatores de Correção de Corrente

Da mesma forma que os condutores secundários, os condutores primários, quando submetidos a condições ambientais diferentes daquelas para as quais foram calculadas as suas capacidades de corrente nominal, devem sofrer alterações nos valores de condução de corrente, de maneira que a temperatura máxima permitida não ultrapasse os limites estabelecidos por norma.

3.6.1.1 Temperatura ambiente

Para o cálculo das tabelas apresentadas, foram consideradas as temperaturas médias de 25°C para o solo e de 30°C para canaletas, eletrodutos e ao ar livre. Se a temperatura no local de instalação dos cabos for diferente daquela tomada como referência, os valores de corrente devem ser multiplicados pelos fatores de correção estabelecidos nas Tabelas 3.30 e 3.31.

3.6.1.2 Agrupamento de cabos

Quando os cabos estão agrupados de modos diferentes daqueles apresentados nas Tabelas 3.28 e 3.29 de capacidade de condução de corrente, é necessário que se aplique fatores de correção de corrente para agrupamento de cabos de forma a se determinar a ampacidade dos condutores que satisfaça às novas condições de instalação. Os fatores de agrupamento para os diferentes métodos de referência estão dados nas Tabelas 3.32 a 3.36, extraídos da NBR 14039/2003.

TABELA 3.30
Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas

Temperatura Ambiente em °C	Isolação	
	EPR ou XLPE	EPR 105
10	1,15	1,13
15	1,12	1,10
20	1,08	1,06
25	1,04	1,03
35	0,96	0,97
40	0,96	0,93
45	0,87	0,89
50	0,82	0,86
55	0,76	0,82
60	0,71	0,77
65	0,65	0,73
70	0,58	0,68
75	0,50	0,63
80	0,41	0,58

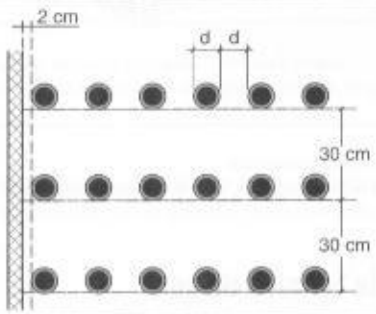
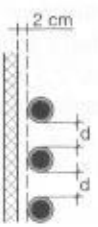
TABELA 3.31

Fatores de correção para temperaturas do solo diferentes de 20°C para linhas subterrâneas

Temperatura do Solo em °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
10	1,07	1,06
15	1,04	1,03
25	0,96	0,97
30	0,93	0,94
35	0,89	0,91
40	0,85	0,87
45	0,80	0,84
50	0,76	0,80
55	0,71	0,76
60	0,65	0,72
65	0,60	0,68
70	0,53	0,64
75	0,46	0,59
80	0,38	0,54

TABELA 3.32

Fatores de correção para cabos unipolares em plano espaçados ao ar livre a serem aplicados às capacidades de condução de corrente do método de referência B

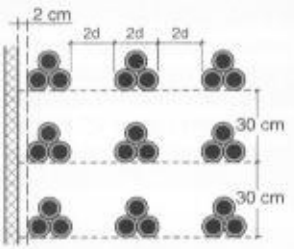
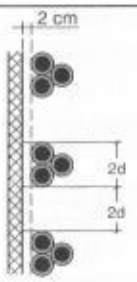
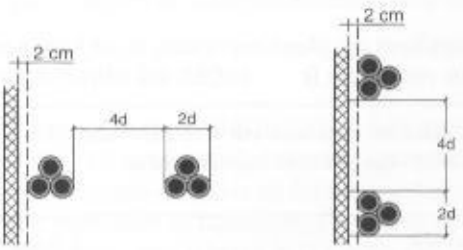
Agrupamento de cabos em sistemas trifásicos, instalados em ambientes abertos e ventilados. Estes valores são válidos, desde que os cabos mantenham as disposições de instalação propostas.			Número de Ternas		
			1	2	3
Instalação em bandejas		Número de bandejas	Fator de correção (F_c)		
		1	1,00	0,97	0,96
		2	0,97	0,94	0,93
		3	0,96	0,93	0,92
		6	0,94	0,91	0,90
Instalação vertical			0,94	0,91	0,89
Casos onde não há necessidade de correção	No caso de instalações em plano, aumentando-se a distância entre os cabos reduz-se o aquecimento mútuo. Entretanto, simultaneamente, aumenta-se as perdas nas blindagens metálicas. Por isso, torna-se impossível dar indicação sobre disposição para as quais não há necessidade de fator de correção.				

Notas:

(1) Esses fatores são aplicáveis a grupo de cabos uniformemente carregados.

(2) Os valores indicados são medidos para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

TABELA 3.33
Fatores de correção para cabos unipolares em trifólio ao ar livre a ser aplicados às capacidades de condução de corrente do método de referência A

Agrupamento de cabos em sistemas trifásicos, instalados em ambientes abertos e ventilados. Estes valores são válidos, desde que os cabos mantenham as disposições de instalação propostas.		Número de bandejas	Número de Ternas 1	2	3
Instalação em bandejas			Fator de correção (F_c)		
		1	1,00	0,98	0,96
		2	1,00	0,95	0,93
		3	1,00	0,94	0,92
		6	1,00	0,93	0,90
Instalação vertical			1,0	0,93	0,90
Casos onde não há necessidade de correção			Número qualquer de ternas		

Notas:
(1) Esses fatores são aplicáveis a grupo de cabos uniformemente carregados.
(2) Os valores indicados são medidos para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

3.6.1.3 Resistividade térmica do solo

Nas Tabelas 3.35 e 3.36, as capacidades de condução de corrente indicadas para linhas subterrâneas são válidas para uma resistividade térmica do solo de 2,5 K · m/W.

Para os cabos instalados em dutos subterrâneos ou diretamente enterrados, o valor da resistividade média do solo adotado é de 2,5 K · m/W.

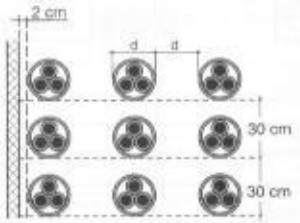
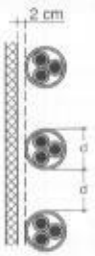
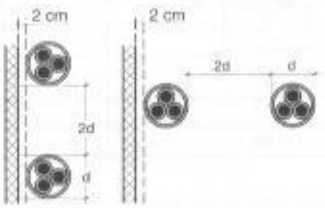
Quando a resistividade térmica do solo for diferente do valor anteriormente mencionado, considerando solos de característica seca, a capacidade de corrente dos condutores pode ser determinada de acordo com a Tabela 3.37.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.14)

Determinar a seção de um condutor primário de um circuito trifásico com isolação de XLPE, isolação XLPE, tensão nominal de 8,7/15 kV, sabendo-se que a sua instalação é em bandeja, alimentando uma carga de 6,5 MVA e que está agrupado com mais um circuito trifásico, na mesma bandeja, cujos cabos unipolares estão dispostos em camada única, separados por uma distância igual ao seu diâmetro.

$$I_c = \frac{6.500}{\sqrt{3} \times 13,80} = 271,9 \text{ A}$$

TABELA 3.34
Fatores de correção para cabos tripolares ao ar livre a serem aplicados às capacidades de condução de corrente do método de referência A

Agrupamento de cabos em sistemas trifásicos, instalados em ambientes abertos e ventilados. Estes valores são válidos, desde que os cabos mantenham as disposições de instalação propostas.			Número de Ternas				
			1	2	3	6	9
Instalação em bandejas		Número de bandejas	Fator de correção (F_c)				
		1	1,00	0,98	0,92	0,93	0,92
		2	1,00	0,95	0,93	0,90	0,89
		3	1,00	0,94	0,92	0,89	0,88
		6	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86
Instalação vertical			1,0	1,0	0,90	0,87	0,87
Casos onde não há necessidade de correção			Número qualquer de ternas				

Notas:
(1) Esses fatores são aplicáveis a grupo de cabos uniformemente carregados.
(2) Os valores indicados são medidos para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

Aplicando-se o fator de correção de agrupamento de valor igual a 0,97, dado na Tabela 3.32, considerando-se duas ternas de cabos e uma bandeja, tem-se:

$$I_c = \frac{271,9}{0,97} = 280,3 \text{ A}$$

Através da Tabela 3.28 e consultando-se a coluna correspondente ao método de referência B, obtém-se a seção do condutor:

$S_c = 70 \text{ mm}^2$ (isolação XLPE – 8,7/15 kV)

3.7 BARRAMENTOS

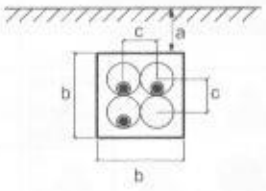
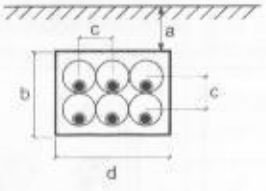
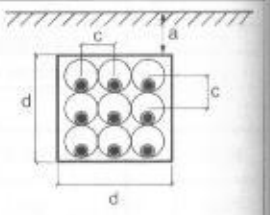
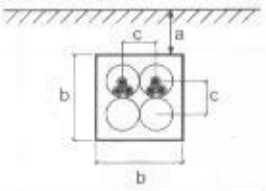
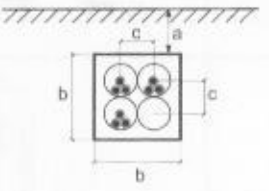
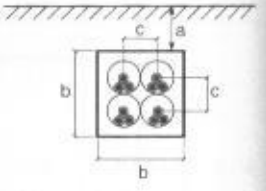
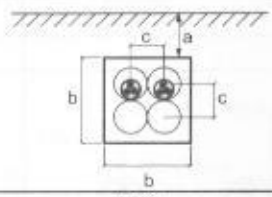
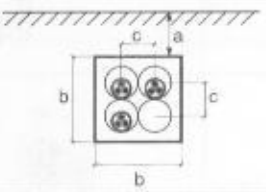
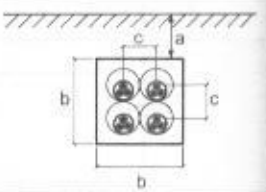
Os barramentos são elementos de seção transversal, normalmente de formato retangular ou circular, instalados no interior de quadros de comando ou em subestações abrigadas, blindadas e ao tempo, com a finalidade de coletar as correntes que chegam da fonte e distribui-las aos diversos alimentadores a eles conectados. Podem ser construídos em cobre ou alumínio.

Os barramentos podem ser caracterizados por dois diferentes tipos:

a) Barramentos de fabricação específica

São aqueles construídos com a utilização de barras chatas, circulares ou tubos de segmento contínuo, de cobre ou alumínio, não isolados, cortados nas dimensões justas para uma finalidade

TABELA 3.35
Fatores de correção para cabos unipolares e cabos tripolares em banco de dutos a serem aplicados às capacidades de condução de corrente dos métodos de referência F e G

Multiplicar pelos valores do método de referência G (um cabo unipolar por duto)			
Até seções de 95 mm², inclusive	1,00	0,90	0,82
Acima de 95 mm²	1,00	0,87	0,77
Multiplicar pelos valores do método de referência F (três cabos unipolares em trifólio por duto)			
Até seções de 95 mm², inclusive	0,91	0,85	0,79
Acima de 95 mm²	0,88	0,81	0,73
Multiplicar pelos valores do método de referência F (três cabos unipolares em trifólio por duto)			
Até seções de 95 mm², inclusive	0,91	0,85	0,79
Acima de 95 mm²	0,88	0,81	0,73

Notas: (1) Os valores indicados são aplicáveis para uma resistividade térmica do solo de 0,9 K · m/W. São valores médios para as mesmas dimensões dos cabos utilizados nas colunas F e G das Tabelas 3.28 e 3.29. Os valores médios arredondados podem apresentar erros de 10% em certos casos. Se forem necessários valores mais precisos ou para outras configurações, deve-se recorrer à NBR 11301.
(2) Dimensões: a = 76 cm, b = 48 cm, c = 20 cm, d = 68 cm.

específica, ou seja, aplicação em painéis elétricos, subestações blindadas, abrigadas e ao tempo, conforme mostrado no Capítulo 12.

b) Barramentos pré-fabricados ou dutos de barra

São aqueles construídos de vários segmentos pré-fabricados e conectáveis, formando vários tipos de derivação, junções etc., normalmente protegidos por um invólucro metálico ou de material plástico rígido, empregados em circuitos de elevadas correntes de carga, conectando, normalmente, o Quadro Geral de Força da Subestação aos Centros de Controle de Motores, conforme mostrado na Figura 3.29.

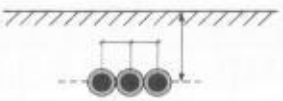
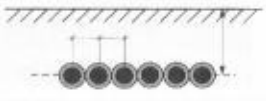
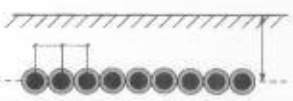
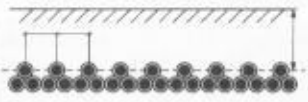
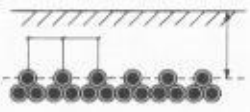
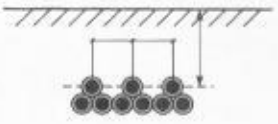
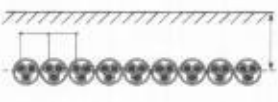
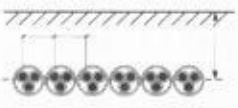
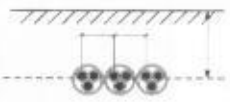
As tabelas com as características das barras de cobre retangulares, redondas ou tubulares constam da norma DIN 43.671. Já as características das barras de alumínio retangulares e tubulares constam da norma DIN 43.670.

3.7.1 Barramentos Retangulares de Cobre

São aqueles empregados normalmente em painéis metálicos de baixa e média tensão, dimensionados de acordo com a corrente de carga, conforme Tabela 3.38 e os esforços eletrodinâmicos das correntes de curto-circuito.

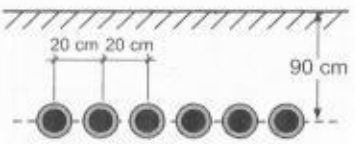
TABELA 3.36

Fatores de correção para cabos unipolares e cabos tripolares em banco de dutos a ser aplicados às capacidades de condução de corrente dos métodos de referência H e I

Multiplicar pelos valores do método de referência I (cabos unipolares espaçados diretamente enterrados)			
Até seções de 95 mm², inclusive	1,00	0,87	0,8
Acima de 95 mm²	1,00	0,85	0,78
Multiplicar pelos valores do método de referência H (cabos unipolares em trifólio diretamente enterrados)			
Até seções de 95 mm², inclusive	0,86	0,79	0,71
Acima de 95 mm²	0,83	0,76	0,67
Multiplicar pelos valores do método de referência H (cabo tripolar diretamente enterrado)			
Até seções de 95 mm², inclusive	0,86	0,79	0,71
Acima de 95 mm²	0,83	0,76	0,67

Nota-(1 Os valores indicados são aplicáveis para uma resistividade térmica do solo de 2,5 K · m/W. São valores médios para as mesmas dimensões dos cabos utilizados nas colunas H e I das Tabelas 3.28 e 3.29 Os valores médios arredondados podem apresentar erros de 10% em certos casos. Se forem necessários valores mais precisos ou para outras configurações, deve-se recorrer à NBR 11301.

(2) Dimensões (para todas as configurações da Tabela 3.36).



Se o barramento é pintado, as correntes nominais podem ser acrescidas de um fator de multiplicação K = 1,2. Neste caso, há maior dissipação de calor através da superfície das barras em função da cor, normalmente mais clara, da tinta de cobertura. A Tabela 3.38 fornece as capacidades de corrente para diferentes barras retangulares de cobre sem pintura.

3.7.2 Barramentos Redondos Maciços de Cobre

São aqueles constituídos de barras circulares maciças de cobre de diferentes seções transversais, destinados normalmente a subestações de média tensão, abrigadas ou ao tempo, cujas capacidades de corrente nominal são dadas na Tabela 3.39.

3.7.3 Barramentos Tubulares de Cobre

São constituídos de tubos de cobre de diferentes seções circulares, empregados normalmente em subestações de média e alta tensões, localizadas em ambientes agressivos, marítimos ou industriais, cujas capacidades de corrente são dadas na Tabela 3.40.

TABELA 3.37
Fatores de correção para cabos contidos em eletrodutos enterrados no solo ou diretamente enterrados com resistividades térmicas diferentes de 2,5 K · m/W a serem aplicados às capacidades de condução de corrente do método de referência F, G, H e I

Resistividade Térmica (K · m/W)	1	1,5	2	3
Fator de correção métodos F e G	1,25	1,15	1,07	0,94
Fator de correção métodos H e I	1,46	1,24	1,1	0,92

TABELA 3.38
Capacidade de corrente para barras retangulares de cobre sem pintura

Largura	Espessura	Seção	Peso	Resistência	Reatância	Capacidade de Corrente Permanente (A)					
						Barra Pintada			Barra Nua		
mm	mm	mm²	kg/m	mΩ/m	mΩ/m	Número de Barras por Fase					
						1	2	3	1	2	3
12	2	23,5	0,209	0,9297	0,2859	123	202	228	108	182	216
15	2	29,5	0,262	0,7406	0,2774	148	240	261	128	212	247
	3	44,5	0,396	0,4909	0,2619	187	316	381	162	282	361
20	2	39,5	0,351	0,5531	0,2664	189	302	313	162	264	298
	3	59,5	0,529	0,3672	0,2509	273	394	454	204	348	431
	5	99,1	0,882	0,2205	0,2317	319	560	728	274	500	690
	10	199,0	1,770	0,1098	0,2054	497	924	1.320	427	825	1.180
25	3	74,5	0,663	0,2932	0,2424	287	470	525	245	412	498
	5	125,0	1,110	0,1748	0,2229	384	662	839	327	586	795
30	3	89,5	0,796	0,2441	0,2355	337	544	593	285	476	564
	5	140,0	1,330	0,1561	0,2187	447	760	944	379	627	896
	10	299,0	2,660	0,0731	0,1900	676	1.200	1.670	573	1.060	1.480
40	3	119,0	1,050	0,1836	0,2248	435	692	725	366	600	690
	5	199,0	1,770	0,1098	0,2054	573	952	1.140	482	836	1.090
	10	399,0	3,550	0,0548	0,1792	850	1.470	2.000	715	1.290	1.770
50	5	249,0	2,220	0,0877	0,1969	697	1.140	1.330	583	994	1.260
	10	499,0	4,440	0,0438	0,1707	1.020	1.720	2.320	852	1.510	2.040
60	5	299,0	2,660	0,0731	0,1900	826	1.330	1.510	688	1.150	1.440
	10	599,0	5,330	0,0365	0,1639	1.180	1.960	2.610	989	1.720	2.300
80	5	399,0	3,550	0,0548	0,1792	1.070	1.680	1.830	885	1.450	1.750
	10	799,0	7,110	0,0273	0,1530	1.500	2.410	3.170	1.240	2.110	2.790
100	5	499,0	4,440	0,0438	0,1707	1.300	2.010	2.150	1.080	1.730	2.050
	10	988,0	8,890	0,0221	0,1450	1.810	2.850	3.720	1.490	2.480	3.260
120	10	1.200,0	10,700	0,0182	0,1377	2.110	3.280	4.270	1.740	2.860	3.740
160	10	1.600,0	14,200	0,0137	0,1268	2.700	4.130	5.360	2.220	3.590	4.680
200	10	2.000,0	17,800	0,0109	0,1184	3.290	4.970	6.430	2.690	4.310	5.610

Condições de instalação:
Temperatura da barra: 65°C
Temperatura ambiente: 35°C
Afastamento entre as barras paralelas: igual à espessura
Distâncias entre as barras: 7,5 cm
Posição das barras: vertical
Distâncias entre os centros de fases: > 0,80 vez o afastamento entre fases

3.7.4 Barramentos Retangulares de Alumínio

São aqueles empregados normalmente em painéis metálicos de baixa e média tensão, dimensionados de acordo com a corrente de carga, conforme Tabela 3.41 e os esforços eletrodinâmicos das correntes de curto-circuito.

Se o barramento é pintado, as correntes nominais podem ser acrescidas de um fator de multiplicação K = 1,2. Neste caso, há maior dissipação de calor através da superfície das barras em função da cor, normalmente mais clara, da tinta de cobertura. A Tabela 3.41 fornece as capacidades de corrente para diferentes barras retangulares de alumínio sem pintura.

TABELA 3.39

Capacidade de corrente para barras redondas de cobre sem pintura

Diâmetro Externo	Seção	Peso	Resistência	Reatância	Capacidade de Corrente Permanente	
					Barra Pintada	Barra Nua
mm	mm²	kg/m	mΩ/m	mΩ/m	A	A
5	19,6	0,175	0,1146	0,2928	95	85
8	50,3	0,447	0,4343	0,2572	179	159
10	78,5	0,699	0,2893	0,2405	243	213
16	201,0	1,79	0,1086	0,2050	464	401
20	314,0	2,80	0,0695	0,1882	629	539
32	804,0	7,16	0,0271	0,1528	1.160	976
50	1.960,0	17,5	0,0111	0,1192	1.930	1.610

Condições de instalação:
Temperatura da barra: 65°C
Temperatura ambiente: 35°C
Distância entre os centros das barras: 7,5 cm
Distâncias entre os centros de fases: igual ou superior a 2,5 vezes o diâmetro externo

TABELA 3.40

Capacidade de corrente para barras tubulares de cobre sem pintura

Diâmetro Externo	Espessura da Parede	Seção	Peso	Resistência	Reatância	Capacidade de Corrente Permanente	
						Barra Pintada	Barra Nua
mm	mm	mm²	kg/m	mΩ/m	mΩ/m	A	A
20	2	113	1,01	0,1933	0,2267	384	329
	3	160	1,43	0,1365	0,2136	457	392
	4	201	1,79	0,1086	0,2050	512	438
	5	236	2,10	0,9257	0,1990	554	475
	6	264	2,35	0,0827	0,1947	591	506
32	2	188	1,68	0,1162	0,2075	602	508
	3	273	2,44	0,0800	0,1935	725	611
	4	352	3,14	0,0620	0,1839	821	693
	5	424	3,78	0,0515	0,1769	900	760
	6	490	4,37	0,0455	0,1714	973	821
40	2	239	2,13	0,0914	0,1985	744	624
	3	349	3,11	0,0625	0,1842	899	753
	4	452	4,04	0,0483	0,1745	1.020	857
	5	550	4,90	0,0397	0,1671	1.130	944
	6	641	5,72	0,0340	0,1613	1.220	1.020
50	3	443	3,95	0,0493	0,1752	1.120	928
	4	578	5,16	0,0377	0,1652	1.270	1.060
	5	707	6,31	0,0309	0,1576	1.410	1.170
	6	829	7,40	0,0263	0,1516	1.530	1.270
	8	1.060	9,42	0,0206	0,1423	1.700	1.420

(continua)

TABELA 3.40
Capacidade de corrente para barras tubulares de cobre *(continuação)*

Diâmetro Externo	Espessura da Parede	Seção	Peso	Resistência	Reatância	Capacidade de Corrente Permanente	
mm	mm	mm²	kg/m	mΩ/m	mΩ/m	Barra Pintada	Barra Nua
						A	A
63	3	565	5,04	0,0386	0,1661	1.390	1.150
	4	741	6,61	0,0294	0,1558	1.590	1.320
	5	911	8,13	0,0239	0,1480	1.760	1.460
	6	1.070	9,58	0,0204	0,1420	1.920	1.590
	8	1.380	12,30	0,0158	0,1324	2.150	1.780
80	3	726	6,47	0,0300	0,1566	1.750	1.440
	4	955	8,52	0,0280	0,1463	2.010	1.650
	5	1.180	10,50	0,0185	0,1383	2.230	1.820
	6	1.400	12,40	0,0156	0,1318	2.430	1.990
	8	1.810	16,10	0,0120	0,1222	2.730	2.240
100	3	914	8,15	0,0239	0,1479	2.170	1.770
	4	1.210	10,80	0,0180	0,1373	2.490	2.030
	5	1.490	13,30	0,0146	0,1295	2.760	2.250
	6	1.770	15,80	0,0123	0,1230	3.020	2.460
	8	2.310	20,60	0,0094	0,1130	3.410	2.780
120	4	1.460	13,00	0,0149	0,1303	2.970	2.400
	5	1.810	16,10	0,0120	0,1222	3.300	2.670
	6	2.150	19,20	0,0101	0,1157	3.610	2.930
	8	2.820	25,10	0,0077	0,1054	4.070	3.300
	10	3.460	30,80	0,0063	0,0977	4.400	3.560
160	4	1.960	17,50	0,0011	0,1192	3.910	3.510
	5	2.440	21,70	0,0089	0,1109	4.350	3.500
	6	2.900	25,90	0,0075	0,1044	4.770	3.840
	8	3.820	34,10	0,0057	0,0940	5.400	4.340
	10	4.710	42,00	0,0046	0,0861	5.830	4.690
200	5	3.060	27,30	0,0071	0,1024	5.440	4.350
	6	3.660	32,60	0,0059	0,0956	5.920	4.730
	8	4.830	43,00	0,0045	0,0852	6.700	5.360
	10	5.970	53,20	0,0036	0,0772	7.250	5.800
	12	7.090	63,20	0,0030	0,0707	7.610	6.080
250	5	3.850	34,30	0,0056	0,0937	6.740	5.360
	6	4.600	41,00	0,0047	0,0870	7.350	5.830
	8	6.080	54,30	0,0035	0,0765	8.330	6.610
	10	7.540	67,30	0,0028	0,0684	9.010	7.160
	12	8.970	80,00	0,0024	0,0618	9.470	7.520

Condições de instalação:
Temperatura da barra: 65°C
Temperatura ambiente: 35°C
Distâncias entre as barras: 7,5 cm
Distâncias entre os centros de fases: igual ou superior a 2,5 vezes o diâmetro externo

TABELA 3.41
Capacidade de corrente para barras retangulares de alumínio sem pintura

Largura	Espessura	Seção	Peso	Resistência	Reatância	Capacidade de Corrente Permanente (A)					
						Barra Pintada			Barra Nua		
mm	mm	mm²	kg/m	mΩ/m	mΩ/m	Número de Barras por Fase					
						1	2	3	1	2	3
12	2	23,5	0,0633	1,4777	0,2859	97	160	178	84	142	168
15	2	29,5	0,0795	1,1771	0,2774	118	190	204	100	166	193
	3	44,5	0,1200	0,7803	0,2619	148	252	300	126	222	283
20	2	39,5	0,1070	0,8791	0,2664	150	240	245	127	206	232
	3	59,5	0,1610	0,5836	0,2509	188	312	357	159	272	337
	5	99,1	0,2680	0,3504	0,2317	254	446	570	214	392	537
	10	199,0	0,5380	0,1745	0,2054	393	730	1.060	331	643	942
25	3	74,5	0,2010	0,4661	0,2424	228	372	412	190	322	390
	5	124,0	0,3350	0,2800	0,2232	305	526	656	255	460	619
30	3	89,5	0,2420	0,3880	0,2355	267	432	465	222	372	441
	5	149,0	0,4030	0,2331	0,2163	356	606	739	295	526	699
	10	299,0	0,8080	0,1161	0,1900	536	956	1.340	445	832	1.200
40	3	119,0	0,3230	0,2918	0,2248	346	550	569	285	470	540
	5	199,0	0,5380	0,1745	0,2054	456	762	898	376	658	851
	10	399,0	1,0800	0,0870	0,1792	677	1.180	1.650	557	1.030	1.460
50	5	249,0	0,6730	0,1395	0,1969	566	916	1.050	455	786	995
	10	499,0	1,3500	0,0696	0,1707	815	1.400	1.940	667	1.210	1.710
60	5	299,0	0,8080	0,1161	0,1900	655	1.070	1.190	533	910	1.130
	10	599,0	1,6200	0,0580	0,1639	951	1.610	2.200	774	1.390	1.940
80	5	399,0	1,0800	0,0870	0,1792	851	1.360	1.460	688	1.150	1.400
	10	799,0	2,1600	0,0435	0,1530	1.220	2.000	2.660	983	1.720	2.380
100	5	499,0	1,3500	0,0696	0,1707	1.050	1.650	1.730	846	1.390	1.660
	10	999,0	2,7000	0,0348	0,1446	1.480	2.390	3.110	1.190	2.050	2.790
	15	1.500,0	4,0400	0,0232	0,1292	1.800	2.910	3.730	1.450	2.500	3.220
120	10	1.200,0	3,2400	0,0289	0,1377	1.730	2.750	3.540	1.390	2.360	3.200
	15	1.800,0	4,8600	0,0193	0,1224	2.090	3.320	4.240	1.680	2.850	3.650
160	10	1.600,0	4,3200	0,0217	0,1268	2.220	3.470	4.390	1.780	2.960	4.000
	15	2.400,0	6,4700	1,0145	0,1115	2.670	4.140	5.230	2.130	3.540	4.510
200	10	2.000,0	5,4000	2,0174	0,1184	2.710	4.180	5.230	2.160	3.560	4.790
	15	3.000,0	8.0900	0,0116	0,1031	3.230	4.950	6.240	2.580	4.230	5.370

Condições de instalação:
Temperatura da barra: 65°C
Temperatura ambiente: 35°C
Afastamento entre as barras paralelas: igual à espessura
Afastamento entre os centros das barras: 7,5 cm
Posição das barras: vertical
Distâncias entre os centros de fases: > 0,80 vez o afastamento entre fases

3.7.5 Barramentos Tubulares de Alumínio

São constituídos de tubos de alumínio de diferentes seções circulares, empregados normalmente em subestações de média e alta tensões, cujas capacidades de corrente são dadas na Tabela 3.42.

TABELA 3.42
Capacidade de corrente para barras tubulares de alumínio sem pintura

Diâmetro Externo	Espessura da Parede	Seção	Peso	Resistência	Reatância	Capacidade de Corrente Permanente			
						Barra pintada	Barra Nua	Barra Pintada	Barra Nua
mm	mm	mm²	kg/m	mΩ/m	mΩ/m	Uso Interno		Uso Externo	
						A	A	A	A
20	2	110	0,3050	0,3157	0,2277	305	257	365	354
	3	160	0,4330	0,2170	0,2136	363	305	435	421
	4	201	0,5440	0,1728	0,2050	407	342	487	472
	5	236	0,6360	0,1471	0,1990	440	370	527	511
	6	264	0,7130	0,1315	0,1947	465	392	558	540
32	2	188	0,5090	0,1847	0,2075	478	395	539	519
	3	273	0,7390	0,1272	0,1935	575	476	649	624
	4	352	0,9500	0,0987	0,1839	653	539	737	708
	5	424	1,1500	0,0819	0,1769	716	592	808	777
	6	490	1,3200	0,0709	0,1714	769	636	868	835
40	2	239	0,6450	0,1453	0,1985	591	485	648	621
	3	349	0,0420	0,0995	0,1842	714	595	783	750
	4	452	1,2200	0,0768	0,1745	813	667	892	854
	5	550	1,4800	0,0631	0,1671	896	734	982	941
	6	641	1,7300	0,0542	0,1613	966	792	1.060	1.020
50	3	443	1,2000	0,0784	0,1752	886	720	944	900
	4	578	1,5600	0,0601	0,1652	1.010	882	1.080	1.030
	5	707	1,9100	0,0491	0,1576	1.120	909	1.190	1.140
	6	829	2,2400	0,0419	0,1516	1.210	983	1.290	1.230
	8	1.060	2,8500	0,0328	0,1423	1.370	1.110	1.460	1.390
	10	1.260	3,3900	0,0276	0,1358	1.490	1.210	1.580	1.510
63	3	565	1,5300	0,0615	0,1661	1.110	892	1.140	1.090
	4	741	2,0000	0,0469	0,1558	1.270	1.020	1.310	1.240
	5	911	2,4600	0,0381	0,1480	1.400	1.130	1.450	1.380
	6	1.070	2,9000	0,0325	0,1420	1.520	1.230	1.570	1.490
	8	1.380	3,7300	0,0252	0,1324	1.730	1.390	1.790	1.700
80	3	726	1,9600	0,0478	0,1566	1.390	1.110	1.400	1.320
	4	955	2,5800	0,0364	0,1463	1.600	1.280	1.600	1.510
	5	1.180	3,1800	0,0294	0,1383	1.770	1.420	1.780	1.680
	6	1.400	3,7700	0,0248	0,1318	1.920	1.540	1.930	1.820
	8	1.810	4,8900	0,0192	0,1222	2.200	1.760	2.200	2.080
	10	2.200	5,9400	0,0158	0,1148	2.410	1.920	2.420	2.280
100	3	914	2,4700	0,0380	0,1479	1.720	1.370	1.680	1.582
	4	1.210	3,2600	0,0287	0,1373	1.980	1.570	1.930	1.820
	5	1.490	4,0300	0,0233	0,1295	2.200	1.750	2.150	2.020
	6	1.770	4,7800	0,0196	0,1230	2.390	1.900	2.340	2.207
	8	2.310	6,2400	0,0150	0,1130	2.740	2.170	2.670	2.510

TABELA 3.42
Capacidade de corrente para barra tubulares de alumínio *(continuação)*

Diâmetro Externo	Espessura da Parede	Seção	Peso	Resistência	Reatância	Capacidade de Corrente Permanente			
						Barra Pintada	Barra Nua	Barra Pintada	Barra Nua
mm	mm	mm²	kg/m	mΩ/m	mΩ/m	Uso Interno		Uso Externo	
						A	A	A	A
120	4	1.460	3,9400	238	0,1303	2.360	1.860	2.250	2.100
	5	1.810	4,8800	0,0192	0,1222	2.620	2.070	2.500	2.340
	6	2.150	5,8000	0,0162	0,1157	2.860	2.250	2.730	2.550
	8	2.820	7,6000	0,0123	0,1054	3.270	2.580	3.120	2.920
	10	3.460	9,3300	0,0100	0,0977	3.590	2.830	3.420	3.200
160	4	1.960	5,2900	0,0177	0,1192	3.110	2.430	2.910	2.710
	5	2.440	6,5700	0,0142	0,1109	3.460	2.710	3.240	3.010
	6	2.900	7,8400	0,0120	0,1044	3.780	2.950	3.530	3.290
	8	3.820	10,3000	0,0091	0,0940	4.340	3.390	4.060	3.780
	10	4.710	12,7000	0,0074	0,0861	4.760	3.720	4.460	4.140
200	5	3.060	8,2700	0,0113	0,1024	4.290	3.330	3.960	3.670
	6	3.660	9,8700	0,0095	0,0956	4.690	3.640	4.320	4.000
	8	4.830	13,0000	0,0072	0,0852	5.390	4.180	4.970	4.600
	10	5.970	16,1000	0,0058	0,0772	5.920	4.600	5.460	5.060
	12	7.090	19,1000	0,0049	0,0707	6.330	4.910	5.830	5.400
260	5	3.850	10,4000	0,0090	0,0937	5.330	4.100	4.840	4.460
	6	4.600	12,4000	0,0075	0,0870	5.810	4.480	5.280	4.870
	8	6.080	16,4000	0,0057	0,0765	6.690	5.160	6.080	5.610
	10	7.540	20,4000	0,0046	0,0684	7.360	5.680	6.690	6.170
	12	8.970	24,200	0,0039	0,0618	7.870	6.070	7.150	6.600

Condições de instalação:
Temperatura da barra: 65°C
Temperatura ambiente: 35°C
Distância entre as barras: 10 cm
Distância entre os centros de fases: igual ou superior a 2,5 vezes o diâmetro externo

3.7.6 Barramentos Pré-fabricados ou Dutos de Barra

São fabricados em cobre ou alumínio, sendo as barras suportadas por isoladores apropriados e contidos em um invólucro, geralmente fabricado de material isolante rígido.

Os dutos de barra, muitas vezes chamados de *busway*, são fabricados em tamanhos padronizados e possuem vários acessórios complementares, tais como curvas, ângulos, emendas, todos também modulares.

São muitas as variedades de construção, sendo que os condutores podem ser constituídos de barras retangulares, cilíndricas ocas ou maciças. Também os condutores podem ser recobertos de uma fina camada de prata em toda a sua extensão ou somente nos pontos de conexão.

Os dutos de barra podem ser ventilados ou não, dependendo do local de sua utilização. Somente devem ser empregados em instalações aparentes.

Os dutos de barra têm emprego, em geral, na ligação entre o Quadro de Distribuição Geral e os Quadros de Distribuição de Circuitos Terminais. Os dutos de barra têm a vantagem de apresentar uma baixa impedância e, conseqüentemente, uma baixa queda de tensão.

Devido ao seu custo elevado em relação aos condutores/condutos, somente devem ser aplicados em circuitos com elevada corrente de carga, quando esta relação de custo torna-se atraente economicamente.

A Figura 3.29 mostra a aplicação prática de um duto de barras. Já a Tabela 3.43 fornece os valores de capacidade de corrente nominais para barramentos pré-fabricados ou *busway*.

TABELA 3.43
Capacidade de corrente para barramentos blindados de cobre

Número de Barras por Fase	Seção da Barra (mm²)		Capacidade de Corrente	Resistência	Reatância
	Fase	Neutro	(A)	mΩ/m	mΩ/m
1	10 × 40	10 × 40	750	0,0446	0,1930
	10 × 60	10 × 40	1.000	0,0297	0,1700
	10 × 80	10 × 40	1.250	0,0223	0,1680
	10 × 100	10 × 60	1.550	0,0178	0,1530
	10 × 120	10 × 60	1.800	0,0148	0,1410
2	10 × 60	10 × 60	1.650	0,0148	0,1580
	10 × 80	10 × 80	2.000	0,0111	0,1460
	10 × 100	10 × 100	2.400	0,0089	0,1350
	10 × 120	10 × 120	2.800	0,0074	0,1230

(1) Para espaçamento entre barras maiores do que 2D na horizontal, não é necessário aplicar os fatores de redução, visto que o aquecimento mútuo é desprezível; (2) os valores de resistência e reatância são aproximados; (3) o grau de proteção do barramento é IP31 (uso interno); (4) a distância entre as barras é de 200 mm.

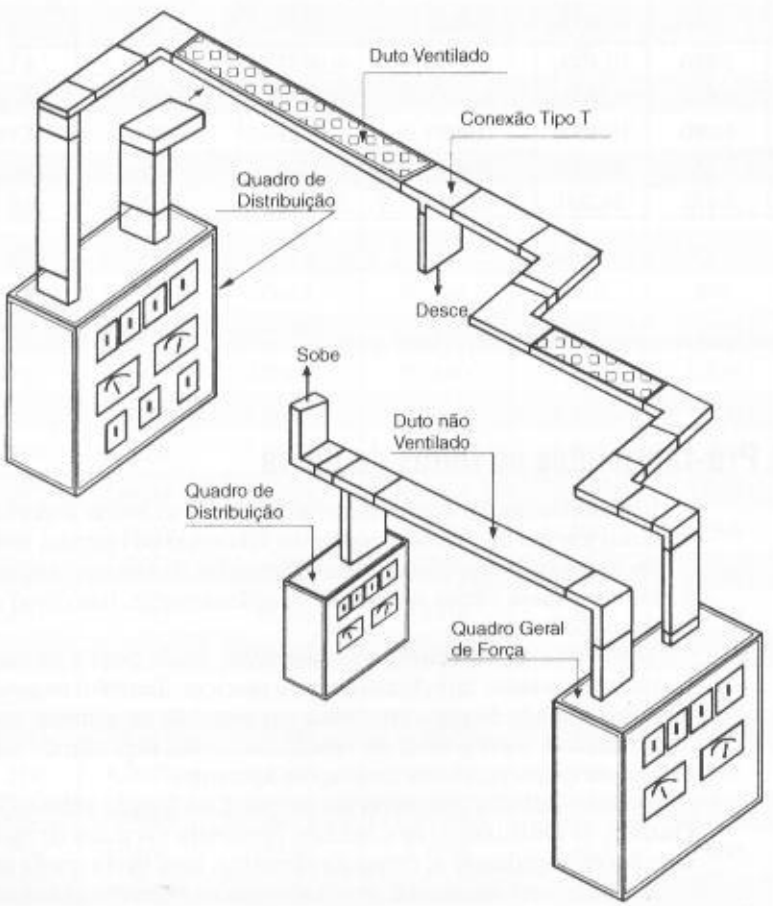


FIGURA 3.29
Exemplo de aplicação de dutos de barras

3.8 DIMENSIONAMENTOS DE CONDUTOS

Condutos é o nome genérico que se dá aos elementos utilizados para a instalação dos condutores elétricos.

A aplicação e o dimensionamento dos condutos merecem uma grande atenção por parte do instalador. De forma geral, alguns princípios básicos devem ser seguidos:

a) Nos condutos fechados todos os condutores vivos (fase e neutro) pertencentes a um mesmo circuito devem ser agrupados num mesmo conduto (eletroduto, calha, bandeja etc).
b) Não se deve instalar cada fase de um mesmo circuito em diferentes eletrodutos de ferro galvanizado (dutos magnéticos). Caso contrário, devido à intensa magnetização resultante, cujo valor é diretamente proporcional à corrente de carga do cabo, os eletrodutos sofrerão um elevado aquecimento, devido ao efeito magnético, que poderá danificar a isolação dos condutores.
c) Os condutos fechados somente devem conter mais de um circuito nas seguintes condições simultaneamente atendidas:

- todos os circuitos devem se originar de um mesmo dispositivo geral de manobra e proteção;
- as seções dos condutores devem estar dentro de um intervalo de três valores normalizados sucessivos; como exemplo, pode-se citar o caso de cabos cujos circuitos podem ser agrupados num mesmo eletroduto: 16, 25 e 35 mm^2;
- os condutores isolados ou cabos isolados devem ter a mesma temperatura máxima para serviço contínuo;
- todos os condutores forem isolados para a mais alta tensão nominal presente no conduto.

3.8.1 Eletrodutos

São utilizados eletrodutos de PVC ou de ferro galvanizado. Os primeiros são, em geral, embutidos em paredes, pisos ou tetos. Os segundos são geralmente utilizados em instalações aparentes, ou embutidos, quando se necessita de uma proteção mecânica adequada para o circuito.

Os eletrodutos de ferro galvanizado não devem possuir costura longitudinal e suas paredes internas devem ser perfeitamente lisas, livres de quaisquer pontos resultantes de uma galvanização imperfeita. Também cuidados devem ser tomados quanto às luvas e curvas. Quaisquer saliências podem danificar a isolação dos condutores.

A utilização de eletrodutos deve seguir os seguintes critérios:

a) Dentro de eletrodutos só devem ser instalados condutores isolados, cabos unipolares ou cabos multipolares, admitindo-se a utilização de condutor nu em eletroduto isolante exclusivo, quando tal condutor destinar-se a aterramento.
b) O diâmetro externo do eletroduto deve ser igual ou superior a 16 mm.
c) Em instalações internas onde não haja trânsito de veículos pesados, os eletrodutos de PVC devem ser enterrados a uma profundidade não inferior a 0,25 m.
d) Em instalações externas sujeitas a tráfego de veículos leves, os eletrodutos de PVC devem ser enterrados a uma profundidade não inferior a 0,45 m. Para profundidades inferiores, é necessário envelopar o eletroduto em concreto.
e) Em instalações externas sujeitas a trânsito de veículos pesados, os eletrodutos de PVC devem ser enterrados a uma profundidade não inferior a 0,45 m, protegidos por placa de concreto ou envelopados. Costuma-se, nestes casos, utilizar eletrodutos de ferro galvanizado.
f) Os eletrodutos aparentes devem ser firmemente fixados a uma distância máxima de acordo com as Tabelas 3.44 e 3.45.

TABELA 3.44
Distância máxima entre os elementos de fixação de eletrodutos rígidos metálicos

Tamanho do Eletroduto (in)	Distância Máxima entre Elementos de Fixação (m)
1/2 - 3/4	3,00
1	3,70
1 1/4 - 1 1/2	4,30
2 - 2 1/2	4,80
Maior ou igual a 3	6,00

TABELA 3.45
Distância máxima entre os elementos de fixação de eletrodutos rígidos isolantes

Diâmetro Nominal do Eletroduto (mm)	Distância Máxima entre Elementos de Fixação
16 - 32	0,90
40 - 60	1,50
75 - 85	1,80

g) É vedado o uso, como eletroduto, de produtos que não sejam expressamente apresentados comercialmente como tal.
h) Somente devem ser utilizados eletrodutos não-propagantes de chama.
i) Nos eletrodutos só devem ser instalados condutores isolados, cabos unipolares ou cabos multipolares, admitindo-se a utilização de condutor nu em eletroduto isolante exclusivo quando tal condutor se destina a aterramento.
j) A taxa máxima de ocupação em relação à área da seção transversal dos eletrodutos não deve ser superior a:

- 53% no caso de um único condutor ou cabo;
- 31% no caso de dois condutores ou cabos;
- 40% no caso de três ou mais condutores ou cabos;

k) O diâmetro externo dos eletrodutos deve ser igual ou superior a 16 mm.
l) Não deve haver trechos contínuos (sem interposição de caixas de derivação ou aparelhos) retilíneos de tubulação maiores do que 15 m para linhas internas e de 30 m para áreas externas às edificações.
m) Nos trechos com curvas, os espaçamentos anteriores devem ser reduzidos de 3 m para cada curva de 90°.
n) Quando o ramal de eletrodutos passar obrigatoriamente através de áreas inacessíveis, impedindo o emprego de caixas de derivação, esta distância pode ser aumentada desde que se proceda da seguinte forma:

- para cada 6 m, ou fração, de aumento dessa distância, utiliza-se um eletroduto de diâmetro de tamanho nominal imediatamente superior ao do eletroduto que normalmente seria empregado para o número e tipo de condutores.
- em cada trecho de tubulação — entre duas caixas, entre extremidades ou entre extremidade e caixa — podem ser previstas, no máximo, três curvas de 90° ou seu equivalente até no máximo 270°. Em nenhum caso devem ser previstas curvas com deflexão maior do que 90°;

o) Em cada trecho de tubulação delimitado, de um lado e de outro, por caixa ou extremidade de linha, qualquer que seja essa combinação (caixa-extremidade ou extremidade-extremidade) podem ser instaladas no máximo três curvas de 90° ou seu equivalente até no máximo 270°; em nenhuma hipótese devem ser instaladas curvas com deflexão superior a 90°;
p) Devem ser empregados caixas de derivação nos seguintes casos:

- em todos os pontos de entrada e saída dos condutores da tubulação, exceto nos pontos de transição ou passagem de linhas abertas para linhas em eletrodutos, os quais, nestes casos, devem ser rematadas com buchas;
- em todos os pontos de emenda ou derivação de condutores;
- os condutores devem formar trechos contínuos entre as caixas de derivação, isto é, não deve haver emendas dos condutores no interior do eletroduto;
- as emendas e derivações devem ficar no interior das caixas;

q) A área da seção transversal interna dos eletrodutos ocupada pelos cabos deve estar de acordo com a Tabela 3.46.

TABELA 3.46
Área dos eletrodutos rígidos ocupáveis pelos cabos

Eletrodutos Rígidos de PVC, do Tipo Rosqueado (DAISA) – NBR 6150										
Dimensões do Eletroduto							Área Ocupável pelos Cabos			
Tamanho	Rosca	Diâmetro Externo	Espessura da Parede		Área Útil		2 cabos: 31%		> 3 cabos: 40%	
			Classe A	Classe B	Classe A	Classe B	Classe A	Classe B	Classe A	Classe B
	pol	mm	mm	mm	mm²	mm²	mm²	mm²	mm²	mm²
16	1/2	21,1 ± 0,3	2,50	1,80	196	232	60	71	79	93
20	3/4	26,2 ± 0,3	2,60	2,30	336	356	104	110	135	143
25	1	33,2 ± 0,3	3,20	2,70	551	593	170	183	221	238
32	1 1/4	42,2 ± 0,3	3,60	2,90	945	1.023	282	317	378	410
40	1 1/2	47,8 ± 0,4	4,00	3,00	1.219	1.346	377	417	488	539
50	2	59,4 ± 0,4	4,60	3,10	1.947	2.189	603	678	779	876
65	2 1/2	75,1 ± 0,4	5,50	3,80	3.186	3.536	987	1.096	1.275	1.415
80	3	88 ± 0,4	6,20	4,00	4.441	4.976	1.396	1.542	1.777	1.990
100	4	114,3 ± 0,4	–	5,00	–	8.478	–	2.628	–	3.391
Eletrodutos Rígidos de Aço Carbono – NBR 5597										
Tamanho	Rosca	Diâmetro Externo	Espessura da Parede		Área Útil		2 cabos: 31%		> 3 cabos: 40%	
			Extra	Pesada	Extra	Pesada	Extra	Pesada	Extra	Pesada
	pol	mm	mm	mm	mm²	mm²	mm²	mm²	mm²	mm²
10	3/8	17,1 ± 0,38	2,25	2,00	118	127	36	40	47	51
15	1/2	21,3 ± 0,38	2,65	2,25	192	212	60	65	77	85
20	3/4	26,7 ± 0,38	2,65	2,25	347	374	107	115	139	150
25	1	33,4 ± 0,38	3,00	2,65	573	604	177	187	230	242
32	1 1/4	42,2 ± 0,38	3,35	3,00	969	1.008	300	312	388	403
40	1 1/2	48,3 ± 0,38	3,35	3,00	1.334	1.380	413	427	534	552
50	2	60,3 ± 0,38	3,75	3,35	2.158	2.225	668	689	963	890
65	2 1/2	73,0 ± 0,64	4,50	3,75	3.153	3.304	977	1.024	1.261	1.321
80	3	88,9 ± 0,64	4,75	3,75	4.871	5.122	1.510	1.584	1.948	2.044
90	3 1/2	101,6 ± 0,64	5,00	4,25	6.498	6.714	2.014	2.081	2.600	2.686
100	4	114,3 ± 0,64	5,30	4,25	8.341	8.685	2.585	2.692	3.336	3.474
125	5	141,3 ± 1	6,00	5,00	12.608	13.334	3.908	4.133	5.043	5.333
150	6	168,3 ± 1	6,30	5,30	18.797	19.286	5.827	5.978	7.519	7.714

Os eletrodutos são conhecidos pelo seu diâmetro interno em polegadas. No entanto, a partir das normas ABNT e IEC os eletrodutos são designados por um número adimensional a que se denomina "tamanho".

r) A área útil ocupável pelos condutores pode ser determinada a partir da Equação (3.25).

$$S_t = \frac{\pi}{4} \times [(D_e - \Delta D_e) - 2 \times E_p]^2 \quad (3.25)$$

D_e – diâmetro externo do eletroduto, em mm;
ΔD_e – variação do diâmetro externo, em mm;
E_p – espessura da parede do eletroduto, em mm.

Todas as dimensões dos condutores anteriormente mencionadas estão contidas na Tabela 3.47.

TABELA 3.47
Características dimensionais dos cabos

Seção Nominal (mm²)	Condutor		Cabos Isolados		Cabos Unipolares	
	N.º de fios	Diâmetro Nominal (mm)	Espessura da Isolação (mm)	Diâmetro Externo (mm)	Espessura da Isolação (mm)	Diâmetro Externo (mm)
1,50	7	1,56	0,7	3,0	1,0	5,50
2,50	7	2,01	0,8	3,7	1,0	6,00
4	7	2,55	0,8	4,3	1,0	6,80
6	7	3,00	0,8	4,9	1,0	7,30
10	7	3,12	1,0	5,9	1,0	8,00
16	7	4,71	1,0	6,9	1,0	9,00
25	7	5,87	1,2	8,5	1,2	10,80
35	7	6,95	1,2	9,6	1,2	12,00
50	19	8,27	1,4	11,3	1,4	13,90
70	19	9,75	1,4	12,9	1,4	15,50
95	19	11,42	1,6	15,1	1,6	17,70
120	37	12,23	1,6	16,5	1,6	19,20
150	37	14,33	1,8	18,5	1,8	21,40
185	37	16,05	2,0	20,7	2,0	23,80
240	61	18,27	2,2	23,4	2,2	26,70
300	61	20,46	2,4	26,0	2,4	29,50
400	61	23,65	2,6	29,7	2,6	33,50
500	61	26,71	2,8	33,3	2,8	37,30
630	61	29,26	3,0	36,2	3,0	40,25

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.15)

Determinar a área útil compatível de um eletroduto de PVC rígido, tamanho 60, classe B.

$$S_t = \frac{\pi}{4} \times [(D_e - \Delta D_e) - 2 \times E_p]^2 = \frac{\pi}{4}[(59{,}4 - 0{,}4) - 2 \times 3{,}1]^2 = 2.189 \text{ mm}^2$$

$D_e = 59{,}4$ mm
$\Delta D_e = 0{,}4$ mm
$E_p = 3{,}1$ mm

As dimensões das seções transversais dos condutores, tanto nus quanto cobertos com a isolação, são dadas na Tabela 3.47, tomadas em seus valores médios.

Portanto, para se determinar a área ocupada pelos condutores de um circuito típico e o consequente tamanho nominal do eletroduto, basta aplicar a Equação (3.26).

$$S_{cond} = \frac{N_{cf} \times \pi \times D_{cf}^2}{4} + \frac{N_{cn} \times \pi \times D_{cn}^2}{4} + \frac{N_{cp} \times \pi \times D_{cp}^2}{4} \quad (3.2$$

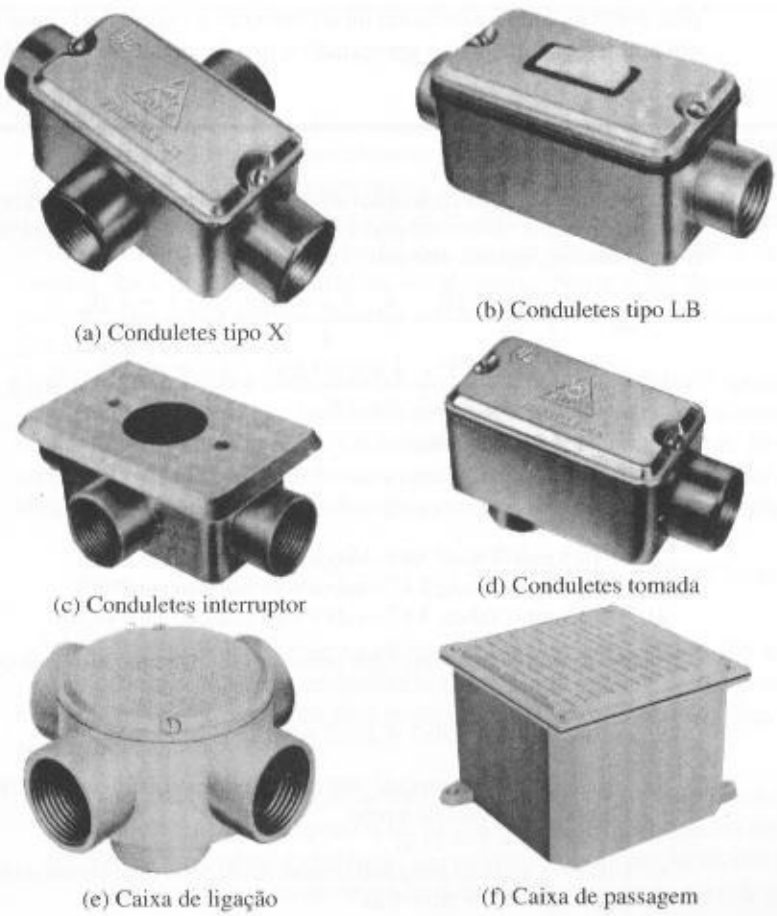
S_{cond} – seção ocupada pelos condutores, em mm²;
N_{cf} – número de condutores fase;
N_{cn} – número de condutores neutro;
N_{cp} – número de condutores de proteção;
D_{cf} – diâmetro externo dos condutores fase, em mm;
D_{cn} – diâmetro externo dos condutores neutro, em mm;
D_{cp} – diâmetro externo dos condutores de proteção, em mm.

Para maior facilidade de consulta, a Tabela 3.48 fornece diretamente a área ocupada pelos cabos PVC, XLPE e EPR.

TABELA 3.48
Área ocupada pelos cabos

Seção (mm²)	Área Total (mm²)			Seção (mm²)	Área Total (mm²)		
	PVC		XLPE ou EPR		PVC		XLPE ou EPR
	Isolado	Unipolar			Isolado	Unipolar	
1,5	7,0	23,7	23,7	70	130,7	188,7	188,7
2,5	10,7	28,2	28,2	95	179,7	246,0	246,0
4	14,5	36,3	36,3	120	213,8	289,5	289,5
6	18,8	41,8	41,8	150	268,8	359,6	359,6
10	27,3	50,2	50,2	185	336,5	444,8	444,8
16	37,4	63,6	63,6	240	430,0	559,9	559,9
25	56,7	91,6	91,6	300	530,9	683,5	683,5
35	72,3	113,1	113,1	400	692,8	881,4	881,4
50	103,8	151,7	151,7	500	870,9	1.092,7	1.092,7

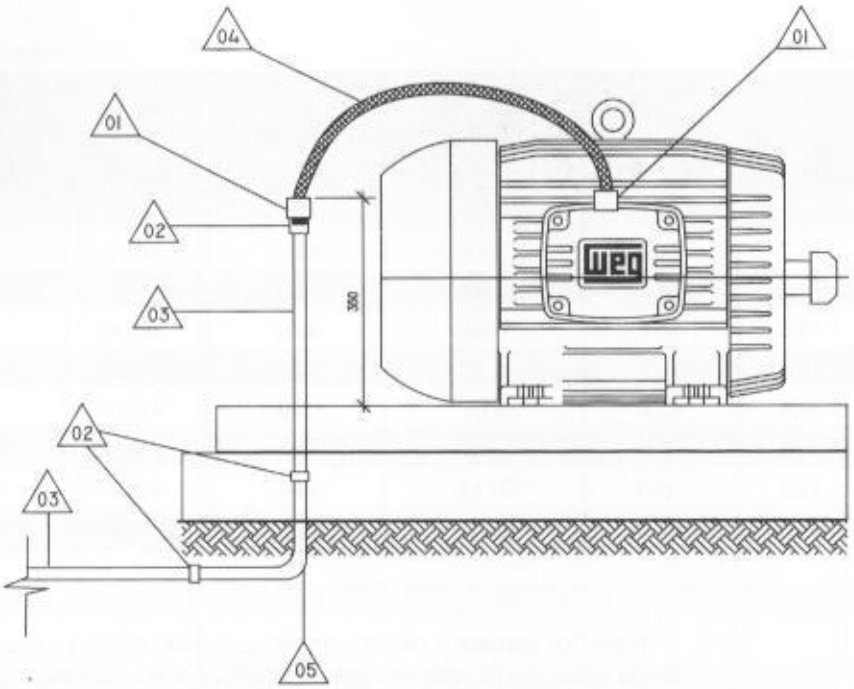
É prática comum a construção de pequenas, médias e grandes instalações industriais utilizando materiais de concreto pré-moldados. Após a construção do prédio, inicia-se o processo de execução das instalações de serviço (água, esgoto, luz etc.). Este procedimento visa a reduzir os custos de construção. Para tanto, é necessário que sejam utilizados materiais apropriados nos projetos das instalações de serviços. No caso das instalações elétricas, são utilizados os eletrodutos de ferro galvanizado associados a diferentes tipos de conduletes, conforme mostrados na Figura 3.30 (a), (b), (c) e (d) e caixas de ligação e de passagem de acordo com a Figura 3.30 (e) e (f). As instalações tornam-se relativamente simples e de fácil manutenção, já que praticamente todas as



(a) Conduletes tipo X
(b) Conduletes tipo LB
(c) Conduletes interruptor
(d) Conduletes tomada
(e) Caixa de ligação
(f) Caixa de passagem

FIGURA 3.30
Acessórios metálicos para instalações exteriores com eletroduto

FIGURA 3.31
Instalação de eletroduto para alimentação de um motor



Simbologia: 1 – conector macho de alumínio para tubo flexível; 2 – luva de ferro galvanizado; 3 – eletroduto de ferro galvanizado; 4 – eletroduto metálico flexível; 5 – curva de PVC

tubulações e demais acessórios são fixados e montados nas paredes e no teto de forma aparente. Esta forma de instalação é por demais utilizada em unidades fabris dotadas de motores instalados em estruturas metálicas, tais como usina de álcool, refinarias e congêneres.

A ligação dos motores em instalações industriais com a utilização de eletrodutos enterrados no piso normalmente é executada de acordo com a Figura 3.31. Esse tipo de ligação é muito utilizada em ambientes onde não é apropriado o uso de canaletas devido à presença de líquidos no piso.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.16)

Determinar a área da seção transversal de um eletroduto de aço carbono, parede pesada, que contém um circuito trifásico a cinco condutores (3F + N + PE) de isolação em PVC, classe B de seções transversais, respectivamente, iguais a 120 mm², 70 mm² e 70 mm².

$$S_{cond} = \frac{N_{cf} \times \pi \times D_{cf}^2}{4} + \frac{N_{cn} \times \pi \times D_{cn}^2}{4} + \frac{N_{cp} \times \pi \times D_{cp}^2}{4}$$

$$S_{cond} = \frac{3 \times \pi \times 16{,}5^2}{4} + \frac{1 \times \pi \times 12{,}9^2}{4} + \frac{1 \times \pi \times 12{,}9^2}{4} = 902{,}8 \text{ mm}^2$$

S_{elet} = 2 1/2" (Tabela 3.46)
$N_{cf} = 3$
$N_{cn} = 1$
$N_{cp} = 1$
D_{cf} = 16,5 mm (Tabela 3.47 – cabos com isolação em PVC)
D_{cn} = 12,9 mm (Tabela 3.47 – cabos com isolação em PVC)
D_{cp} = 12,9 mm (Tabela 3.47 – cabos com isolação em PVC)

Também, através da Tabela 3.48, pode-se obter o mesmo resultado com maior simplicidade.

$S_{elet} = S_{120} + S_{70} + S_{70}$
$S_{cond} = 3 \times 213{,}8 + 130{,}7 + 130{,}7 = 902{,}8 \text{ mm}^2$

Se considerar que o eletroduto tem o percurso dado na Figura 3.32, então o seu novo diâmetro será:

- Comprimento total do trecho
  $C_t = 3 \times 6 + 3 = 21$ m
- Distância máxima permitida considerando-se as duas curvas da Figura 3.32.
  $D_{máx} = 15 - (3 \times 2) = 9$ m

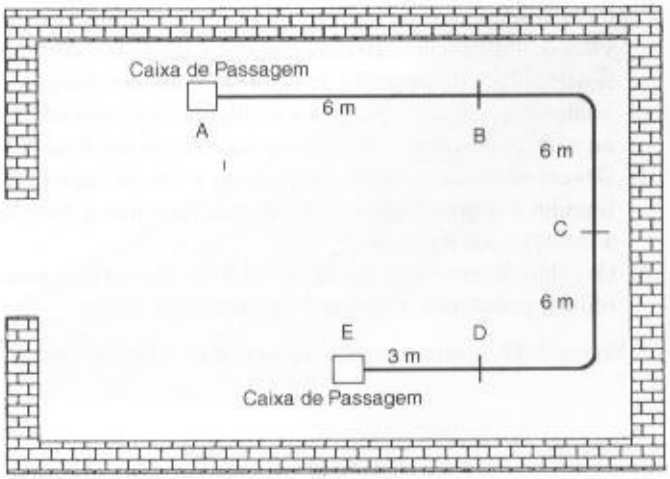


FIGURA 3.32
Percurso de um eletroduto e curvas correspondentes

- Diferença entre o comprimento total do trecho e a distância máxima permitida:
  $D_{ma} = C_t - D_{ms} = 21 - 9 = 12$ m
- Fração de aumentos para cada 6 m

$$F = \frac{D_{ma}}{6} = \frac{12}{6} = 2$$

- Diâmetro dos eletrodutos
  A − B = 6 m → 65 (2 1/2")
  B − C = 6 m → 65 (2 1/2")
  C − D = 6 m → 80 (3")
  D − E = 3 m → 100 (4")

Logo, o eletroduto do trecho A − E nas aplicações práticas será de tamanho 100 mm (4")

3.8.2 Canaletas no Solo

Sua construção é feita normalmente ao nível do solo, têm paredes de tijolo revestidas de massa de alvenaria ou podem ser construídas de concreto.

Nas instalações em canaletas deve-se evitar a penetração de líquidos. Quando isso não for possível, os cabos devem ser instalados no interior de eletrodutos estanques. As canaletas, na maioria dos casos, são construídas em alvenaria. Neste caso, devem-se aproveitar as dimensões padronizados do tijolo para construí-las, mesmo que isto resulte numa canaleta com seção superior ao mínimo calculado.

Os cabos instalados em canaletas, de preferência, devem ser dispostos em uma só camada. Os cabos também podem ser instalados em prateleiras dispostas em diferentes níveis da canaleta ou diretamente em suas paredes. Os cabos devem ocupar, no máximo, 30% da área útil da canaleta, ou seja, a seção transversal de uma canaleta onde estão instalados, por exemplo, 21 cabos unipolares de seção de 120 mm², diâmetro externo igual a 19,20 mm, Tabela 3.47, deve ser:

$$S_{ca} = \frac{21 \times \pi \times 19{,}20^2}{4} \times \frac{1}{0{,}30} = 20.267 \text{ mm}^2$$

A canaleta no solo deve ter no mínimo as dimensões de 200 × 105 mm, ou seja: 21.000 mm².

São de larga utilização em indústria com grande número de máquinas dispostas regularmente e cujo ponto de alimentação seja relativamente próximo ao piso. Sua utilização deve satisfazer aos seguintes princípios:

a) Nas canaletas no solo só devem ser utilizados cabos unipolares ou cabos multipolares. Os condutores isolados podem ser utilizados desde que contidos em eletrodutos.
b) Não é conveniente a utilização de canaletas no solo em locais em que haja a possibilidade da presença de água ou de outros líquidos no piso, como no caso de curtumes, setor de lavagem

e engarrafamento de indústria de cerveja e congêneres. São classificadas sob o ponto de vista de influências externas (presença de água), conforme código AD4, característico de possibilidade de projeção de água em qualquer direção.

c) Somente os cabos unipolares e multipolares podem ser instalados diretamente nas canaletas no solo. A utilização de cabos isolados deve ser feita dentro de eletrodutos.
d) Devem-se tomar medidas preventivas a fim de impedir a penetração de corpos estranhos e líquidos que possam, respectivamente, dificultar a dissipação de calor dos cabos e danificar a isolação dos mesmos.
e) Os cabos devem, de preferência, ser dispostos em uma única camada, podendo-se, no entanto, utilizar prateleiras instaladas em diferentes níveis.

A Figura 3.33 mostra a seção transversal de uma canaleta no solo.

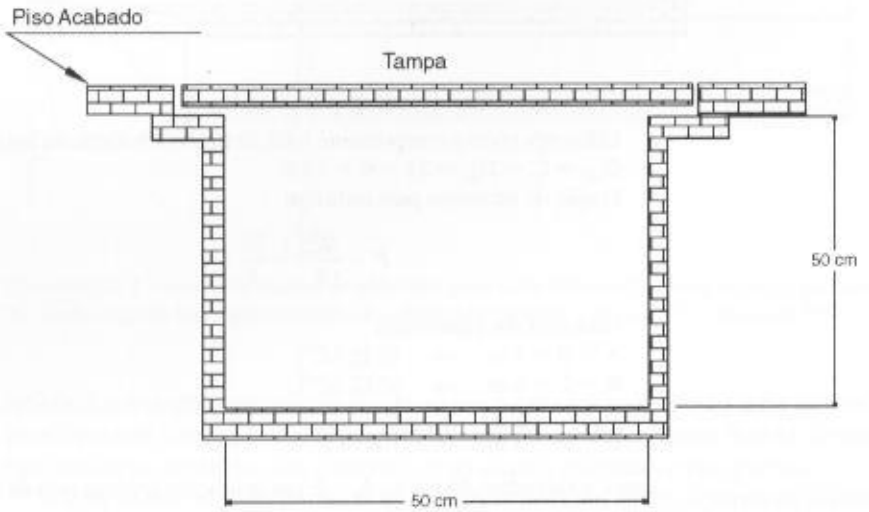


FIGURA 3.33
Corte transversal de canaleta no solo

3.8.3 Canaletas e Perfilados

São assim consideradas as canaletas constituídas de materiais sintéticos ou metálicos. A sua utilização requer o conhecimento de alguns princípios básicos. A NBR 5410/2004 estabelece que:

a) Nas canaletas instaladas sobre paredes, em tetos ou suspensas e nos perfilados, podem ser instalados condutores isolados, cabos unipolares e cabos multipolares.
b) Os condutores isolados só podem ser utilizados em canaletas ou perfilados de paredes não perfuradas e com tampas que só possam ser removidas com auxílio de ferramenta.
c) Admite-se o uso de condutores isolados em canaletas ou perfilados sem tampa ou com tampa desmontadas sem auxílio de ferramenta, ou canaletas ou perfilados com paredes perfuradas com ou sem tampa desde que estes condutos sejam instalados em locais acessíveis a pessoas advertidas ou qualificadas ou, ainda, sejam instalados a uma altura mínima de 2,50 m.

A Figura 3.34 mostra uma canaleta de material sintético, enquanto a Figura 3.35 mostra um perfilado metálico muito utilizado em projetos de iluminação interna de galpões industriais.

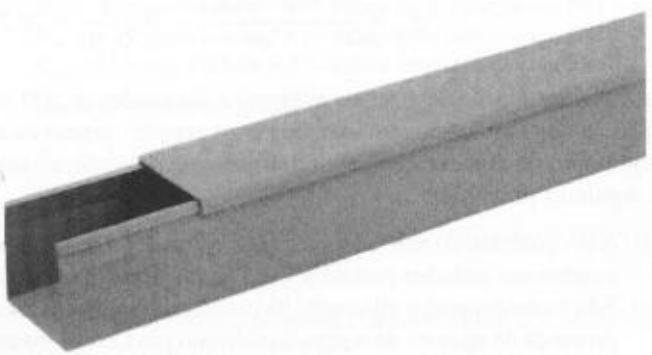
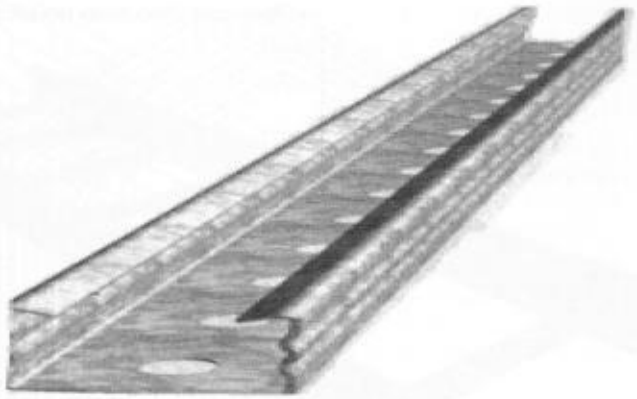


FIGURA 3.34
Canaleta de material sintético

FIGURA 3.35
Perfilado metálico



3.8.4 Bandejas, Leitos e Prateleiras

Há no mercado uma grande variedade construtiva de bandejas, leitos e prateleiras.

As bandejas, também conhecidas como eletrocalhas, são muito utilizadas em instalações industriais e comerciais onde há necessidade de reunir uma grande quantidade de cabos num determinado trajeto. São de fácil aplicação e muito flexíveis quanto à expansão do sistema elétrico. As Figuras 3.36 a 3.39 mostram diferentes tipos de eletrocalhas. Já as Figuras 3.40, 3.41 e 3.42 mostram várias aplicações de eletrocalhas.

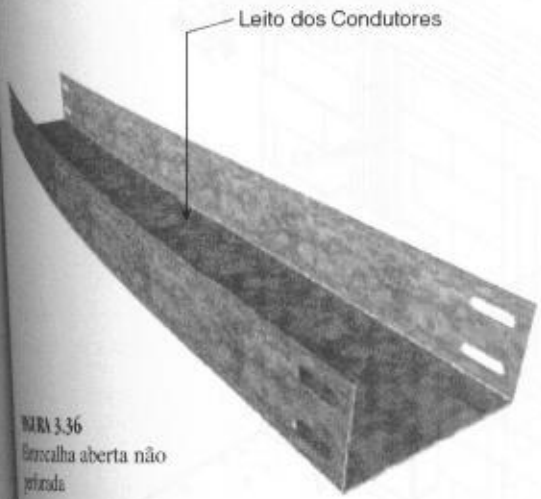


FIGURA 3.36
Eletrocalha aberta não perfurada

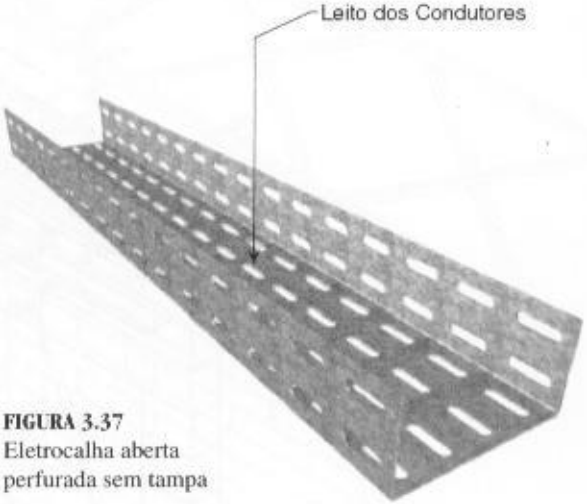


FIGURA 3.37
Eletrocalha aberta perfurada sem tampa

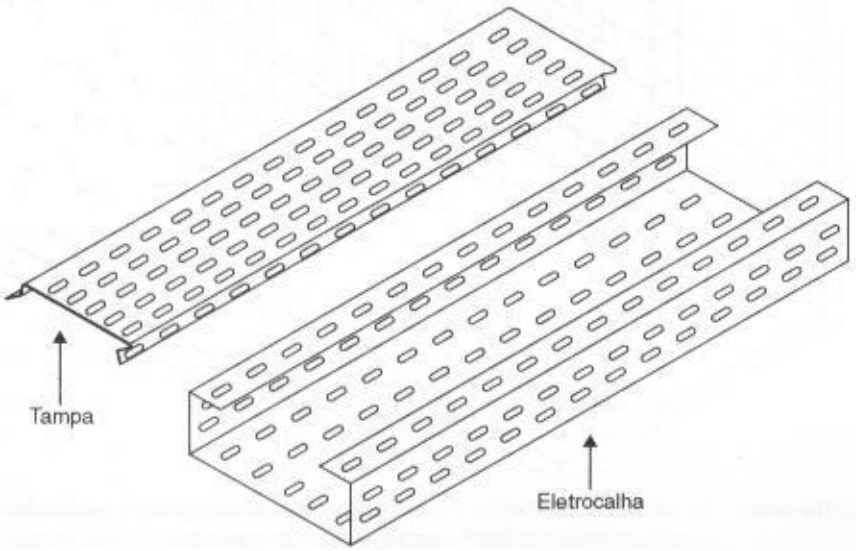


FIGURA 3.38
Eletrocalha ventilada com tampa

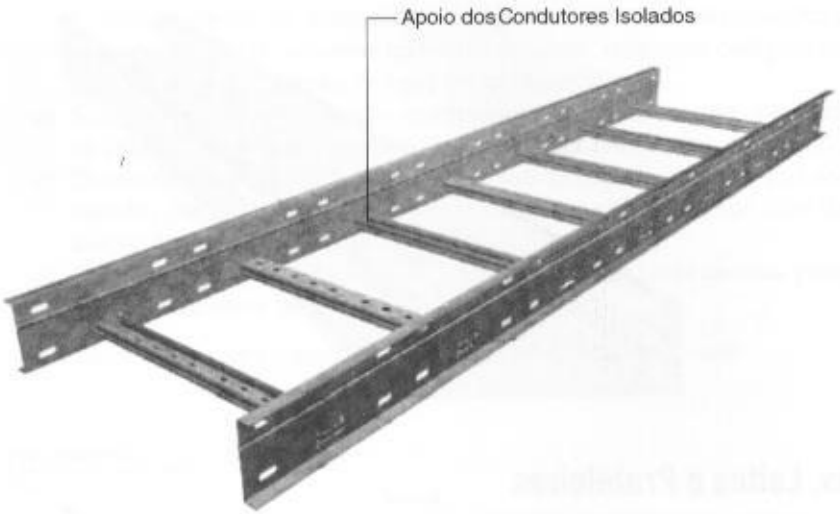


FIGURA 3.39
Leito (ou escada) para cabos

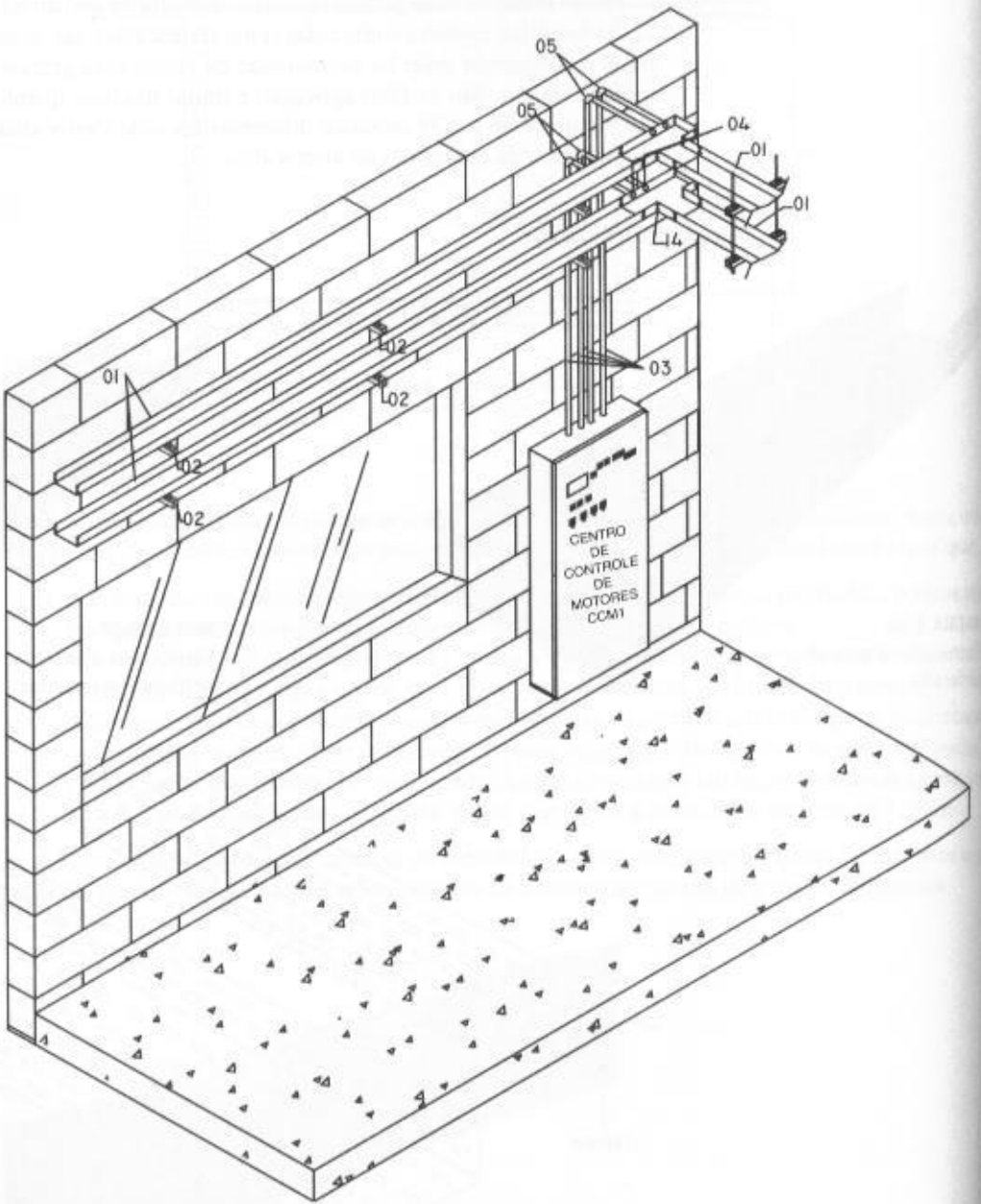


FIGURA 3.40
Instalação de eletrocalha com CCM

Simbologia: 1 – eletrocalha; 2 – mão-francesa; 3 – eletroduto; 4 – junção da eletrocalha; 5 – curva de ferro galvanizado

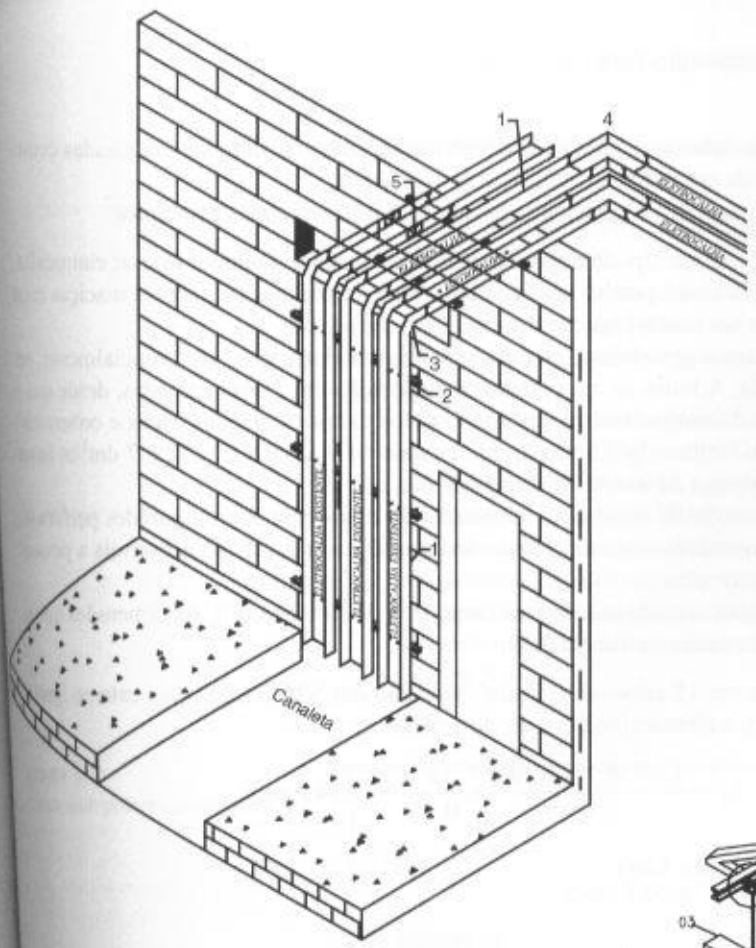
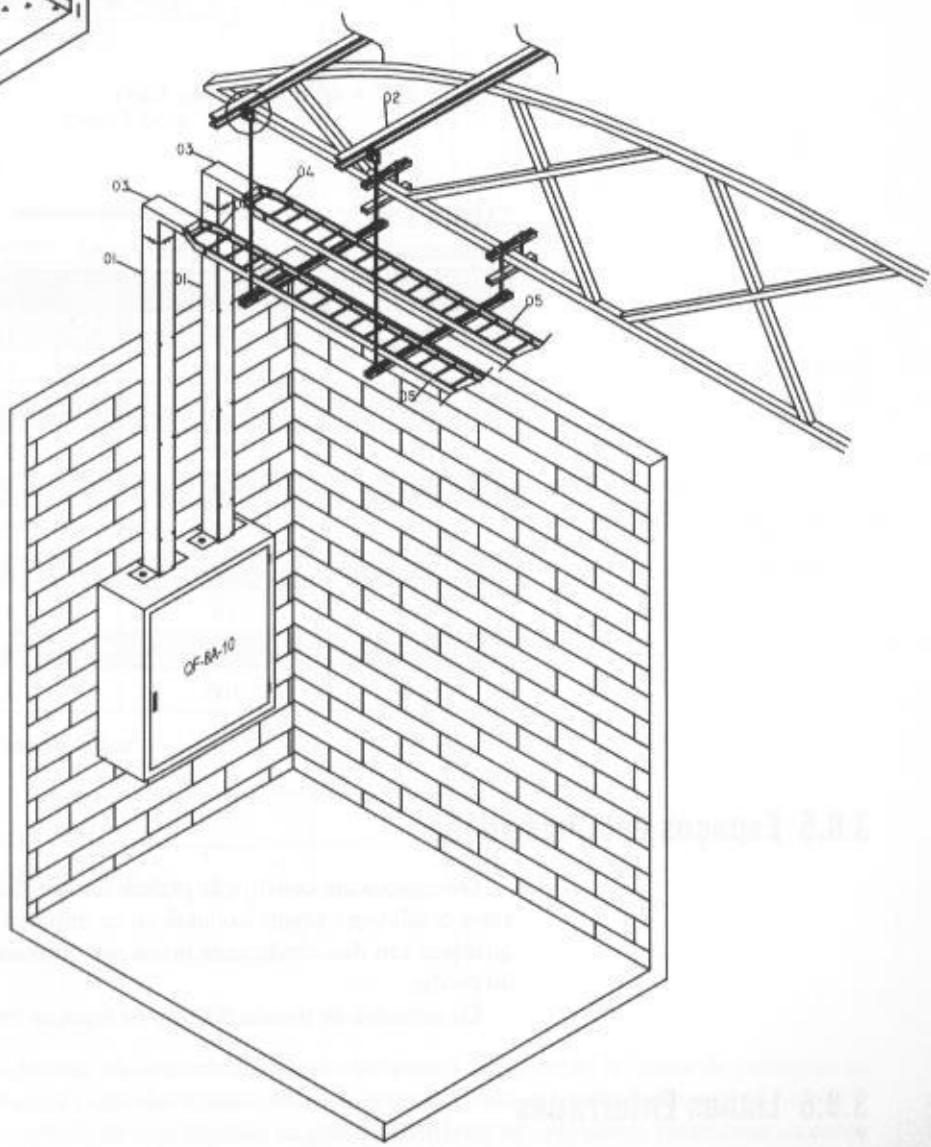


FIGURA 3.41
Instalação de eletrocalhas e canaletas no solo

Simbologia: 1 – eletrocalha; 2 – perfilado; 3 – curva vertical externa para eletrocalha; 4 – curva interna para eletrocalha; 5 – junção simples



Simbologia: 01 – Eletrocalha lisa dobrada com tampa; 02 – perfilado; 03 – curva vertical externa com tampa; 04 – redução para leito; 05 – leito para cabos

Normalmente, são modulares, constituídas de várias peças que podem ser encaixadas constituindo uma grande rede de condutos.

A aplicação de bandejas leitos e prateleiras devem seguir os seguintes princípios.

a) Os cabos unipolares e multipolares podem ser instalados em qualquer tipo de eletrocalha.
b) Os condutores isolados só podem ser instalados em eletrocalhas de paredes maciças cujas tampas só possam ser removidas com auxílio de ferramentas.
c) Nas bandejas, leitos e prateleiras, os cabos devem ser dispostos, preferencialmente, em uma única camada. Admite-se, no entanto, a disposição em várias camadas, desde que o volume de material combustível representado pelos cabos (isolações capas e coberturas) não ultrapasse aos limites de 3,5 dm^3/m para cabos BF da ABNT 6812 e 7 dm^3/m linear para cabos de categoria AF ou AF/R da ABNT 6812.
d) Admite-se a instalação de condutores isolados em eletrocalhas com paredes perfuradas e/ou tampas desmontáveis sem auxílio de ferramentas em locais só acessíveis a pessoas advertidas ou qualificadas.
e) É conveniente ocupar a calha com no máximo 35% de sua área útil. As dimensões típicas de eletrocalhas são dadas na Tabela 3.49.

No caso de se instalarem 15 cabos de 95 mm^2, isolação em XLPE (diâmetro externo igual a 17,7 mm – Tabela 3.47), a eletrocalha deve ter dimensões de:

$$S_{cl} = \frac{15 \times \pi \times 17{,}70^2}{4} \times \frac{1}{0{,}35} = 10.545 \text{ mm}^2$$

$S_{cl} = 200 \times 60$ mm (Tabela 3.49)

TABELA 3.49
Dimensionamento de eletrocalhas (mm)

Largura	Altura	Comprimento
50	40	1.000
100	40	1.000
150	60	1.000
150	60	2.000
200	60	2.000
300	75	2.000
300	75	3.000
400	75	3.000
500	100	3.000
600	100	3.000

3.8.5 Espaços em Construção

Os espaços em construção podem ser utilizados para conduzir condutores elétricos, desde que estes condutores sejam isolados ou se utilizem cabos unipolares ou multipolares, de forma que qualquer um dos condutores possa ser utilizado sem intervenção nos elementos de construção do prédio.

Os métodos de instalação para os espaços em construção são dados na Tabela 3.4.

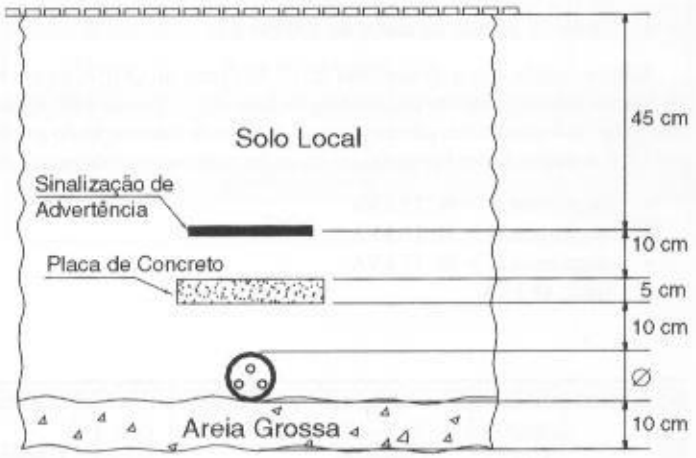
3.8.6 Linhas Enterradas

Não é comum o uso de condutores diretamente enterrados em instalações industriais em virtude da possibilidade de danos durante a movimentação de terra para ampliação e pelas dificuldades

adicionais de substituição dos condutores quando ocorrer um dano físico. Quando utilizados deve obedecer aos seguintes princípios:

- utilizar somente cabos unipolares ou cabos multipolares providos de armação ou proteção mecânica adicional;
- utilizar somente cabos armados quando não for empregada proteção mecânica adicional;
- somente utilizar condutores isolados em eletroduto enterrado se, no trecho enterrado, não houver nenhuma caixa de passagem e/ou derivação enterrada e for garantida a estanqueidade do eletroduto.
- os condutores devem ser enterrados a uma profundidade mínima de 0,70 m da superfície do solo, conforme Figuras 3.43 e 3.44;
- em travessias de veículos, a profundidade dos cabos deve ser de 1,0 m;
- no cruzamento de duas linhas elétricas, deve-se prever um afastamento de 0,20 m;
- no cruzamento de uma linha elétrica com um conduto não-elétrico, deve-se prever um afastamento de 0,20 m;
- qualquer linha elétrica enterrada, inclusive no interior de eletroduto, deve ser sinalizada continuamente por um elemento de advertência não sujeito à deterioração, conforme Figura 3.44.

FIGURA 3.43
Cabos multipolares enterrados



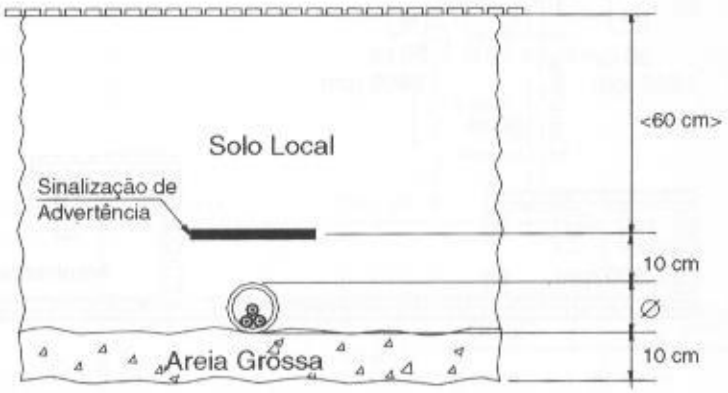


FIGURA 3.44
Cabos em duto enterrado

3.8.7 Túneis

Em muitas indústrias são construídos túneis destinados à instalação de dutos de passagem de diversas utilidades, tais como eletricidade, telefone, ar comprimido, ar condicionado etc., não se admitindo, no entanto, tubulação com líquidos ou gases inflamáveis ou corrosivos. Neste caso, os cabos podem ser instalados em bandejas, eletrodutos, calhas etc. dispostos de maneira a dar maior facilidade possível à manutenção e oferecer segurança completa à presença das pessoas autorizadas.

3.8.8 Linhas Elétricas Enterradas

São assim denominadas os circuitos elétricos constituídos de condutores unipolares ou multipolares instalados diretamente no solo ou no interior de eletrodutos, de acordo com os métodos de instalação de número 61, 61A, 63 da Tabela 3.4. Devem ser protegidas contra avarias mecânicas, umidade e produtos químicos.

A proteção mecânica pode ser fornecida pelo próprio condutor quando for especificado o tipo do armado, isto é, dotado de uma armação metálica. Já a proteção contra umidade e produtos químicos é realizada especificando-se um cabo com capa de cobertura e isolação adequados ao meio.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (3.17)

Determinar a seção dos condutores da instalação industrial mostrada na Figura 3.45, sabendo-se que:

- tensão secundária: 380Y/220V;
- freqüência: 60 Hz;
- temperatura ambiente para o motor de 100 cv: 40°C;
- tipo de isolação dos cabos unipolares dos circuitos terminais dos motores: PVC/70°C – 0,6/1 kV;
- tipo de isolação dos cabos unipolares dos circuitos de distribuição dos QGF, CCM e QDLs: XLPE/90°C – 0,6/1 kV;
- tempo de partida do motor de 100 cv: 8 s.

Sabe-se, ainda, que o alimentador do CCM deriva do QGF e, no trecho entre este e o QDL1, os condutores ocupam a mesma canaleta de construção fechada. A Tabela 3.50 fornece os valores de carga da instalação referentes às dependências administrativas. A carga de iluminação do galpão industrial tem fator de potência igual a 0,95, é constituída por lâmpadas de descarga com reator eletrônico e opera durante 24 horas. Seu valor é:

- carga entre A – N: 15 kVA
- carga entre B – N: 16 kVA
- carga entre C – N: 17 kVA
- Total: 48 kVA

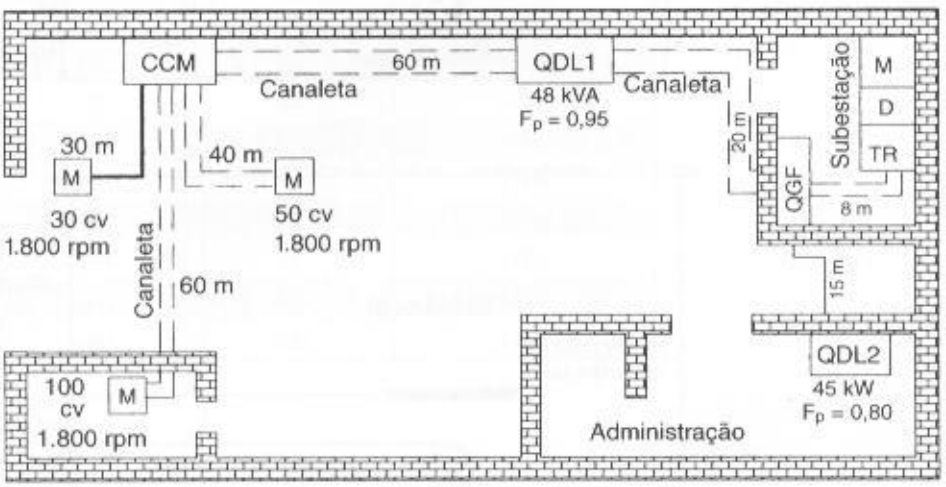


FIGURA 3.45
Instalação industrial

Será adotado o sistema de distribuição TN–S. O condutor de proteção será de cobre nu. Todos os cabos dispostos em canaleta estão de conformidade com a Figura 3.47. A canaleta é do tipo não ventilada no solo. O fator de potência médio da carga dos aparelhos dados na Tabela 3.50 é considerado 0,80. Será admitida, no exemplo, uma queda de tensão máxima de 6% entre os terminais secundários do transformador da subestação e o ponto de alimentação da carga, sendo 2% para os circuitos terminais e ramais parciais, 3% para os alimentadores do CCM e QDL, e 1% para o alimentador do QGF. O fator de potência dos motores é dado na Tabela 6.3. Não serão aplicados os fatores de utilização e de simultaneidade. As correntes de curto-circuito nos diferentes pontos do sistema estão definidas no diagrama unifilar da Figura 3.46. O tempo de atuação de todas as proteções será considerado igual a 30 ciclos, ou seja, 0,50 s.

TABELA 3.50
Quadro de carga da área administrativa –380/220 V – QDL2

Circuito n.º	Designação da Carga	N.º pólos	A	B	C
			W	W	W
1	Iluminação	1	2.100		
2	Tomada	1		1.200	
3	Chuveiro	1		2.800	
4	Chuveiro	1			2.800
5	Ar condicionado	1			2.400
6	Ar condicionado	1	2.400		
7	Ar condicionado	1	2.400		
8	Iluminação	1		1.900	
9	Iluminação	1	2.000		
10	Aquecedor	1		2.500	
11	Aquecedor	1			2.500
12	Tomadas	1			1.200
13	Tomadas	1		2.000	
14	Ar condicionado	1		2.400	
15	Ar condicionado	1	2.400		
16	Fogão elétrico	1	6.000		
17	Forno elétrico	1			6.000
Total			**17.300**	**12.800**	**14.900**

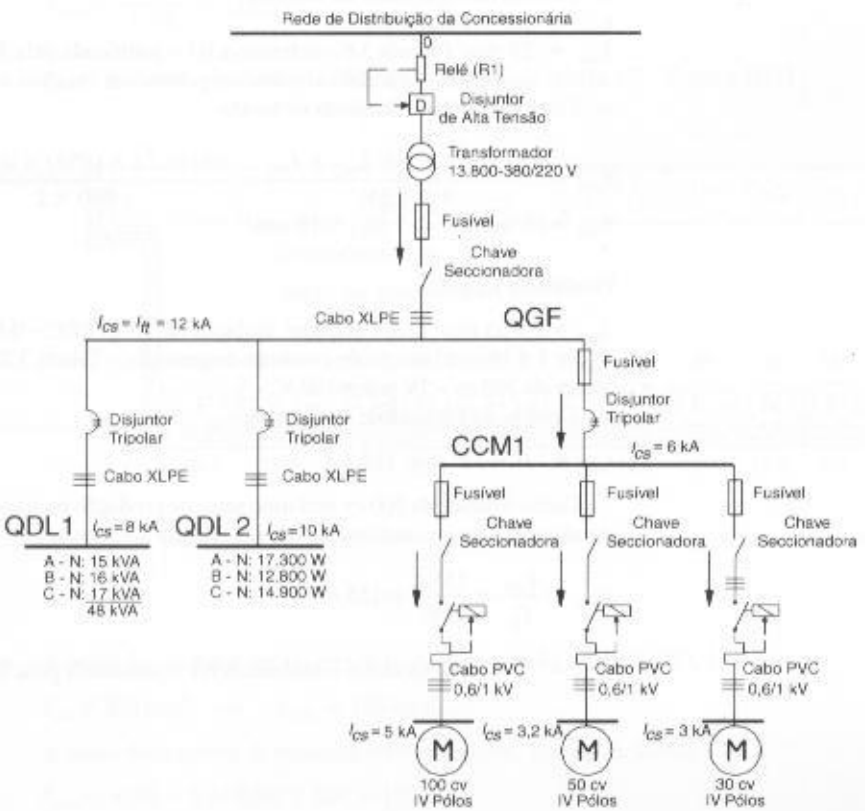


Figura 3.46
Diagrama unifilar

a) Circuitos terminais

a1) Circuitos dos motores

- Motor de 30 cv – IV pólos/380 V
  - Critérios da capacidade de corrente

Da Equação (3.10), tem-se:

$I_{cm1} = F_s \times I_{nm1}$
$I_{nm1} = 43{,}3$ A (Tabela 6.3)
$I_{cm1} = 1{,}0 \times 43{,}3 = 43{,}3$ A
$S_{cm1} = 3 \# 10$ mm² (Tabela 3.6 – referência D justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 61A: cabos unipolares em eletroduto enterrado ou em canaleta não ventilada enterrada)

- Critério do limite da queda de tensão

Da Equação (3.17), tem-se:

$$S_{cm1} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times L_{cm1} \times I_{cm1}}{V_g \times \Delta V_c} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times (1/56) \times 30 \times 43{,}3}{2 \times 380}$$

$S_{cm1} = 5{,}28$ mm² $\rightarrow$ $S_{cm1} = 6$ mm²

Adotando-se a seção do condutor que satisfaça simultaneamente às condições de capacidade de corrente e queda de tensão, tem-se:

$S_{cm1} = 3 \# 10$ mm² (cabo unipolar, isolação em PVC/70°C – 0,6/1 kV)
$S_{cpm1} = 1 \# 10$ mm² (seção do condutor de proteção – Tabela 3.25)

Adotando-se a Equação (3.18), tem-se:

$$\Delta V_c = \frac{\sqrt{3} \times I_c \times L_c \times (R \times \cos\phi + X \operatorname{sen}\phi)}{10 \times N_{cp} \times V_g} =$$

$$= \frac{\sqrt{3} \times 43{,}3 \times 30 \times (3{,}7035 \times \cos 33{,}90 + 0{,}1225 \times \operatorname{sen} 33{,}90)}{10 \times 1 \times 380}$$

$\Delta V_c = 1{,}86\%$ (valor próximo ao valor de 2% adotado e que resultou no condutor de 6 mm², cujos dados de impedância foram colhidos da Tabela 3.22)

- Motor de 50 cv – IV pólos/380 V
  - Critério da capacidade de corrente

  $I_{cm2} = 1{,}0 \times 68{,}8 = 68{,}8$ A
  $S_{cm2} = 25$ mm² (Tabela 3.6 – referência B1 – justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 33: condutores isolados ou cabos unipolares em canaleta fechada embutida no piso)

  - Critério do limite da queda de tensão

$$S_{cm2} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times L_{cm2} \times I_{cm2}}{V_g \times \Delta V_c} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times (1/56) \times 40 \times 68{,}8}{380 \times 2}$$

$S_{cm2} = 11{,}9$ mm² $\rightarrow$ $S_{cm2} = 16$ mm²

Finalmente tem-se:

$S_{cm2} = 3 \# 25$ mm² (cabo unipolar, isolação em PVC/70°C – 0,6/1 kV)
$S_{cp2} = 1 \# 16$ mm² (seção do condutor de proteção – Tabela 3.25)

- Motor de 100 cv – IV pólos/380 V
  - Critério da capacidade de corrente

$I_{cm3} = 1{,}0 \times 135{,}4 = 135{,}4$ A

Como o motor de 100 cv está num setor de produção cuja temperatura é de 40°C, deve-se corrigir o valor da corrente conforme o valor da Tabela 3.12, ou seja:

$$I_{cm3c} = \frac{I_{cm3}}{F_{ct}} = \frac{135{,}4}{0{,}87} = 155{,}6 \text{ A}$$

$S_{cm3} = 70$ mm² (Tabela 3.6 – referência B1 – justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 33

– Critério do limite da queda de tensão

$$S_{cm3} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times L_{cm3} \times I_{cm3}}{V_g \times \Delta V_c} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times (1/56) \times 60 \times 135{,}4}{380 \times 2}$$

$S_{cm3} = 33{,}0 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{cm3} = 35 \text{ mm}^2$

Adotando-se, então, o maior valor das seções obtidas, tem-se:

$S_{cm3} = 3 \# 70 \text{ mm}^2$ (cabo unipolar, isolação em PVC/70°C – 0,6/1 kV)
$S_{cp3} = 1 \# 35 \text{ mm}^2$ (cabo unipolar, isolação em PVC/70°C – 0,6/1 kV)

a2) Circuito terminais de iluminação

O exemplo não contempla os circuitos terminais de iluminação. A carga concentrada no QDL1 é de 48 kVA, com $\cos\psi = 0{,}95$.

b) Circuitos de distribuição dos CCM e QDL1

b1) Centro de Controle de Motores (CCM)

– Critério da capacidade de corrente

De acordo com a Equação (3.11), tem-se:

$I_{ccm} = I_{mm1} \times F_{s(1)} + I_{mm2} \times F_{s(2)} + I_{mm3} \times F_{s(3)}$
$F_{s(1)} = F_{s(2)} = F_{s(3)} = 1$
$I_{ccm} = 43{,}3 + 68{,}8 + 135{,}4 = 247{,}50 \text{ A}$
$S_{ccm} = 150 \text{ mm}^2$ (Tabela 3.7, cabo XLPE, referência D – justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 61A)

Os condutores do CCM estão agrupados juntamente com os condutores que alimentam o QDL1, na mesma canaleta, totalizando sete cabos carregados (o condutor neutro do QDL1 é contado, pois integra um circuito com lâmpadas de descarga). A Tabela 3.15 indica o fator de agrupamento desejado. Sendo sete cabos carregados, o número de circuitos será de 7/3 = 3,2 circuitos, ou simplesmente 3, tomando-se, portanto, o valor do fator de agrupamento $F_{ag} = 0{,}70$ (item 1 da Tabela 3.15).

É importante observar que, se os condutores forem dispostos na canaleta, de modo a manter um afastamento entre si igual ao dobro do seu diâmetro externo, não será necessário aplicar nenhum fator de agrupamento. Desta forma, a canaleta deveria ter as dimensões em mm, dadas na Figura 3.47. Entretanto, para demonstrar a aplicação, será considerado o fator de correção de agrupamento a ser aplicado ao valor da corrente de carga para três condutores obtidos da Tabela 3.12.

$$I_{ccm2} = \frac{247{,}50}{0{,}70} = 353{,}5 \text{ A}$$

$S_{ccm} = 300 \text{ mm}^2$ – isolação XLPE/90°C – 0,6/1 kV (Tabela 3.7 – Coluna D11)

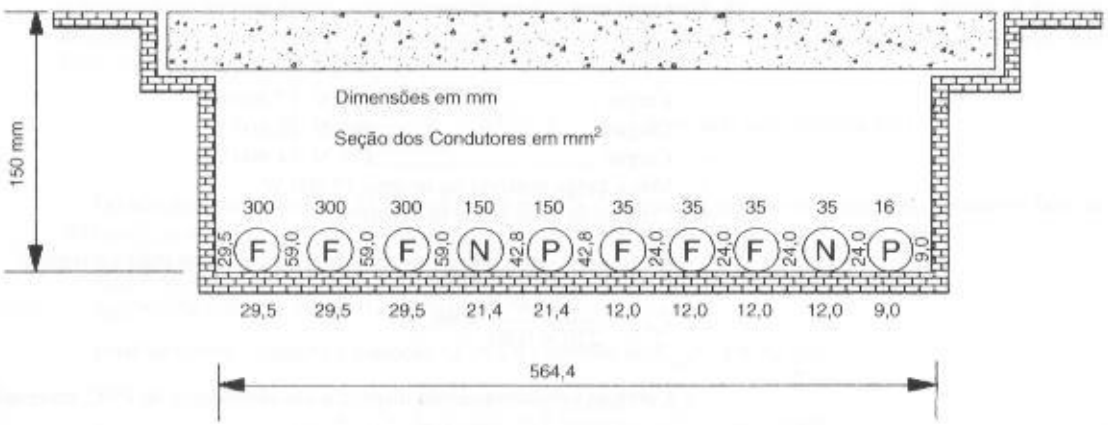


FIGURA 3.47
Corte transversal de uma canaleta com os respectivos condutores

A seção do condutor neutro correspondente, segundo a Tabela 3.23, é:

$S_{ccm} = 300 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{nccm} = 150 \text{ mm}^2$

A seção do condutor de proteção correspondente, segundo a Tabela 3.25, é:

$S_{pccm} = 0{,}50 \times S = 0{,}50 \times 300 = 150 \text{ mm}^2$

b2) Quadro de Distribuição de Luz (QDL1)

- Critério da capacidade de corrente

$$I_{qdl1} = \frac{17.000}{220} = 77,2 \text{ A (fase C-N)}$$

S_{qdl1} = 16 mm² (Tabela 3.7 – coluna D11 – justificada pela Tabela 3.4 – referência de instalação 61A)

Aplicando-se o fator de agrupamento F_{ag} = 0,70, conforme já foi justificado anteriormente, tem-se:

$$I_{qdl1} = \frac{77,2}{0,70} = 110,2 \text{ A}$$

S_{qdl1} = 35 mm² (Tabela 3.7 – coluna D11)

- Critério do limite da queda de tensão

$$S_{qdl1} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times L_{qdl1} \times I_{qdl1}}{V_g \times \Delta V_c} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times (1/56) \times 20 \times 77,2}{380 \times 3} = 4,18 \text{ mm}^2$$

Logo, a seção escolhida será:
S_{qdl1} = 3 # 35 mm² (XLPE/90°C – 0,6/1 kV)

A seção do condutor neutro correspondente, segundo a Tabela 3.23, é:
S_{qdl1} = 35 mm² → S_{nqdl1} = 25 mm²

Nenhuma redução na seção do condutor neutro será adotada em função da presença de motores eletrônicos e a geração de componentes hormônicos.

S_{nqdl1} = 35 mm²

A seção do condutor de proteção correspondente, segundo a Tabela 3.25, vale:

S_{pqdl1} = 16 m² (XLPE/90°C – 0,6/1 kV)

b3) Quadro de Distribuição de Luz (QDL2)

Aplicando-se os fatores de demanda sobre a parte da carga instalada de iluminação e tomada, constantes da Tabela 1.6, tem-se:

- Primeiros 20.000 W: 100%.....10.400 W (corresponde só a iluminação e tomadas)
- Ar condicionado.....12.000 W
- Aquecedor.....5.000 W
- Fogão elétrico.....6.000 W
- Chuveiro.....5.600 W
- Forno elétrico.....6.000 W

Demanda máxima resultante.....45.000 W

Do Quadro de Carga da Tabela 3.50, tem-se:

- Cargas .....A – N: 17.300 W
- Cargas .....B – N: 12.800 W
- Cargas .....C – N: 14.900 W
- Maior carga possível no neutro: 17.300 W

• Critério da capacidade de corrente

De acordo com a Equação (3.8), tem-se para a fase mais carregada:

$$I_{qdl2} = \frac{17.300}{220 \times 0,80} = 98,3 \text{ A}$$

Como os condutores estão dispostos em eletrodutos de PVC, enterrados no solo, tem-se:

S_{qdl2} = 25 mm² (Tabela 3.7 - coluna D11 – método de instalação 61A da Tabela 3.4)

• Critério do limite da queda de tensão

$$S_{qdl2} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times L_c \times I_c}{V_g \times \Delta V_c} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times (1/56) \times 15 \times 98,3}{380 \times 3} = 4,0 \text{ mm}^2$$

S_{nqdl2} = 4 mm²

Adotando-se o valor que conduz à maior seção transversal, tem-se:

$S_{qd2} = 3 \# 25$ mm² (XLPE/90°C – 0,6/1 kV)

A seção do condutor neutro vale:

$S_{nqd2} = 25$ mm² → $S_{nqd2} = 1 \# 25$ mm² (Tabela 3.23)

A seção do condutor de proteção vale:

$S_{pqd2} = 1 \# 16$ mm² (Tabela 3.25)

c) Circuito de alimentação do QGF

Para o cálculo do alimentador do QGF, foi considerada equilibrada a carga dos QDLs e CCM1, ou seja:

$$I_{qd1} = \frac{48}{\sqrt{3} \times 0{,}38} = 72{,}9 \text{ A}$$

$$I_{qd2} = \frac{45.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}80} = 85{,}4 \text{ A}$$

Considerando-se os fatores de potência das cargas (motores e iluminação), tem-se:

- Critério da capacidade de corrente

$I_{qgu} = 43{,}3 \times 0{,}83 + 68{,}8 \times 0{,}86 + 135{,}4 \times 0{,}87 + 72{,}9 \times 0{,}95 + 85{,}4 \times 0{,}80 = 350{,}4$ A
$I_{qgr} = 43{,}3 \times 0{,}55 + 68{,}8 \times 0{,}51 + 135{,}4 \times 0{,}49 + 72{,}9 \times 0{,}31 + 85{,}4 \times 0{,}60 = 199{,}0$ A
$I_{qgfn} = \sqrt{350{,}4^2 + 199{,}0^2} = 402{,}9$ A

$S_{qgf} = 400$ mm² (Tabela 3.7 – coluna D – método de instalação 61A da Tabela 3.4)

- Critério do limite da queda de tensão

$$S_{qgf} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times \rho \times L_c \times I_c}{V_f \times \Delta V_c} = \frac{100 \times \sqrt{3} \times (1/56) \times 8 \times 402{,}9}{380 \times 1} = 26{,}2 \text{ mm}^2$$

$S_{qgf} = 3 \# 400$ mm² (XLPE/90°C – 0,6/1 kV)

Como a soma das potências absorvidas pelos equipamentos de utilização alimentados entre cada fase e o neutro, ou seja, $P_{qd1} + P_{qd2} = 48 + 45/0{,}8 = 104{,}2$ kVA é superior a 10% da potência total transportada pelo circuito ($P_t = \sqrt{3} \times 0{,}38 \times 402{,}9 = 265{,}1$ kVA), logo, a seção do condutor neutro não pode ser reduzida, isto é:

$S_{nqgf} = 1 \# 400$ mm² (XLPE/90°C – 0,6/1 kVA)

É aconselhável que o condutor que liga o transformador ao QGF seja dimensionado pela potência nominal do transformador, e não pela potência demandada da carga. Isto se deve ao fato de se poder utilizar toda a potência do transformador, que normalmente é superior ao valor da potência da carga, devido à escolha do mesmo recair nas potências padronizadas. Neste caso, a potência nominal do transformador será de 300 kVA, cuja corrente nominal vale:

$$I_{nt} = \frac{300}{\sqrt{3} \times 0{,}38} = 455{,}8 \text{ A} \quad \rightarrow \quad S_c = 400 \text{ mm}^2 \text{ (Tabela 3.7)}$$

De acordo com a Tabela 3.25, a seção do condutor de proteção, função da seção dos condutores fase de 400 mm², será:

$S_{pqgf} = 0{,}50 \times S_{qgf} = 0{,}50 \times 400 = 200$ mm²
$S_{pqgf} = 240$ mm² (XLPE 90°C – 0,6/1 kV)

Pode-se adotar, segundo a Equação (3.24), o condutor de $S_{pqgf} = 1 \# 50$ mm²

$$S_{pqgf} = \frac{\sqrt{I_{fi}^2 \times T_c}}{K} = \frac{\sqrt{12.000^2 \times 0{,}5}}{176} = 48{,}2 \text{ mm}^2$$

$I_{fi} = 12.000$ A (corrente de curto-circuito fase e terra no barramento do QGF)
$K = 176$ (circuito cujos condutores têm isolação em XLPE)

d) Fator de potência médio da instalação

$$\cos\psi = \cos \text{arctg}\left(\frac{199{,}0}{350{,}4}\right) = 0{,}86$$

e) Capacidade da corrente de curto-circuito

Após definida a seção de todos os condutores e barras, e calculada a potência nominal dos transformadores deve-se proceder à determinação das correntes de curto-circuito para os diferentes pontos da rede, notadamente os barramentos dos CCM, QDLs, QGF e terminais de ligação dos motores.

Os cabos, já dimensionados, devem suportar as intensidades dessas correntes, o que pode ser verificado através dos gráficos das Figuras 3.26 e 3.27.

O processo de cálculo das correntes de curto-circuito será mostrado no Capítulo 5.

A verificação das seções dos condutores referente à suportabilidade das correntes de curto-circuito pode ser feita da forma como se segue:

e1) Motor de 30 cv – IV pólos/380 V

Da Equação (3.19), tem-se:

$$S_{cm1} = \frac{\sqrt{0,5} \times 3}{0,34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + 160}{234 + 70}\right)}} = 18,5 \text{ mm}^2$$

Como a seção mínima do condutor exigida é de 18,5 mm² pelo método da capacidade da corrente de curto-circuito para um tempo de proteção de 0,5 s, e a seção já calculada é de 10 mm², logo, é necessário rever este último valor, elevando-se a referida seção dos condutores fase para 25 mm², ou seja:

S_{cm1} = 3 # 25 mm² (PVC/70°C – 0,6/1 kV)
S_{cp1} = 1 # 16 mm² (PVC/70°C – 0,6/1 kV)

Esta seção poderia também ser obtida através da Figura 3.27, entrando-se com o valor da corrente de curto-circuito de 3 kA no eixo vertical do gráfico até encontrar a reta inclinada, que representa o tempo de eliminação de defeito igual a 30 ciclos (0,5 s), obtendo-se, em conseqüência, no eixo horizontal, a seção mínima admitida de S_{cm1} = 18,5 mm².

e2) Motor de 50 cv – IV pólos/380 V

$$S_{cm2} = \frac{\sqrt{0,5} \times 3,2}{0,34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + 160}{234 + 70}\right)}} = 19,8 \text{ mm}^2$$

Sendo a seção do condutor igual a 25 mm², já determinada, pelo método da capacidade de corrente, então deve permanecer com o mesmo valor, ou seja:

S_{cm2} =3 # 25 mm² (PVC/70° – 0,6/1 kV)
S_{cp2} =1 # 16 mm² (PVC/70° – 0,6/1 kV)

e3) motor de 100 cv – IV pólos/380 V

$$S_{cm3} = \frac{\sqrt{0,5} \times 5}{0,34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + 160}{234 + 70}\right)}} = 30,9 \text{ mm}^2$$

Logo, a seção do condutor, que é de 70 mm², está compatível com o método da capacidade de corrente de curto-circuito, ou seja:

S_{cm3} = 3 # 70 mm²
S_{cp2} = 1 # 35 mm²

Deixa-se para o leitor a verificação da capacidade de corrente de curto-circuito para o restante dos condutores, a qual deve obedecer à mesma sistemática seguida:

f) Dutos

- Circuitos do motor de 30 cv: eletroduto de PVC rígido rosqueado, classe A (Tabela 3.46)
  - condutores: 3 # 25 mm² + 1 PE – 16 mm²

Através da Tabela 3.47, considerando-se os condutores unipolares de fase e de proteção, isolados em PVC, tem-se:

$$S_{cond} = \frac{3 \times \pi \times 10,80^2}{4} + \frac{1 \times \pi \times 9,0^2}{4} = 338,4 \text{ mm}^2$$

S_e = 1 1/14" (Tabela 3.46)

- Circuitos do motor de 100 cv
  - Condutores: 3 # 70 mm² + 1 PE – 35 mm²

Através da Tabela 3.47, considerando-se os condutores unipolares de fase e de proteção, isolados em PVC, tem-se:

$$S_{cond} = \frac{3 \times \pi \times 15{,}50^2}{4} + \frac{1 \times \pi \times 12{,}0^2}{4} = 679{,}1 \text{ mm}^2$$

$$S_{can} = \frac{679{,}1}{0{,}30} = 2.263 \text{ mm}^2$$

$S_{can} = 150 \times 150$ mm² (valor mínimo adotado)

- Circuito do motor de 50 cv
  - Condutores : 3 # 25 mm² + 1 PE – 16 mm²

$S_{cond} = 3 \times 91{,}6 + 63{,}6 = 338{,}4$ mm² (Tabela 3.48)

$S_{can} = 150 \times 150$ (valor mínimo adotado)

- Circuitos de distribuição entre o QGF e QDL1

Nesse trecho, os cabos com isolação em XLPE estão dispostos em canaletas não ventiladas, ou seja:

(3 # 300 mm² + 1N – 150 mm² + 1PE – 150 mm²) + (3 # 35 mm² + 1N – 35 mm² + 1PE – 16 mm²)

$$S_{cond} = \frac{3 \times \pi \times 29{,}5^2}{4} + \frac{2 \times \pi \times 21{,}4^2}{4} + \frac{3 \times \pi \times 12^2}{4} + \frac{1 \times \pi \times 12^2}{4} + \frac{1 \times \pi \times 9{,}0^2}{4}$$

$S_{cond} = 3.285$ mm²

A área transversal da canaleta vale:

$$S_{can} = \frac{3.285{,}8}{0{,}30} = 10.952 \text{ mm}^2$$

A área transversal mínima seria de:

$S_{can} = 110 \times 110$ mm $= 11.000$ mm²

Como é impraticável a construção de uma canaleta no piso com dimensões tão pequenas, será adotado um tamanho viável para a construção em alvenaria, ou seja:

$S_{can} = 150 \times 150$ mm $= 22.500$ mm²

Se fosse adotada como solução construir uma canaleta com as dimensões adequadas para dispor os condutores numa só camada, mantendo-se uma distância entre si igual ao dobro do seu diâmetro externo, ter-se-ia uma canaleta com as dimensões dadas na Figura 3.47, ou seja:

$S_{can} = 564{,}4 \times 150$ mm $= 84.660$ mm²

Fica também a cargo do leitor determinar as dimensões do restante dos condutos.

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS

7.ª EDIÇÃO

JOÃO MAMEDE FILHO

Engenheiro eletricista

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1988-1990)

Ex-Diretor de Operação da Companhia Energética do Ceará — Coelce (1991-1994)

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1995-1998)

Ex-Presidente do Comitê Coordenador de Operações do Norte-Nordeste — CCON

Ex-Presidente da Nordeste Energia S.A. — Nergisa (1999-2000)

Atual Presidente da CPE — Consultoria e Projetos Elétricos

Professor de Eletrotécnica Industrial da Universidade de Fortaleza — Unifor (desde 1979)

LTC
EDITORA

CAPÍTULO 4

FATOR DE POTÊNCIA

4.1 INTRODUÇÃO

Determinados equipamentos, tais como motores elétricos, fornos a arco, transformadores etc., necessitam para a sua operação de uma certa quantidade de energia reativa que pode ser suprida por diversas fontes ligadas ao sistema elétrico funcionando individual ou simultaneamente. Estas fontes são:

- geradores;
- motores síncronos;
- capacitores.

Pode-se considerar que, a rigor, as próprias linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica são fontes de energia reativa devido a sua reatância.

Esta energia reativa compreende duas diferentes parcelas, ou seja:

- energia reativa indutiva;
- energia reativa capacitiva.

É fácil concluir que, para evitar o transporte de energia reativa de terminais distantes da carga consumidora, faz-se necessário instalar nas proximidades destes terminais as referidas fontes de energia reativa. Desta forma, reduzem-se as perdas na transmissão referente a esse bloco de energia, resultando um melhor rendimento do sistema elétrico.

A energia reativa indutiva é consumida por aparelhos normalmente dotados de bobinas, tais como motores de indução, reatores, transformadores etc., ou que operam com formação de arco elétrico, como os fornos a arco. Este tipo de carga apresenta fator de potência dito reativo indutivo. Já a energia reativa capacitiva pode ser gerada por motores síncronos superexcitados (compensadores síncronos) ou por capacitores. Neste caso, estas cargas apresentam fator de potência dito reativo capacitivo.

Os aparelhos utilizados em uma instalação industrial, por exemplo, são em sua maioria consumidores parciais de energia reativa indutiva e que não produzem nenhum trabalho útil. A energia reativa indutiva apenas é responsável pela formação do campo magnético dos referidos aparelhos. É normalmente suprida por fonte geradora localizada distante da planta industrial, acarretando perdas Joule elevadas no sistema de transmissão e de distribuição.

Dessa forma, como já se mencionou, melhor seria que no próprio prédio industrial fosse instalada a fonte geradora desta energia, aliviando os sistemas de transmissão e de distribuição que poderiam, desta maneira, transportar mais energia que efetivamente resultasse em trabalho, no caso a energia ativa. Esta fonte pode ser obtida através da operação de um motor síncrono superexcitado, ou mais economicamente, através da instalação de capacitores de potência.

4.2 FATOR DE POTÊNCIA

4.2.1 Conceitos Básicos

Matematicamente, o fator de potência pode ser definido como a relação entre o componente ativo da potência e o valor total desta mesma potência, ou seja:

$$F_p = \frac{P_{at}}{P_{ap}} \tag{4.1}$$

F_p – fator de potência da carga;
P_{at} – componente da potência ativa, em kW ou seus múltiplos e submúltiplos;
P_{ap} – potência aparente ou potência total da carga, em kVA, ou seus múltiplos e submúltiplos.

O fator de potência, sendo a relação entre as duas quantidades representadas pela mesma unidade de potência, é um número adimensional. O fator de potência pode ser também definido como o cosseno do ângulo formado entre o componente da potência ativa e o seu componente total quando a potência que flui no sistema é resultante de cargas lineares, ou seja:

$$F_p = \cos \psi \tag{4.2}$$

A Figura 4.1 permite reconhecer o ângulo do fator de potência e as potências envolvidas no seu conceito.

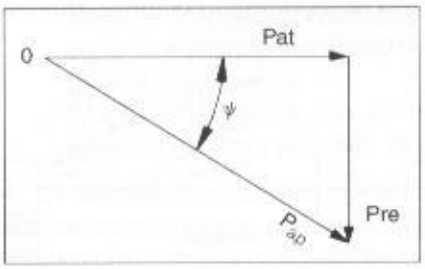


FIGURA 4.1
Diagrama do fator de potência

Se ao sistema estão conectadas cargas não-lineares, tais como retificadores, inversores etc., o valor que representa o fator de potência diverge do valor obtido através do cos ψ, ou seja :

$$\cos \varphi = \frac{P_{at}\ (hn)}{P_{ap}\ (hn)} \tag{4.3}$$

$P_{at}\ (hn)$ – potência ativa para cargas de conteúdo harmônico de ordem "n".
$P_{ap}\ (hn)$ – potência aparente para cargas de conteúdo harmônico de ordem "n".

Através de simples análise pode-se identificar se há presença de harmônicas numa instalação elétrica, isto é:

- se o fator de potência calculado pela Equação (4.1) diferir do cos φ medido;
- se a corrente medida no circuito com um amperímetro convencional diferir do valor da corrente medida com um amperímetro verdadeiro (*true*), ambos instalados no mesmo condutor e as medidas realizadas no mesmo instante.

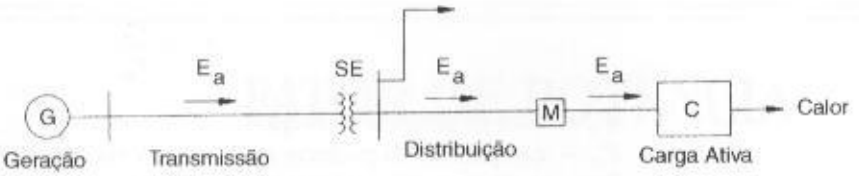
Nessas circunstâncias pode-se apenas afirmar se há ou não conteúdo harmônico presente no circuito. Para definir qual a ordem da harmônica, é necessário utilizar um analisador de rede como, por exemplo, o ET5050 de fabricação Minipa.

Para ondas perfeitamente senoidais, o fator de potência representa o cosseno do ângulo de defasagem entre a onda senoidal da tensão e a onda senoidal da corrente. Quando a onda de corrente está atrasada em relação à onda de tensão, o fator de potência é dito indutivo. Caso contrário, o fator de potência é dito capacitivo. Quando as ondas da tensão e corrente passam pelo mesmo ponto ($\psi = 0$) o fator de potência é unitário.

Quando a carga é constituída somente de potência ativa (aquecedores elétricos, lâmpadas incandescentes etc.), toda a potência gerada é transportada pelos sistemas de transmissão e de distribuição da concessionária de energia elétrica e absorvida pela carga mencionada, exceto as perdas de transporte, conforme se mostra na Figura 4.2. Neste caso, toda a energia consumida E_a é registrada no medidor M e faturada pela concessionária.

No entanto, quando a carga é constituída de aparelhos (motores) que absorvem uma determinada quantidade de energia ativa E_a para produzir trabalho e necessita também de energia reativa de magnetização E_r para ativar o seu campo indutor, o sistema de suprimento passa a transportar

FIGURA 4.2
Carga consumindo potência ativa



um bloco de energia reativa indutiva E_r que não produz trabalho, além de sobrecarregá-lo. Segundo a legislação, esta carga deve ser cobrada a partir de um determinado valor, que é dado pelo limite do fator de potência de 0,92 indutivo ou capacitivo. A Figura 4.3 ilustra esta situação.

Para que essa energia reativa indutiva excedente não ocupe *espaço* nos condutores, transformadores etc. do sistema de suprimento, basta que num ponto próximo ao da carga C se conecte um banco de capacitor que passará a fornecer à carga a energia capacitiva complementar C, liberando o sistema de suprimento para transportar mais energia ativa E_a, que produz trabalho e riqueza, conforme se mostra na Figura 4.4.

Quando a carga C não é solicitada a realizar nenhum trabalho, deixa de consumir energia ativa E_a. Se, no entanto, o banco de capacitores CAP não for desligado, este passará a fornecer energia reativa capacitiva ao sistema de suprimento, conforme demonstrado na Figura 4.5.

FIGURA 4.3
Carga consumindo potência ativa e reativa indutiva

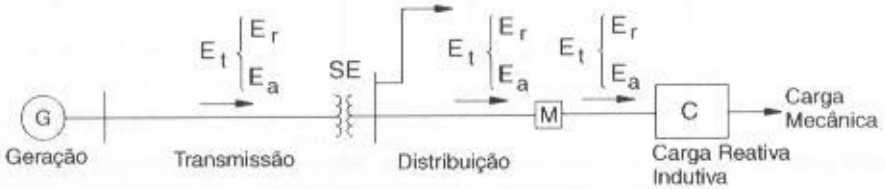


FIGURA 4.4
Carga consumindo potência ativa e reativa indutiva com capacitor conectado

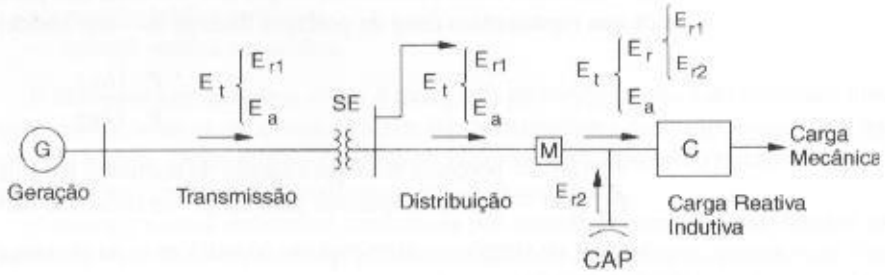
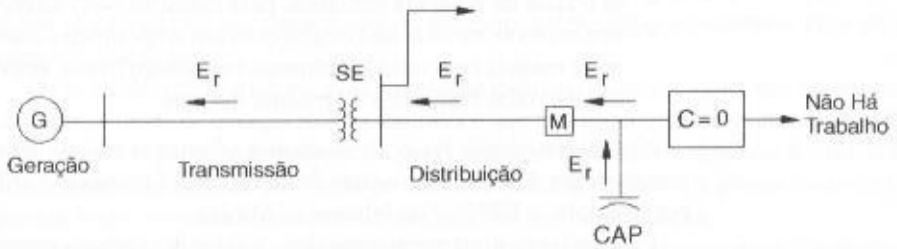


FIGURA 4.5
Carga operando a vazio com capacitor conectado



4.2.2 Causas do Baixo Fator de Potência

Para uma instalação industrial podem ser apresentadas as seguintes causas que resultam no baixo fator de potência:

- motores de indução trabalhando a vazio durante um longo período de operação;
- motores superdimensionados para as máquinas a eles acoplados;
- transformadores em operação a vazio ou em carga leve;
- grande número de reatores de baixo fator de potência suprindo lâmpadas de descarga (lâmpadas fluorescentes, vapor de mercúrio, vapor de sódio etc.);
- fornos a arco;

- fornos de indução eletromagnética;
- máquinas de solda a transformador;
- equipamentos eletrônicos;
- grande número de motores de pequena potência em operação durante um longo período.

4.2.3 Considerações Básicas sobre a Legislação do Fator de Potência

A legislação atual estabelece as condições para medição e faturamento de energia reativa excedente.

Esses princípios são fundamentais nos seguintes pontos:

- necessidade de liberação da capacidade do sistema elétrico nacional;
- promoção do uso racional de energia;
- redução do consumo de energia reativa indutiva que provoca sobrecarga no sistema das empresas fornecedoras e concessionárias de energia elétrica, principalmente nos períodos em que ele é mais solicitado;
- redução do consumo de energia reativa capacitiva nos períodos de carga leve que provoca elevação de tensão no sistema de suprimento, havendo necessidade de investimento na aplicação de equipamentos corretivos e realização de procedimentos operacionais nem sempre de fácil execução;
- criação de condições para que os custos de expansão do sistema elétrico nacional sejam distribuídos para a sociedade de forma mais justa.

De acordo com a nova legislação, tanto a energia reativa indutiva excedente como a energia reativa capacitiva excedente serão medidas e faturadas. O ajuste por baixo fator de potência, de acordo com os limites da legislação, será realizado através do faturamento do excedente de energia reativa indutiva consumida pela instalação e do excedente de energia reativa capacitiva fornecida à rede da concessionária pela unidade consumidora.

O fator de potência deve ser controlado de forma que permaneça dentro do limite de 0,92 indutivo e 0,92 capacitivo; sua avaliação é horária durante as 24 horas e pode ser entendida pela análise da Figura 4.6:

- a energia reativa indutiva será medida no período das 6 às 24 horas a intervalos de 1 hora;
- a energia reativa capacitiva será medida no período da 0 hora às 6 horas, também em intervalos de 1 hora;
- período da 0 às 4 horas: excedente de energia reativa capacitiva: valores pagos para $F_p < 0{,}92$ capacitivo;
- período das 4 às 6 horas: excedente de energia reativa indutiva: valores não pagos;
- período das 6 às 11 horas: excedente de energia reativa indutiva: valores pagos para $F_p < 0{,}92$ indutivo;
- período das 11 às 13 horas: excedente de energia reativa capacitiva: valores não pagos, independentemente do valor F_p capacitivo;
- período das 13 às 20 horas: excedente de energia reativa indutiva: valores pagos para $F_p < 0{,}92$ indutivo;
- período das 20 às 24 horas: excedente de energia reativa capacitiva: valores não pagos, independentemente do valor F_p capacitivo.

Observa-se na Figura 4.6 que no intervalo das 4 às 6 horas será contabilizado o excedente de energia reativa indutiva; já nos intervalos das 11 às 13 horas e das 20 às 24 horas, há excedente de energia reativa capacitiva e para qualquer valor do fator de potência capacitivo não será cobrado nenhum valor adicional na fatura de energia elétrica, considerando os intervalos de avaliação.

De acordo com a legislação, para cada kWh de energia ativa consumida a concessionária permite a utilização de 0,425 kVArh de energia reativa indutiva ou capacitiva, sem acréscimo no faturamento.

Na avaliação do fator de potência não são considerados os dias de sábado, domingos e feriados.

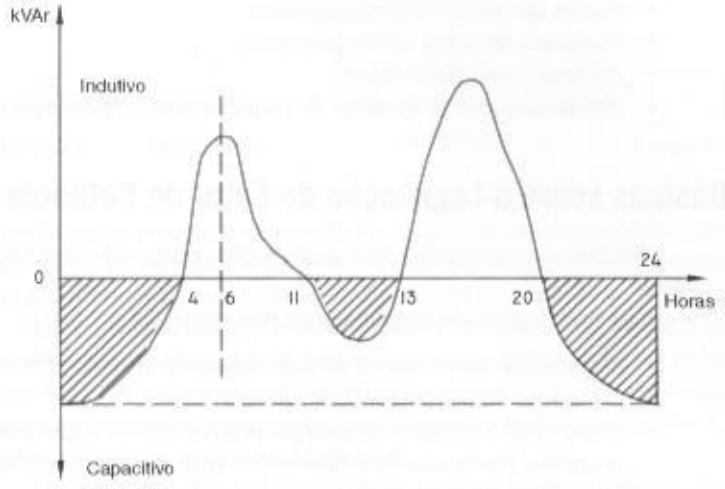


FIGURA 4.6
Avaliação da curva de carga reativa

A avaliação do fator de potência poderá ser feita através de duas formas distintas:

a) Avaliação horária

O fator de potência será calculado através dos valores de energia ativa e reativa medidos a cada intervalo de 1 hora, durante o ciclo de faturamento.

b) Avaliação mensal

O fator de potência será calculado através de valores de energia ativa e reativa medidos durante o ciclo de faturamento. Neste caso, será medida apenas a energia reativa indutiva, durante o período de 30 dias.

Para os consumidores pertencentes ao sistema tarifário convencional, a avaliação do fator de potência, em geral, é feita pelo sistema de avaliação mensal.

4.2.4 Faturamento da Energia Reativa Excedente

Em conformidade com o que se explanou anteriormente, o faturamento da unidade consumidora deve ser feito de acordo com os procedimentos a seguir.

4.2.4.1 Avaliação horária do fator de potência

O faturamento da demanda e do consumo de energia reativa excedente será determinado, respectivamente, pelas Equações. (4.4) e (4.5).

$$F_{drp} = \left[\max_{t=1}^{n} \left(D_{at} \times \frac{0,92}{F_{pp}} \right) - D_{fp} \right] \times T_{dap} \tag{4.4}$$

$$F_{erp} = \sum_{t=1}^{n} \left[C_{at} \times \left(\frac{0,92}{F_{pp}} - 1 \right) \right] \times T_{eap} \tag{4.5}$$

F_{drp} – faturamento da demanda de potência reativa excedente por posto tarifário, em R$ ou US$;
F_{erp} – faturamento de consumo de energia reativa excedente por posto tarifário, em R$ ou US$;
D_{at} – demanda de potência ativa medida em cada intervalo de 1 hora, em kW;
D_{fp} – demanda de potência ativa faturada em cada posto horário, em kW;
T_{dap} – tarifa de demanda de potência ativa, por posto tarifário em R$/kW ou US$/kW;
C_{at} – consumo de energia ativa medido em cada intervalo de 1 hora, em kWh;
T_{eap} – tarifa de energia ativa, por posto tarifário em R$/kWh ou US$/kWh;

máx – função que indica o maior valor da expressão entre parênteses, calculada a cada intervalo de 1 hora;
t – cada intervalo de 1 hora;
n – número de intervalos de 1 hora por posto horário no período de faturamento;
p – posto tarifário, isto é, ponta e fora de ponta para as tarifas horo-sazonais, e único para a tarifa convencional. O fator de potência horário será calculado com base na Equação (4.6).

$$F_{fp} = \cos \text{arctg}\left(\frac{E_{rh}}{E_{ah}}\right) \tag{4.6}$$

E_{rh} – energia reativa indutiva ou capacitiva medida a cada intervalo de uma hora;
E_{ah} – energia ativa medida a cada intervalo de uma hora.

Os valores negativos do faturamento de energia reativa excedente, F_{erp}, e de demanda de potência reativa excedente, F_{dpr}, não devem ser considerados. Neste livro será considerado período de ponta o horário compreendido entre 17 e 20 horas. A legislação permite que a concessionária estabeleça num intervalo de cinco horas o seu horário do período de ponta que deve ser de três horas.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.1)

Considerar uma indústria metalúrgica com potência de transformação instalada de 3.500 kVA em 13,80 kV e cuja avaliação de sua carga num período de 24 horas está expressa na Tabela 4.1. Da Tabela 1.9 extraem-se os valores do segmento tarifário azul, no período seco.

- tarifa de consumo fora de ponta: US$ 0,03173/kWh;
- tarifa de demanda fora de ponta: US$ 3,23/kW;
- tarifa de consumo na ponta: US$ 0,06531/kWh;
- tarifa de demanda na ponta: US$ 9,81/kW;
- demanda contratada fora da ponta: 2.300 kW;
- demanda contratada na ponta: 210 kW;
- demanda registrada fora de ponta: 2.260 kW (intervalo de integração de 15 min);
- demanda registrada na ponta: 205 kW (intervalo de integração de 15 min).

Considerar que as leituras verificadas na Tabela 4.1 sejam constantes para os 22 dias do mês durante os quais essa indústria trabalha. O período de ponta de carga é de 17 às 20 horas.

Observar que houve erro no controle da manutenção operacional da indústria na conexão e desconexão do banco de capacitores, o que permitiu ter excesso de energia reativa indutiva no período de ponta e fora de ponta por algumas horas, bem como ter excesso de energia reativa capacitiva em períodos da 0 às 6 horas. Determinar o faturamento de energia reativa excedente mensal da referida indústria.

A soma dos valores de consumo fora de ponta é de US$ 66,56. Já a soma dos valores de consumo na ponta vale US$ 1,21, totalizando US$ 67,77 ao dia.

Serão demonstrados os cálculos de faturamento horário apenas em alguns pontos do ciclo de carga, ou seja:

a) Período: 0 à 1 hora

$$D_{drph} = \left(150 \times \frac{0,92}{0,33}\right) = 418 \text{ kW}$$

$$F_{erph} = \left[150 \times \left(\frac{0,92}{0,33} - 1\right)\right] \times 0,03173 = \text{US\$ } 8,50$$

b) Período: 3 às 4 horas

$$D_{drph} = \left(140 \times \frac{0,92}{0,96}\right) = 134 \text{ kW}$$

$$F_{erph} = \left[140 \times \left(\frac{0,92}{0,96} - 1\right)\right] \times 0,03173 = -\text{ US\$ } 0,18 \rightarrow F_{erph} = \text{US\$ } 0,00$$

Os valores negativos não são considerados na soma final do faturamento de consumo de energia reativa excedente, portanto são nulos.

TABELA 4.1
Medidas de carga diária

Valores Medidos							Valores Calculados	
Período	Demanda	Consumo	Energia Reativa		Fator de Potência (F_{pp})	Tipo (F_p)	Faturamento Excedente	
	Valores Ativos		Indutiva	Capacitiva			Demanda	Consumo
	kW	kWh	kVArh				$D_{ucs}\left(\frac{0,92}{F_{pp}}\right)$	
							kW	US$
0-1	150	150	-	430	0,33	C	418	8,50
1-2	130	130	-	430	0,29	C	412	8,96
2-3	130	130	-	430	0,29	C	412	8,96
3-4	140	140	-	40	0,96	C	134	0,00
4-5	130	130	-	42	0,95	C	125	0,00
5-6	150	150	-	43	0,96	C	143	0,00
6-7	1.000	1.000	1.100	-	0,67	I	1.373	11,83
7-8	1.700	1.700	890	-	0,88	I	1.777	2,45
8-9	2.000	2.000	915	-	0,90	I	2.453	1,41
9-10	2.300	2.300	830	-	0,94	I	2.251	0,00
10-11	1.800	1.800	850	-	0,90	I	1.840	1,26
11-12	1.900	1.900	980	-	0,88	I	1.986	2,74
12-13	800	800	-	1.500	0,47	C	1.565	0,00
13-14	700	700	-	1.500	0,42	C	1.533	0,00
14-15	2.100	2.100	1.000	-	0,90	I	2.146	1,48
15-16	2.200	2.200	1.100	-	0,91	I	2.224	0,0
16-17	2.100	2.100	1.150	-	0,93	I	2.220	0,76
17-18	200	200	120	-	0,85	I	216	1,07
18-19	180	180	70	-	0,93	I	178	0,00
19-20	200	200	90	-	0,91	I	202	0,14
20-21	2.000	2.000	970	-	0,89	I	2.170	2,13
21-22	2.000	2.000	1.050	-	0,88	I	2.195	2,88
22-23	1.200	1.200	870	-	0,80	I	1.200	5,71
23-24	850	850	810	-	0,72	I	1.086	7,49
Acréscimo na fatura de consumo (US$)								67,77

c) Período: 11 às 12 horas

$$D_{dcpb} = \left(1.900 \times \frac{0,92}{0,88}\right) = 1.986 \text{ kW}$$

$$F_{ccpb} = \left[1.900 \times \left(\frac{0,92}{0,88} - 1\right)\right] \times 0,03173 = \text{US\$ } 2,74$$

d) Período: 12 às 13 horas

$$D_{dcpb} = \left(800 \times \frac{0,92}{0,47}\right) = 1.565 \text{ kW}$$

$$F_{erpn} = \left[800 \times \left(\frac{0,92}{0,47} - 1\right)\right] \times 6,03173 = -\text{ US\$ } 24,30 \rightarrow F_{erpn} = \text{US\$ } 0,00$$ (fator de potência capacitivo)

Como o fator de potência é capacitivo não há pagamento de energia reativa excedente. Neste caso, o sistema elétrico está se beneficiando do excesso de energia capacitiva injetada na rede pela instalação industrial.

e) Período: 15 às 16 horas

$$D_{drpn} = \left(2.200 \times \frac{0,92}{0,91}\right) = 2.224 \text{ kW}$$

$$F_{erpn} = \left[2.200 \times \left(\frac{0,92}{0,91} - 1\right)\right] \times 0,03173 = \text{US\$ } 0,76$$

f) Período: 17 às 18 horas

$$D_{drpn} = \left(200 \times \frac{0,92}{0,85}\right) = 216 \text{ kW}$$

$$F_{erpn} = \left[200 \times \left(\frac{0,92}{0,85} - 1\right)\right] \times 0,06531 = \text{US\$ } 1,07$$

g) Acréscimo na fatura mensal

Os valores máximos da expressão $D_{at} \times \left(\frac{0,92}{F_{ep}}\right)$ obtidos na Tabela 4.1, no período fora de ponta e na ponta, correspondem respectivamente aos intervalos das 8 às 9 horas e das 17 às 18 horas. Logo o acréscimo na fatura nessas condições vale:

$$F_{drpf} = \left(2.000 \times \frac{0,92}{0,90} - 2.300\right) \times 3,23 = -\text{ US\$ } 825,44 \rightarrow F_{drpf} = \text{US\$ } 0,00$$

$$F_{drpp} = \left[200 \times \frac{0,92}{0,85} - 210\right] \times 9,81 = \text{US\$ } 63,47$$

Os valores de 2.300 kW e 210 kW correspondem, respectivamente, às demandas contratadas fora de ponta e na ponta que foram superiores às demandas registradas de 2.260 kW de ponta e de 205 kW fora de ponta, ambas no intervalo de integração de 15 minutos.

O faturamento de demanda e energia reativas excedentes da indústria no final do mês, considerando-se 22 dias de trabalho útil mensal e todos os ciclos de carga perfeitamente iguais, vale:

$$F_{tot} = F_{drpf} + F_{drpp} + F_{erpf} + F_{erpp} = 0,00 + 63,47 + (22 \times 66,56) + (22 \times 1,21) = \text{US\$ } 1.554,41$$

4.2.4.2 Avaliação mensal do fator de potência

Para os consumidores pertencentes ao sistema tarifário convencional, o faturamento de energia reativa excedente pode ser feito através das Equações (4.7) e (4.8).

$$F_{dr} = \left(D_{am} \times \frac{0,92}{F_p} - D_f\right) \times T_{do} \tag{4.7}$$

$$F_{er} = C_{am} \times \left(\frac{0,92}{F_p} - 1\right) \times T_{eo} \tag{4.8}$$

F_{dr} – faturamento da demanda de energia reativa excedente, em R$ ou US$;
F_{er} – faturamento do consumo de energia reativa excedente, em R$ ou US$;
D_{am} – demanda de potência ativa máxima registrada no mês, em kW;
C_{am} – consumo de energia ativa registrada no mês, em kWh;
D_f – demanda de potência ativa faturável no mês, em kW;

T_{da} – tarifa de demanda de potência ativa, em R$/kW ou US$/kW;
T_{ea} – tarifa de energia ativa, em R$/kWh ou US$/kWh;
F_p – fator de potência médio mensal, calculado de acordo com a Equação (4.9).

$$F_p = \frac{C_{am}}{\sqrt{C_{am}^2 + C_{rm}^2}} \tag{4.9}$$

C_{rm} – consumo de energia reativa registrado no mês, em kVArh.

No caso de consumidores de baixa tensão, tarifados no Grupo B, o fator de potência será avaliado pela concessionária através de medição transitória compreendendo um período mínimo de sete dias consecutivos, segundo a Portaria 456 de 29/11/2000. Normalmente, essas medições são realizadas com equipamentos instalados no poste de onde deriva o ramal de entrada da unidade consumidora.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.2)

Considerar uma instalação industrial de pequeno porte, cuja conta de energia está mostrada na Tabela 4.2. Calcular o valor final da fatura sabendo-se que a indústria pertence ao grupo tarifário convencional.

- Consumo de energia ativa:

C_{am} = (leitura atual − leitura anterior) × FMM
FMM – fator de multiplicação do medidor
C_{am} = (230 − 120) × 720 = 79.200 kWh

- Consumo de energia reativa

C_{rm} = (leitura atual − leitura anterior) × FMM
C_{rm} = (190 − 65) × 720 = 90.000 kVArh
T_{da} = US$ 4,19/kW (Tabela 1.11)
T_{ea} = US$ 0,05307/kWh (Tabela 1.11)

De acordo com a Equação (4.9), tem-se:

$$F_p = \frac{79.200}{\sqrt{79.200^2 + 90.000^2}} = 0,66$$

TABELA 4.2
Conta de energia

Conta de Energia Elétrica
Fornecimento em Alta Tensão

Companhia de Distribuição do Nordeste S.A CDN

Nome/Razão Social
CPE – Consultoria e Projetos Elétricos

Classe	Cod.Local	N da Conta
IND	0001	05 00 0009213970

Banco Agência	Conta Corrente		Perdas
001 0200	00038965		

Nº Medidor kVArh	Data Leitura	Conta de
	12 | 08 | 2006	Ago 2006

Nº Medidor kWh	Data Apres.	Vencimento
	22 | 08 | 2006	31 | 08 | 2006

Ult. Leit. kW	Leit. Atual kWh	Leit. Atual kVArh
178	230	190
FMM	Leit. Ant. kWh	Leit. Ant. kVArh
720	120	65
Dem. Regist.	Diferença	Diferença
200	110	125
Dem. Cont.	FMM	FMM
170	720	720
	Consumo kWh	Consumo kVArh
	79.200	90.000
Dem. Incluída	Cons. incluído	Fat. de Potência
		0,66

Total a pagar até o vencimento R$ 7.027,04

N. de Dias em Atraso | Acréscimo p/dia de Atraso
X = R$
TOTAL DO ACRÉSCIMO

D_c = 170 kW (demanda contratada declarada na conta de energia da Tabela 4.2);
D_{am} = 200 kW (demanda registrada na Tabela 4.2).

De acordo com as Equações (4.7) e (4.8), determina-se o faturamento de energia reativa excedente.

$$F_{dr} = \left(200 \times \frac{0,92}{0,66} - 200\right) \times 4,19 = \text{US\$ } 330,12$$

$$F_{er} = 79.200 \times \left(\frac{0,92}{0,66} - 1\right) \times 0,05307 = \text{US\$ } 1.655,78$$

- Fatura total do mês

$F_{tot} = F_{dam} + F_{eam} + F_{dr} + F_{er}$
F_{dam} – faturamento de demanda de potência ativa mensal, em US$;
F_{eam} – faturamento de consumo de energia ativa mensal, em US$.
F_{tot} = 200 × 4,19 + 79.200 × 0,05307 + 330,12 + 1.655,78 = US$ 7.027,04

4.3 CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS CAPACITORES

4.3.1 Princípios Básicos

Os capacitores são equipamentos capazes de acumular eletricidade. São constituídos basicamente de duas placas condutoras postas frontalmente em paralelo e separadas por um meio qualquer isolante, que pode ser o ar, papel, plástico etc. Nas faces externas dessas placas liga-se uma fonte de tensão que gera um campo eletrostático no espaço compreendido entre as duas placas, conforme pode-se observar na Figura 4.7.

O gerador G poderá ser uma bateria ou um gerador qualquer de corrente contínua ou alternada. As placas paralelas são denominados eletrodos. As linhas de fluxo entre as placas paralelas são imaginárias. O material isolante colocado entre as placas paralelas é denominado dielétrico. A energia eletrostática fica acumulada entre as placas e em menor intensidade na sua vizinhança.

Cada linha de fluxo tem origem numa carga de 1 coulomb. Considerando-se todas as linhas de fluxo do campo eletrostático, pode-se afirmar que elas se originam de uma carga de Q coulombs.

O coulomb é a quantidade de carga elétrica que pode ser armazenada ou descarregada em forma de corrente elétrica durante um certo período de tempo tomado como unidade.

Um (1) coulomb é, portanto, o fluxo de carga ou descarga de uma corrente de 1 A num tempo de 1 s. Isto quer dizer que, durante o tempo de 1 s, $6,25 \times 10^{18}$ elétrons são transportados de uma placa a outra quando a carga ou descarga do capacitor é de 1 coulomb (C). É bom saber que a carga elétrica correspondente a 1 elétron é de $1,6 \times 10^{-19}$C.

Se uma determinada quantidade de carga elétrica Q (A × s) representada por Q linhas de fluxo é transportada de uma placa à outra e cuja área é de S m², logo a densidade de carga elétrica do dielétrico é de:

$$D = \frac{Q}{S} \text{ (C/m}^2\text{)} \tag{4.10}$$

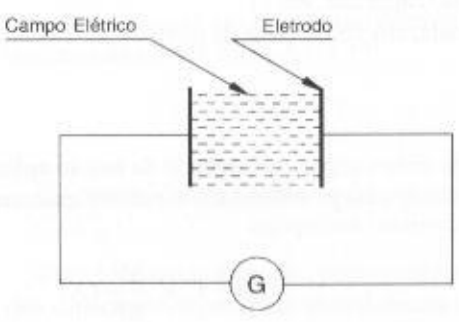


FIGURA 4.7
Campo elétrico de um capacitor

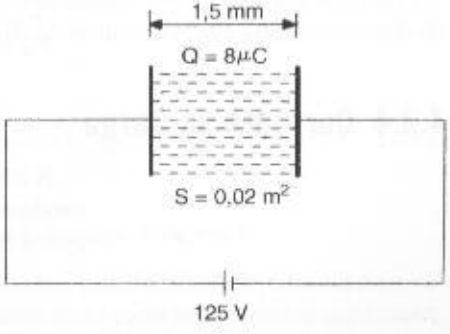


FIGURA 4.8
Campo elétrico de um capacitor

Se uma determinada tensão V (volts) é aplicada entre as placas paralelas separadas por uma distância de D (m), a intensidade de campo elétrico pode ser determinada através da Equação (4.11).

$$E = \frac{V}{D} \text{ (V/m)} \tag{4.11}$$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.3)

Calcular a densidade de carga e a intensidade de campo elétrico (gradiente de tensão) no capacitor inserido no circuito de Figura 4.8.

$Q = 8\ \mu C = 8 \times 10^{-6} C$

$$D = \frac{Q}{S} = \frac{8 \times 10^{-6}}{0,02} = \frac{8 \times 10^{-6}}{2 \times 10^{-2}} = 4 \times 10^{-4}\ C/m^2$$

$$E = \frac{125}{1,5 \times 10^{-3}} = 83,3 \times 10^{3}\ V/m = 83,3\ V/mm$$

4.3.2 Capacidade

Todo capacitor é avaliado pela quantidade de carga elétrica capaz de armazenar no seu campo e é dada pela Equação (4.12).

$$Q = C \times V \text{ (coulombs)} \tag{4.12}$$

C – capacidade do capacitor, em F;
V – tensão aplicada, em V.

A unidade que mede a capacidade de carga (C) de um capacitor é o farad. Logo, 1 farad é a capacidade de carga elétrica de um capacitor quando uma carga elétrica de 1 coulomb ($6,25 \times 10^{18}$ elétrons) é armazenada no meio dielétrico, sob a aplicação da tensão de 1 V, entre os terminais das placas paralelas. Na prática, o farad é uma unidade demasiadamente grande, sendo necessário utilizar os seus submúltiplos, que são:

- 1 milifarad (1 mF): 10^{-3}F;
- 1 microfarad (1 μF): 10^{-6}F;
- 1 nanofarad (1 nF): 10^{-9} F;
- 1 picofarad (1 pF): 10^{-12}F.

4.3.3 Energia Armazenada

Quando os eletrodos de um capacitor são submetidos a uma tensão nos seus terminais, passa a circular no seu interior uma corrente de carga, o que faz com que uma determinada quantidade de energia se acumule no seu campo elétrico. A energia média armazenada no período de 1/4 de ciclo pode ser dada pela Equação (4.13).

$$E = \frac{1}{2} \times C \times V_m^2 \text{ (J)} \tag{4.13}$$

C – capacidade do capacitor, em F;
V_m – tensão aplicada, em volts, valor de pico.

4.3.4 Corrente de Carga

A corrente de carga de um capacitor depende da tensão aplicada entre os seus terminais. Elevando-se a tensão, eleva-se a carga acumulada e, conseqüentemente, a corrente, em conformidade com a Equação (4.14):

$$I = C \times \frac{\Delta V}{\Delta T} \text{ (A)} \tag{4.14}$$

ΔV – variação da tensão, em V;
ΔT – período de tempo durante o qual se variou a tensão.

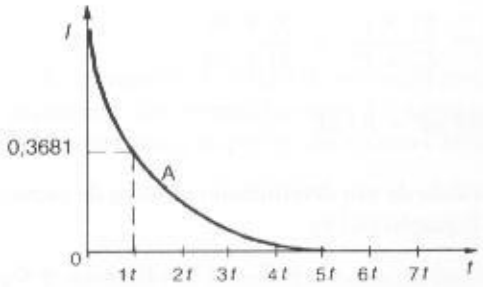


FIGURA 4.9
Curva corrente × tempo de capacitor

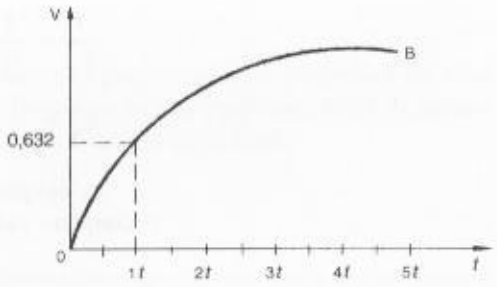


FIGURA 4.10
Curva tensão × tempo de um capacitor

O fenômeno de carga e descarga de um capacitor pode ser melhor entendido observando-se as Figuras. 4.9 e 4.10.

Quando um capacitor é energizado através de uma fonte de corrente contínua, estando inicialmente descarregado, a corrente de energização é muito elevada e o capacitor se comporta praticamente como se estivesse em curto-circuito, estando sua corrente limitada apenas pela impedância do circuito de alimentação. Após um tempo, expresso pela constante de tempo do capacitor, a sua corrente cai a zero, conforme se pode mostrar através da curva da Figura 4.9.

A curva A é expressa pela Equação (4.15)

$$I_c = I \times e^{-t/C_t} \text{ (A)} \tag{4.15}$$

I – corrente inicial de carga no instante da energização do capacitor, em A;
C_t – constante de tempo, em s;
t – tempo em qualquer instante, em s;
I_c – corrente do capacitor no instante t.

Ao se analisar a Equação (4.15), pode-se verificar que:

- no instante da energização do capacitor, a corrente é a máxima, isto é, para $t = 0$, tem-se:

  $I_c = I \times e^{-0/C_t}\ I \times 1 = I$ (como se observa na curva).

- quando t é muito grande em relação a C_t, tem-se:

$I_c = I \times e^{-\infty} = 0$ (o capacitor está em plena carga e não flui mais corrente de carga).

A tensão no capacitor cresce em conformidade com a curva B mostrada na Figura 4.10. A curva B se expressa pela Equação (4.16).

$$V_c = V \times (1 - e^{-t/C_t}) \text{ (V)} \tag{4.16}$$

V – tensão correspondente ao capacitor em carga plena, em V;
V_c – tensão no capacitor para qualquer instante t, em s.

4.3.5 Ligação dos Capacitores

Como qualquer elemento de um circuito, os capacitores podem ser ligados em série ou em paralelo. A ligação em série de um determinado número de capacitores resulta uma capacidade do conjunto dado pela Equação (4.17).

$$\frac{1}{C_e} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} + \ldots, + \frac{1}{C_n} \tag{4.17}$$

C_e – capacidade equivalente do conjunto, em F;
$C_1, C_2, C_3, \ldots, C_n$, – capacidade individual de cada unidade capacitiva, em F.

Com base nessa equação, pode-se dizer que a capacidade equivalente de um circuito com vários capacitores ligados em série é menor do que a capacidade do capacitor de menor capacidade do conjunto. Assim, dois capacitores colocados em série, cujas capacidades sejam, respectivamente, 20 μF e 30 μF, resultam uma capacidade equivalente de:

$$\frac{1}{C_e} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} = \frac{C_1 \times C_2}{C_1 + C_2} = \frac{20 \times 30}{20 + 30}$$

$$C_e = \frac{1}{12} = 0{,}083\ \mu F = 83\ nF$$

A ligação em paralelo de um determinado número de capacitores resulta uma capacidade d conjunto dado pela Equação (4.18).

$$C_e = C_1 + C_2 + C_3 + \ldots + C_n \qquad (4.18$$

Com base nessa equação, pode-se dizer que a capacidade equivalente de um circuito com vá rios capacitores ligados em paralelo é igual à soma das capacidades individuais das unidade capacitivas. Considerando-se que os capacitores anteriores de 20 μF e 30 μF sejam ligados em paralelo, a capacidade do circuito equivalente, vale:

$$C_e = C_1 + C_2 = 20 + 30 = 50\ \mu F$$

4.4 CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS DOS CAPACITORES

As partes componentes de um capacitor de potência são:

4.4.1 Caixa

Conhecida também como carcaça, a caixa é o invólucro da parte ativa do capacitor. É confeccionada em chapa de aço com espessura adequada ao volume da unidade. A caixa compreende as seguintes partes:

a) Placa de identificação

Nela estão contidos todos os dados característicos necessários à identificação do capacitor, em conformidade com a Figura 4.11.

b) Isoladores

Corresponde aos terminais externos das unidades capacitivas, conforme mostrado na Figura 4.12; além disso, a mesma figura apresenta a forma de ligação interna dos capacitores.

c) Olhais para levantamento utilizados para alçar a unidade capacitiva

d) Alças para fixação

Utilizadas para fixar a unidade capacitiva na sua estrutura de montagem.

A Figura 4.12 mostra uma célula capacitiva, detalhando os seus principais componentes internos e externos.

DRM S.A		
Capacitor de Potência - All Film		
Nº de Série 0765	Tipo 466815	Data de Fabricação 25/07/94
Potência 25 kVAr	Tensão Nominal 13,80 kV	Capacitância 551,09 μF
Freqüência 60 Hz	Nível de Isolamento 34/110 kV	Massa 15 kg
Categoria de Temperatura -10° a 50°C	Conforme ABNT NBR 5282 E 5282	Ordem de Compra BMP-CE-051
Contém Dispositivo Interno de Descarga		
FLUIDO WEMCOL BIODEGRADÁVEL COMBUSTÍVEL CLASSE OSHA III - B		
CGC 025.984.263/04 – 07		Indústria Brasileira

FIGURA 4.11
Placa de um capacitor

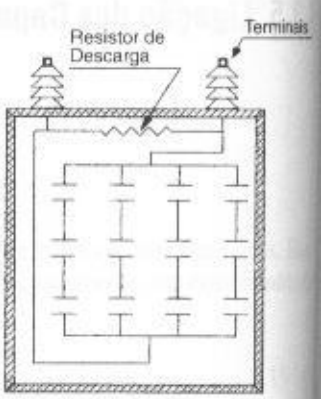


FIGURA 4.12
Ligação interna dos capacitores

4.4.2 Armadura

É constituída de folhas de alumínio enroladas com dielétrico, conforme a Figura 4.14, com espessuras compreendidas entre 3 e 6 mm e padrão de pureza de alta qualidade, a fim de manter em baixos níveis as perdas dielétricas e as capacitâncias nominais de projeto.

4.4.3 Dielétrico

É formado por uma fina camada de filme de polipropileno especial, associada muitas vezes a uma camada de papel dielétrico (papel *kraft*) com espessura de cerca de 18 μm. É necessário que os componentes dielétricos sejam constituídos de materiais selecionados e de alta qualidade para não influenciarem negativamente nas perdas dielétricas.

4.4.4 Líquido de Impregnação

Atualmente, os fabricantes utilizam como líquido impregnante uma substância biodegradável de estrutura constituída de carbono e hidrogênio (Ecóleo 200 – hidrocarboneto aromático sintético). Além de não agredir o meio ambiente, este impregnante apresenta características elétricas até superiores às de seu antecessor (ascarel).

4.4.5 Resistor de Descarga

Quando a tensão é retirada dos terminais de um capacitor, a carga elétrica armazenada necessita ser drenada para que a tensão resultante seja eliminada, evitando-se situações perigosas de contato com os referidos terminais. Para que isso seja possível, insere-se entre os terminais um resistor com a finalidade de transformar em perdas Joule a energia armazenada no dielétrico, reduzindo para 5 V o nível de tensão num tempo máximo de 1 min para capacitores de tensão nominal de até 600 V e 5 min para capacitores de tensão nominal superior ao valor anterior. Este dispositivo de descarga pode ser instalado interna ou externamente à unidade capacitiva, sendo mais comum a primeira solução, conforme mostrado na Figura 4.13.

4.4.6 Processo de Construção

A parte ativa dos capacitores é constituída de eletrodos de alumínio separados entre si pelo dielétrico de polipropileno associado ao papel *kraft*, formando o que se denomina de armadura, bobina ou elemento, conforme se mostra na Figura 4.14.

Esses elementos são montados no interior da caixa metálica e ligados adequadamente em série, paralelo ou série-paralelo, de forma a resultar na potência reativa desejada ou na capacitância requerida em projeto.

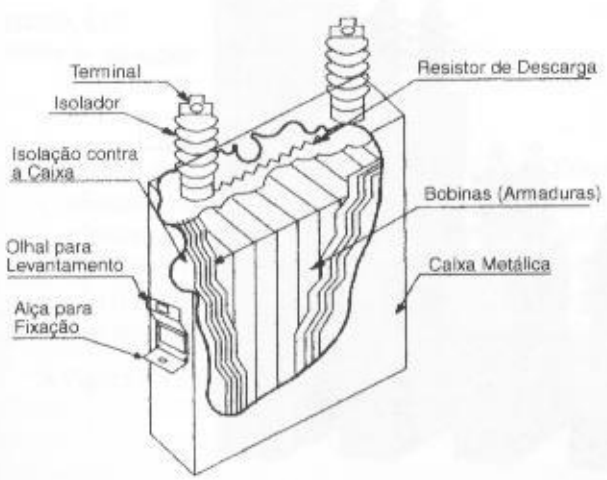


FIGURA 4.13
Elementos de um capacitor

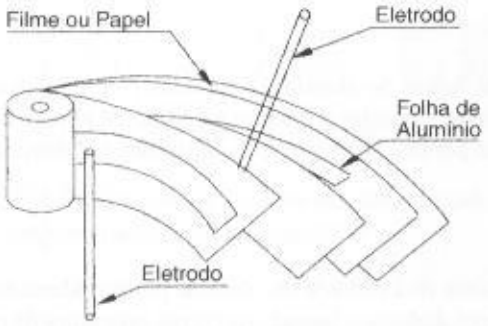


FIGURA 4.14
Parte ativa de um capacitor

O conjunto é colocado no interior de estufa com temperatura controlada por um período aproximado de sete dias, tempo suficiente para que se processe a secagem das bobinas, com a retirada total da umidade. Nesse processo, aplica-se uma pressão negativa da ordem de 10^{-5} mmHg no interior da caixa, acelerando-se a retirada da umidade.

Se a secagem não for perfeita, pode permanecer no interior da unidade capacitiva uma certa quantidade de umidade, o que certamente provocará, quando em operação, descargas parciais no interior do referido capacitor, reduzindo a sua vida útil com a conseqüente queima da unidade.

Concluído o processo de secagem, mantendo-se ainda sob vácuo toda a unidade, inicia-se o processo de impregnação utilizando-se o líquido correspondente, após o que a caixa metálica é totalmente vedada.

O processo continua com a pintura da caixa, recebendo posteriormente os isoladores, terminais e placas de identificação. Finalmente, a unidade capacitiva se destina ao laboratório do fabricante, onde serão realizados todos os ensaios previstos por normas, estando, no final, pronta para o embarque.

As Figuras 4.15 e 4.16 mostram capacitores, respectivamente, de média e baixa tensão, sendo os primeiros monofásicos empregados normalmente em bancos de capacitores em estrela aterrada ou não.

Os bancos de capacitores de baixa tensão muitas vezes são instalados no interior de painéis metálicos, formando módulos com potências nominais definidas, manobrados através de controladores de fator de potência que podem ser ajustados para manter o fator de potência da instalação com valores, por exemplo, superior a 0,95. São denominados bancos de capacitores automáticos e podem ser vistos na Figura 4.17.

Os controladores de fator de potência são fabricados com componentes eletrônicos e apresentam as seguintes características operacionais:

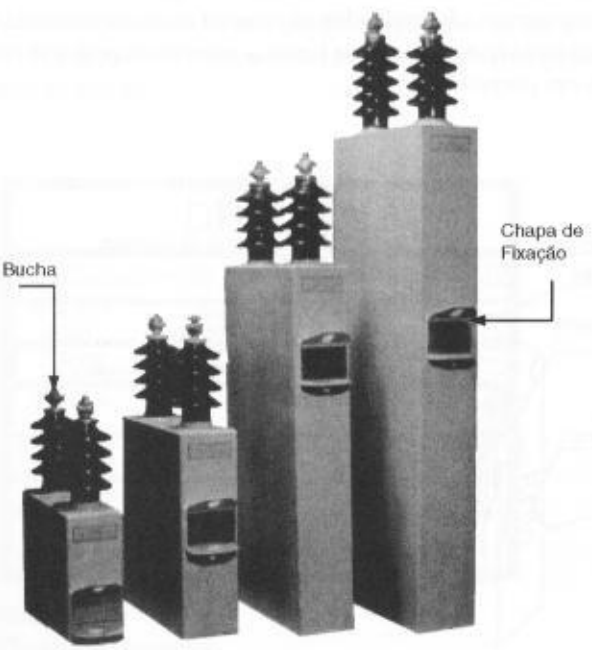


FIGURA 4.15
Capacitores trifásicos de média tensão

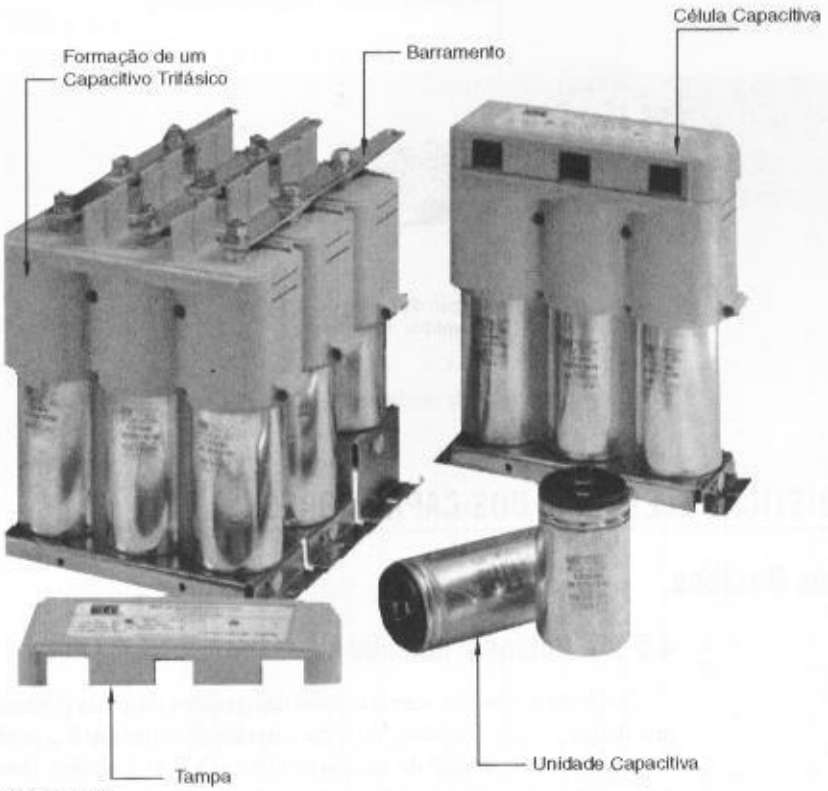


FIGURA 4.16
Capacitores monofásicos componentes de uma unidade trifásica de baixa tensão

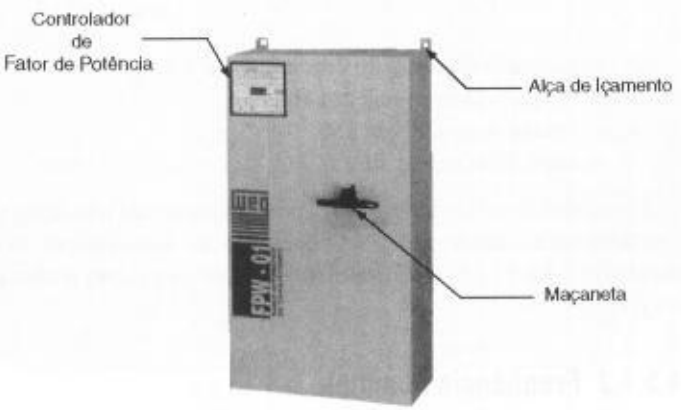


FIGURA 4.17
Banco de capacitores automático de baixa tensão

- podem ser programados para ajuste rápido e fino do fator de potência;
- efetuam rodízio de operação dos capacitores inseridos;
- efetuam a medição do fator de potência verdadeiro (*true* RMS);
- efetuam a medição da distorção harmônica total;
- são fornecidos comercialmente em unidades que podem controlar de 6 a 12 estágios. Cada estágio corresponde a um ou mais unidades capacitivas.

A Figura 4.18 fornece a vista frontal de um tipo de controlador de fator de potência.



FIGURA 4.18
Controlador de fator de potência

4.5 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS CAPACITORES

4.5.1 Conceitos Básicos

4.5.1.1 Potência nominal

Os capacitores são normalmente designados pela sua potência nominal reativa, contrariamente aos demais equipamentos, cuja característica principal é a potência nominal aparente.

A potência nominal de um capacitor em kVAr é aquela absorvida do sistema quando este está submetido a uma tensão e freqüências nominais a uma temperatura ambiente não superior a 20°C (ABNT). A potência nominal do capacitor pode ser facilmente calculada em função de sua capacitância através da Equação (4.19).

$$P_c = \frac{2 \times \pi \times F \times V_n^2}{1.000 \times C} \tag{4.19}$$

P_c – potência nominal do capacitor, em kVAr;
F – freqüência nominal, em Hz;
V_n – tensão nominal, em kV;
C – capacitância, em μF.

Para capacitores de até 660 V, a potência nominal não ultrapassa normalmente os 50 kVAr em unidades trifásicas, e os 30 kVAr em unidades monofásicas. Já os capacitores de tensão de isolamento de 2,3 a 15 kV são geralmente monofásicos com potências padronizadas de 50, 100 e 200 kVAr.

4.5.1.2 Freqüência nominal

Os capacitores devem operar normalmente na freqüência de 60 Hz. Para outras freqüências é necessário especificar o valor corretamente, já que a sua potência nominal é diretamente proporcional a este parâmetro.

4.5.1.3 Tensão nominal

Os capacitores são normalmente fabricados para a tensão nominal do sistema entre fases ou entre fase e neutro, respectivamente, para unidades trifásicas e monofásicas.

No caso de capacitores de baixa tensão, cuja maior utilização é feita em sistemas industriais de pequeno e médio portes, são fabricados para 220, 380, 440 e 480 V, independentemente de que sejam unidades monofásicas e trifásicas. Já os capacitores de tensão primária são normalmente fabricados para a tensão de 2.300, 3.810, 4.160, 4.800, 6.600, 7.620, 7.967, 13.200 e 13.800 V. Para tensões superiores, somente são fabricados sob encomenda.

As Tabelas 4.3 e 4.4 fornecem as características elétricas básicas dos capacitores de fabricação Inducon, respectivamente para as unidades de baixa tensão trifásicas e monofásicas.

TABELA 4.3
Capacitores trifásicos de baixa tensão – Inducon

Tensão de Linha (V)	Potência (kVAr)		Capacitância Nominal (μF)	Corrente Nominal (A)		Fusível NH ou DZ (A)	Condutor de Ligação (mm²)
	50 Hz	60 Hz		50 Hz	60 Hz		
220	2,1	2,5	137,01	5,5	6,6	10	2,5
	4,2	5,0	274,03	10,9	13,1	25	2,5
	6,3	7,5	411,04	16,4	19,7	32	6
	8,3	10,0	548,05	21,8	26,2	50	10
	10,4	12,5	685,07	27,3	32,8	63	16
	12,5	15,0	822,08	32,8	39,4	63	16
	14,6	17,5	959,09	38,2	45,9	80	25
	16,6	20,0	1.096,12	43,7	52,5	100	25
	18,7	22,5	1.233,12	49,1	59,0	100	35
	20,8	25,0	1.370,14	54,6	65,6	125	35
380	2,1	2,5	45,92	3,2	3,8	10	2,5
	4,2	5,0	91,85	6,3	7,6	16	2,5
	6,3	7,5	137,77	9,5	11,4	20	2,5
	8,3	10,0	183,70	12,7	15,2	25	4
	10,4	12,5	229,62	15,8	19,0	32	6
	12,5	15,0	275,55	19,6	22,8	32	6
	14,6	17,5	321,47	22,2	26,6	50	10
	16,6	20,0	367,39	25,3	30,4	50	10
	18,7	22,5	413,32	28,5	34,2	63	16
	20,8	25,0	459,24	31,7	38,0	63	16
	25,0	30,0	551,09	38,0	45,6	80	25
	29,2	35,0	642,94	44,3	53,2	100	25
	33,3	40,0	734,79	50,6	60,8	100	35
	37,5	45,0	826,64	57,0	68,4	125	50
	41,6	50,0	918,48	63,3	76,0	125	50
440	2,1	2,5	34,25	2,7	3,3	6	2,5
	4,2	5,0	68,51	5,5	6,6	10	2,5
	6,3	7,5	102,76	8,2	9,8	16	2,5
	8,3	10,0	137,01	10,9	13,1	25	2,5
	10,4	12,5	171,26	13,7	16,4	32	4
	12,5	15,0	205,52	16,4	19,7	32	6
	14,6	17,5	239,77	19,2	23,0	50	6
	16,6	20,0	274,03	21,8	26,2	50	10
	18,7	22,5	308,28	24,6	29,5	50	10
	20,8	25,0	342,53	27,3	32,8	63	16
	25,0	30,0	411,04	32,8	39,4	63	16
	29,2	35,0	479,54	38,2	45,9	80	25
	33,3	40,0	548,05	43,7	52,5	100	25
	37,5	45,0	616,56	49,1	59,0	100	35
	41,6	50,0	685,07	54,6	65,6	125	35
480	4,2	5,0	57,56	5,1	6,0	10	2,5
	8,3	10,0	115,13	10,0	12,0	20	2,5
	12,5	15,0	172,69	15,0	18,0	32	4
	16,6	20,0	230,26	20,1	24,1	50	6
	20,8	25,0	287,82	25,1	30,1	50	10
	25,0	30,0	345,39	30,1	36,1	63	16
	29,2	35,0	402,95	35,1	42,1	80	16
	33,3	40,0	460,52	40,1	48,1	80	25
	37,5	45,0	518,08	45,1	54,1	100	25
	41,6	50,0	575,65	50,1	60,1	100	35

4.6 APLICAÇÕES DOS CAPACITORES-DERIVAÇÃO

Costumeiramente, os capacitores têm sido aplicados nas instalações industriais e comerciais para corrigir o fator de potência, geralmente acima do limite estabelecido pela legislação em vigor. Além disso, são utilizados com muita intensidade nos sistemas de distribuição das concessi-

TABELA 4.4
Capacitores monofásicos de baixa tensão – Inducon

Tensão de Linha (V)	Potência (kVAr)		Capacitância Nominal (μF)	Corrente Nominal (A)		Fusível NH ou DZ (A)	Condutor de Ligação (mm²)
	50 Hz	60 Hz		50 Hz	60 Hz		
220	2,1	2,5	137	9,5	11,4	20	2,5
	2,5	3,0	165	11,4	13,6	25	2,5
	4,2	5,0	274	19,1	22,7	32	6
	5,0	6,0	329	22,7	27,3	50	10
	6,3	7,5	411	28,6	34,1	63	10
	8,3	10,0	548	37,7	45,5	80	16
	10,0	12,0	657	45,5	54,5	100	25
	12,5	15,0	822	56,8	68,2	125	35
	16,6	20,0	1.096	75,5	90,1	160	70
380	2,1	2,5	46	5,5	6,6	10	2,5
	2,5	3,0	55	6,6	7,9	16	2,5
	4,2	5,0	92	11,1	13,2	25	2,5
	5,0	6,0	110	13,2	15,8	32	4
	8,3	10,0	184	21,8	26,3	50	10
	10,0	12,0	220	26,3	31,6	50	10
	12,5	15,0	276	32,9	39,5	63	16
	15,0	18,0	330	39,5	47,4	80	25
	16,6	20,0	367	43,7	52,6	100	25
	20,0	24,0	440	52,6	63,2	100	35
	20,8	25,0	460	54,7	65,8	125	35
	25,0	30,0	551	65,8	78,9	160	50
440	4,2	5,0	68	9,5	11,4	20	2,5
	5,0	6,0	82	11,4	13,6	25	2,5
	8,3	10,0	137	18,9	22,7	32	6
	10,0	12,0	164	22,7	27,3	50	10
	12,5	15,0	206	28,4	34,1	63	10
	16,6	20,0	274	37,7	45,5	80	16
	20,8	25,0	343	47,3	56,8	100	25
	25,0	30,0	411	56,8	68,2	125	35
480	4,2	5,0	58	8,7	10,4	20	2,5
	5,0	6,0	69	10,4	12,5	20	2,5
	8,3	10,0	115	17,3	20,8	32	6
	10,0	12,0	138	20,8	25,0	50	6
	12,5	15,0	173	26,0	31,3	50	10
	16,6	20,0	230	34,6	41,7	80	16
	20,8	25,0	288	43,3	52,1	100	25
	25,0	30,0	345	52,1	62,5	100	36

onárias e nas subestações de potência, com a finalidade de reduzir as perdas e elevar a tensão do sistema.

Quando se aplica um capacitor numa planta industrial, está-se instalando uma fonte de potência reativa localizada, suprindo as necessidades das cargas daquele projeto, em vez de utilizar a potência reativa do sistema supridor, acarretando perdas na geração e transmissão de energia. Por este motivo, as concessionárias cobram dos consumidores que não respeitam as limitações legais do fator de potência a energia e a potência reativas excedentes, pois, caso contrário, elas teriam que suprir esta energia e potência a um custo extremamente mais elevado do que se teria com a instalação de capacitores nas proximidades das cargas consumidoras.

Os capacitores-derivação podem ser utilizados numa instalação industrial para atender a outros objetivos, que serão posteriormente estudados com detalhes, ou seja:

- redução das perdas nos circuitos terminais;
- liberação da potência instalada em transformação;
- liberação da capacidade de cargas dos circuitos terminais e de distribuição;
- melhoria do nível de tensão;
- melhoria na operação dos equipamentos de manobra e proteção.

Deve-se atentar para o fato de que os capacitores somente corrigem o fator de potência no trecho compreendido entre a fonte geradora e seu ponto de instalação.

Além disso, os efeitos sentidos pelo sistema com a presença de um banco de capacitores se limitam à elevação de tensão, como conseqüência da redução da queda de tensão no trecho a montante do seu ponto de instalação.

Para melhor entendimento, basta observar com atenção a Figura 4.19, onde se pode perceber o funcionamento de um banco de capacitores num sistema em que a corrente totalmente reativa capacitiva é fornecida à carga, liberando o alimentador de parte desta tarefa. Para efeitos práticos, considerar toda a sua potência como normalmente capacitiva.

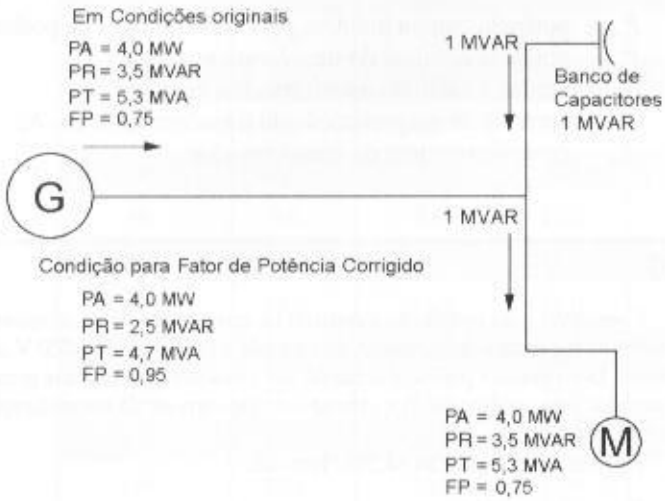


FIGURA 4.19
Fornecimento de potência reativa pelo capacitor

4.6.1 Localização dos Bancos de Capacitores

Sob o ponto de vista puramente técnico, os bancos de capacitores devem ser instalados junto às cargas consumidoras de energia reativa. No entanto, outros aspectos permitem localizar os bancos de capacitores em outros pontos da instalação com vantagens econômicas e práticas.

Os pontos indicados para a localização dos capacitores numa instalação industrial são:

4.6.1.1 No sistema primário

Neste caso, os capacitores devem ser localizados após a medição no sentido da fonte para a carga. Em geral, o custo final de sua instalação, principalmente em subestações abrigadas, é superior a um banco equivalente localizado no sistema secundário. A grande desvantagem desta localização é a de não permitir a liberação de carga do transformador ou dos circuitos secundários da instalação consumidora. Assim, a sua função se restringe somente à correção do fator de potência e, secundariamente, à liberação de carga do alimentador da concessionária.

4.6.1.2 No secundário do transformador de potência

Neste caso, a localização dos capacitores geralmente ocorre no barramento do QGF (Quadro Geral de Força). Tem sido a de maior utilização na prática, por resultar, em geral, em menores custos finais. Tem a vantagem de liberar potência do(s) transformador(es) de força e de poder se instalar no interior da subestação, local normalmente utilizado para o próprio QGF.

Em muitas instalações industriais o transformador de potência opera a vazio por longos períodos de tempo, notadamente após o término do expediente de trabalho, nos fins de semana e feriados. Essa forma de operação pode resultar um fator de potência horário inferior a 0,92. Em termos da legislação, o que interessa é a operação do transformador a vazio nos dias úteis. Nessa condição, há necessidade de desligar o transformador de força durante esse período, o que só pode ser realizado quando se dispõe de uma unidade de transformação dedicada à iluminação. Caso contrário, é necessário instalar um banco de capacitores exclusivo para corrigir o fator de potên-

cia do transformador que opera praticamente a vazio, já que a carga de iluminação de vigia normalmente é muito pequena para a potência nominal do transformador de força.

A potência necessária para corrigir o fator de potência de um transformador operando a vazio pode ser dada pela Equação (4.20).

$$P_{re} = \sqrt{\left(\frac{\frac{100 \times I_0}{I_{nt}} \times P_{nt}}{100}\right)^2 - P_{p0}^2} \tag{4.20}$$

P_{re} – potência reativa indutiva para elevar o fator de potência a 1;
P_{nt} – potência nominal do transformador, em kVA;
P_{p0} – perdas a vazio do transformador, em kW;
I_0 – corrente de magnetização do transformador, em A;
I_{nt} – corrente nominal do transformador.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.4)

Considerar uma instalação industrial na qual o expediente se encerra às 18 horas. Existem um transformador de luz e um transformador de força de 1.000 kVA-380/220 V que opera a vazio ao término do expediente. Determinar a potência nominal dos capacitores necessária para corrigir o fator de potência do transformador para o valor unitário, sabendo-se que corrente de magnetização do mesmo é de 1,5% da sua corrente nominal.

Aplicando a Equação (4.20), tem-se:

$P_{nt} = 1.000$ kVA
$P_{p0} = 3$ kW (Tabela 9.11)

$$I_{nt} = \frac{1.000}{\sqrt{3} \times 0{,}38} 1.519{,}3 \text{ A}$$

$$I_0 = 1{,}5\% \times I_{nt} = \frac{1{,}5 \times 1.519{,}3}{100} = 22{,}7 \text{ A};$$

$$P_{re} = \sqrt{\left(\frac{\frac{100 \times I_0}{I_{nt}} \times P_{nt}}{100}\right)^2 - P_{p0}^2} = \sqrt{\left(\frac{\frac{100 \times 22{,}7}{1.519{,}3} \times 1.000}{100}\right)^2 - 3^2} =$$

$$\sqrt{(14{,}94^2 - 3^2)} = 14{,}6 \text{ kVAr}$$

Logo, será necessário instalar um banco de capacitores de 15 kVAr nos terminais secundários do transformador.

4.6.1.3 Nos terminais de conexão de cargas específicas

4.6.1.3.1 Motores elétricos

Quando uma carga específica, como no caso de um motor, apresenta baixo fator de potência, deve-se fazer a sua correção alocando-se um banco de capacitores nos terminais de alimentação desta carga.

No caso específico de motores de indução, de uso generalizado em instalações industriais, o banco de capacitores deve ter a sua potência limitada, aproximadamente, a 90% da potência absorvida pelo motor em operação sem carga, que pode ser determinada a partir da corrente em vazio e que corresponde a cerca de 20 a 30% da corrente nominal para motores de IV pólos e velocidade síncrona de 1.800 rpm. A Tabela 4.5 determina a potência máxima do capacitor ou banco que deve ser ligado aos terminais de um motor de indução trifásico, para a condição de o motor ser manobrado pela mesma chave do banco de capacitores. Quando a chave de manobra do banco de capacitores é diferente da chave de manobra do motor, deve-se desligar o banco de capacitores antes

TABELA 4.5
Potência máxima dos capacitores ligados a motores de indução

Potência do Motor de Indução (cv)	Velocidade Síncrona do Motor em rpm					
	3.600	1.800	1.200	900	720	600
	kVAr					
5	2,0	2,0	2,0	3,0	4,0	4,5
7,5	2,5	2,5	3,0	4,0	5,5	6,0
10	3,0	3,0	3,5	5,0	6,5	7,5
15	4,0	4,0	5,0	6,5	8,0	9,5
20	5,0	5,0	6,5	7,5	9,0	12,0
25	6,0	6,0	7,5	9,0	11,0	14,0
30	7,0	7,0	9,0	10,0	12,0	16,0
40	9,0	9,0	11,0	12,0	15,0	20,0
50	12,0	11,0	13,0	15,0	19,0	24,0
60	14,0	14,0	15,0	18,0	22,0	27,0
75	17,0	16,0	18,0	21,0	26,0	32,5
100	22,0	21,0	25,0	27,0	32,5	40,0
125	27,0	26,0	30,0	32,5	40,0	47,5
150	32,5	30,0	35,0	37,5	47,5	52,5
200	40,0	37,5	42,5	47,5	60,0	65,0
250	50,0	45,0	52,5	57,5	70,0	77,5
300	57,5	52,5	60,0	65,0	80,0	87,5
400	70,0	65,0	75,0	85,0	95,0	105,0
500	77,5	72,5	82,5	97,5	107,5	115,0

de desligar o motor da rede. Na condição de manobra simultânea motor-capacitor, um motor, de 100 cv, 380 V, IV pólos, cuja corrente nominal é de 135,4 A, a potência máxima do capacitor será de:

$$I_0 = 0{,}27 \times 135{,}4 = 36{,}5 \text{ A}$$

$$P_{cap} = \sqrt{3} \times V \times I_0 = (\sqrt{3} \times 0{,}38 \times 36{,}5) \times 0{,}90 = 21 \text{ kVAr}$$

Pela Tabela 4.5, tem-se:

$$P_m = 100 \text{ cv} \rightarrow W_m = 1.800 \text{ rpm} \rightarrow P_{cap} = 21 \text{ kVAr}$$

Esta limitação tem como fundamento a operação do motor a vazio, evitando-se que neste instante a impedância indutiva do motor seja igual a reatância capacitiva do capacitor, estabelecendo-se, assim, um fenômeno de ferro-ressonância, em que a impedância à corrente seria a resistência do próprio bobinado do motor e do circuito de ligação entre o motor e o capacitor.

Após a manobra simultânea motor-capacitor, o motor funciona como gerador excitado pelo capacitor no instante em que o rotor ainda continua em movimento devido a sua inércia, e o capacitor, conectado aos terminais do estator, mantém uma tensão residual por alguns instantes. O uso de uma única chave de manobra, atende a um requisito econômico, conforme mostrado na Figura 4.20.

O circuito que liga o capacitor não deverá ter seção inferior a 1/3 da seção do condutor que liga os terminais do motor.

Quando o motor é acionado através de uma chave estrela-triângulo, a ligação do capacitor no sistema deve obedecer ao esquema da Figura 4.21.

Tratando-se de instalações industriais, há predominância de motores elétricos de indução no valor total da carga, fazendo-se necessário tecer algumas considerações sobre a sua influência no

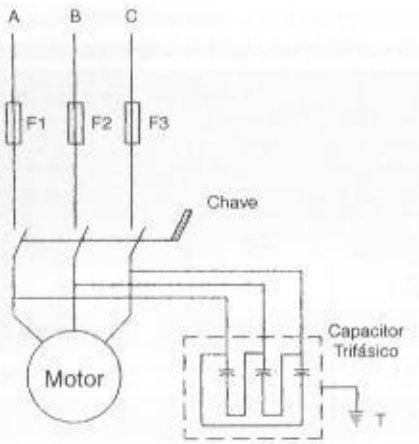


FIGURA 4.20
Chave de comando

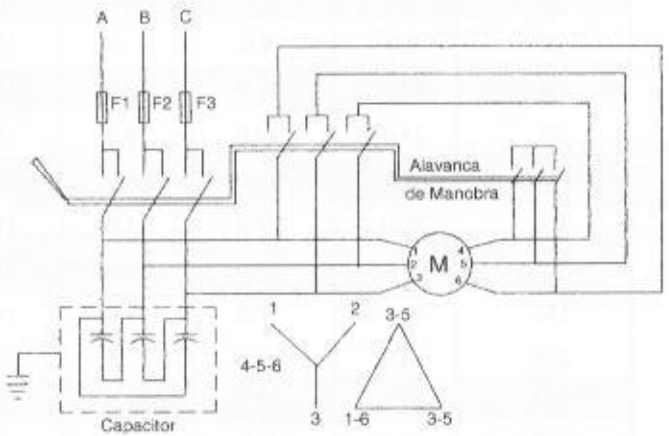


FIGURA 4.21
Chave estrela-triângulo de comando

comportamento do fator de potência. A potência reativa absorvida por um motor de indução aumenta muito levemente, desde a sua operação a vazio até a sua operação a plena carga. Entretanto, a potência ativa absorvida da rede cresce proporcionalmente com o aumento das frações de carga acoplada ao eixo do motor. Como resultado das variações das potências ativa e reativa na operação dos motores de indução, desde o trabalho a vazio até a plena carga, o fator de potência varia também proporcionalmente a esta variação, conforme se mostra na Figura 4.22. Para exemplificar, reduzindo-se a carga solidária ao eixo de um motor de indução de 300 kW a 50% de sua carga

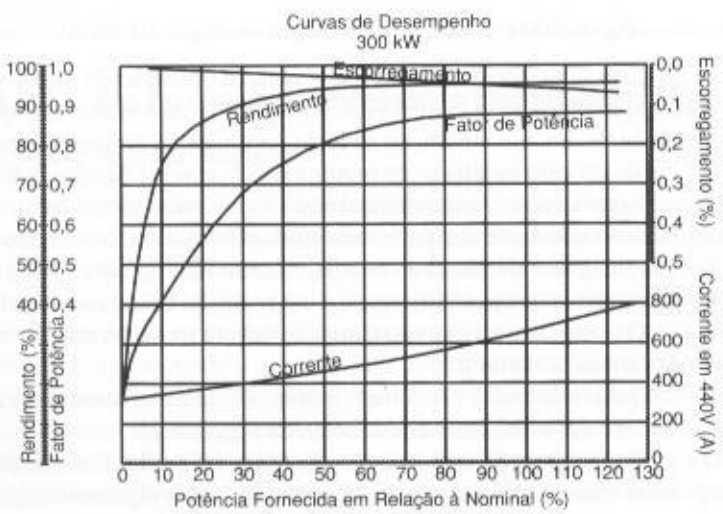


FIGURA 4.22
Variação do fator de potência em função do carregamento do motor

nominal, o fator de potência cai de 0,87, obtido durante o regime de operação nominal, para 0,80, enquanto a corrente, originalmente igual a 660 A, reduz-se para 470 A. Se a redução da carga fosse para 75% da nominal, o fator de potência cairia para 0,85 e a corrente atingiria o valor de 540 A.

4.6.1.3.2 Máquinas de solda a transformador

Já as máquinas de solda, que trabalham normalmente com baixo fator de potência quando compensadas individualmente, devem obedecer à seguinte recomendação:

A potência máxima do capacitor é:

$$P_c = 0{,}50 \times P_{tm} \tag{4.21}$$

P_{tm} – potência nominal do transformador da máquina de solda, em kVA.

4.6.1.3.3 Máquinas de solda com transformador retificador

O valor da potência capacitiva deve ser:

$$P_c = 0{,}10 \times P_{tm} \tag{4.22}$$

De acordo com essas considerações, o estudo pormenorizado das condições da instalação e da carga direcionará o melhor procedimento para a localização do banco de capacitores necessário à correção do fator de potência ou liberação da carga de uma parte qualquer da planta.

Um dos benefícios da instalação de capacitores-derivação é a elevação do nível de tensão. Entretanto, em instalações industriais ou comerciais não se usa este artifício para melhorar o nível de tensão, já que a mudança de tape do transformador é tradicionalmente mais vantajosa, desde que a regulação do sistema de suprimento não venha a provocar sobretensões em certos períodos.

O estudo para aplicação de banco de capacitores-derivação pode ser dividido em dois grupos distintos: o primeiro é o estudo para aplicação de capacitores-derivação em instalações industriais em fase de projeto; o segundo estudo é destinado às instalações industriais em pleno processo de operação.

A aplicação de capacitores-derivação em ambas as situações será estudada detalhadamente a seguir:

4.6.2 Instalações em Projeto

Na prática, tem-se notado que durante a elaboração de projetos elétricos de pequenas indústrias há uma grande dificuldade em se saber, com razoável confiança, os detalhes técnicos e o comportamento operativo da planta, tais como:

- ciclo de operação diário, semanal, mensal ou anual;
- taxa de carregamento dos motores;
- características técnicas dos motores;
- cronograma de expansão das atividades produtivas.

Esses dados são úteis para que se possa determinar o fator de potência médio presumido da instalação e prever os meios necessários para sua correção, caso se justifique.

Em planta de maior porte, porém, o planejamento prevê com razoáveis detalhes todos os itens anteriormente citados e a seguir discriminados.

a) Levantamento de carga do projeto

- Motores
  - tipo (indução, rotor bobinado, síncrono);
  - potência, em cv;
  - fator de potência;
  - número de fases;
  - número de pólos;
  - freqüência.
- Transformadores
  - potência nominal;
  - tensões primárias e secundárias;

  - impedância percentual;
  - corrente de magnetização.
- Cargas resistivas
  - potência nominal, em kW;
  - potência de operação, em kW;
  - número de fases.
- Fornos
  - tipo (indução eletromagnética, arco etc.);
  - número de fases;
  - fator de potência.
- Máquinas de solda
  - tipo (transformadora, motogeradora, transformadora retificadora);
  - número de fases;
  - fator de potência determinado em teste de bancada.
- Iluminação:
  - tipo (incandescente, fluorescente, vapor de mercúrio, vapor de sódio);
  - reator (alto ou baixo fator de potência).

O próprio projetista pode decidir sobre o tipo de reator que utilizará. Como sugestão, pode-se organizar os dados de carga do projeto em conformidade com a Tabela 4.6.

TABELA 4.6
Levantamento da carga

Setor	Motores			Resistores	Lâmpadas				Período de Funcionamento
	Quantidade	Potência	Total	Potência Total	FP (plena carga)	Quantidade	F	I	
	-	cv	cv	kW	-	-	W	W	
A	20	10	200	-	0,85	-	-	-	6 às 20 h
B	100	7,5	750	-	0,81	-	-	-	6 às 22 h
C	25	15	375	-	0,75	-	-	-	6 às 14 h e 16 às 24 h
D	30 30	5 25	150 750	- -	0,83 0,85	- -	- -	- -	8 às 18 h
E	15	15	225	-	0,73	-	-	-	8 às 20 h
F	2 2 2	125 40 -	250 80 -	- - 61	0,74 0,83 -	- - -	- - -	- - -	6 às 20 h. A operação dos motores é a 1/2 carga. As resistências são partes das máquinas.
I	- - -	- - -	- - -	- - -	- - -	800 150 130	65 40 -	- - 100	6 às 24 h. De 0 às 6 h. Somente 10% da potência total estão ligadas.

Durante a análise da carga a ser instalada, o projetista deve identificar a quantidade de cargas não-lineares presentes na instalação. Se a capacidade dessas cargas for igual ou inferior a 20% da capacidade instalada, a determinação do fator de potência poderá ocorrer considerando que o conjunto de cargas seja de características lineares. No entanto, se a capacidade das cargas não-lineares for superior a 20% da carga total, deve-se especificar indutores anti-harmônicas junto aos capacitores ou utilizar filtros harmônicos para as componentes de maior intensidade. Deve-se salientar que para as indústrias em operação, os dados referentes às cargas não-lineares devem ser fornecidos pelos fabricantes das máquinas, o que normalmente não são valores fáceis de serem obtidos.

b) Ciclo de operação diário, semanal, mensal e anual

Como, em geral, nas indústrias as máquinas operam em grupos definidos, pode-se determinar o ciclo de operação para cada conjunto homogêneo de carga e depois compor os vários conjuntos, formando a curva de carga que corresponde ao funcionamento da instalação durante o período considerado. Na prática, determina-se o ciclo de operação diário considerando-se um dia típico provável de produção normal. Para as indústrias comprovadamente sazonais, é importante determinar o seu comportamento durante um ciclo completo de atividade.

c) Determinação das demandas ativas e reativas para o ciclo de carga considerado

Como sugestão, podem-se organizar os valores de demanda ativa e reativa segundo a Tabela 4.7.

d) Traçado das curvas de demanda ativa e reativa

Com base nos valores finais obtidos nas tabelas mencionadas, traçam-se os gráficos das Figuras 4.18 e 4.19, através dos quais se pode visualizar o ciclo de operação diário da instalação.

4.6.2.1 Determinação do fator de potência estimado

O fator de potência pode ser determinado através de um dos métodos adiante indicados, de acordo com os dados disponíveis ou com a precisão dos resultados.

4.6.2.1.1 Método do ciclo de carga operacional

Este método baseia-se na determinação dos consumos previstos no ciclo de operação diário da instalação, projetado mensalmente.

Considerando-se uma indústria de atividade produtiva bem definida, podem-se determinar os consumos de energia ativa e reativa com base no ciclo de operação diário e projetar estes consumos de acordo com os dias trabalhados ao longo de um período de um mês comercial, ou seja, 30 dias. Depois aplicar a Equação (4.6).

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.5)

Considerar um projeto em desenvolvimento de uma indústria, cujas cargas são conhecidas, segundo um ciclo de operação diário típico, sabendo-se, ainda, que o funcionamento é de segunda a sexta-feira, no período compreendido entre 6 às 24 horas. Fora do período de sua atividade produtiva, a indústria mantém ligada apenas 10% de sua iluminação normal. Determinar o fator de potência estimado, sabendo-se que a tensão do sistema é de 440 V.

a) Levantamento de carga

O levantamento de carga conduziu aos resultados constantes na Tabela 4.6.

b) Determinação das demandas previstas

Com base nos valores nominais das cargas, determinam-se as demandas ativa e reativa de cada setor produtivo, considerando-se um conjunto homogêneo. As demandas previstas devem ser contabilizadas a cada intervalo de uma hora, de acordo com a legislação.

- Setor A

$P_{ata} = 20 \times 10 \times 0{,}736 = 147$ kW
$P_{rea} = P_{ata} \times \text{tg}\,[\arccos(0{,}85)] = 91$ kVAr

- Setor B

$P_{atb} = 100 \times 7{,}5 \times 0{,}736 = 552$ kW
$P_{reb} = P_{atb} \times \text{tg}\,[\arccos(0{,}81)] = 399$ kVAr

- Setor C

$P_{atc} = 25 \times 15 \times 0{,}736 = 276$ kW
$P_{rec} = P_{atc} \times \text{tg}\,[\arccos(0{,}75)] = 243$ kVAr

- Setor D

$$P_{ati} = (30 \times 5 + 30 \times 25) \times 0{,}736 = 662 \text{ kW}$$
$$P_{rei} = [30 \times 5 \times \text{tg}\,[\arccos(0{,}83)] + 30 \times 25 \times \text{tg}\,[\arccos(0{,}85)]] \times 0{,}736 = 416 \text{ kVAr}$$

- Setor E

$$P_{ate} = 15 \times 15 \times 0{,}736 = 165 \text{ kW}$$
$$P_{ree} = P_{ate} \times \text{tg}\,[\arccos(0{,}73)] = 155 \text{ kVAr}$$

- Setor F

$$P_{atf} = \left(\frac{2 \times 125 + 2 \times 40}{2}\right) \times 0{,}736 + 61 = 182 \text{ kW}$$

$$P_{ref} = \left[\frac{2 \times 125 \times \text{tg}\,(\arccos 0{,}62)}{2} + \frac{2 \times 40 \times \text{tg}\,(\arccos 0{,}61)}{2}\right] \times 0{,}736 = 155 \text{ kVAr}$$

Admitem-se que os fatores de potência 0,62 e 0,61 correspondem à condição de operação dos motores a 1/2 carga. Os valores dos fatores de potência na condição de 1/2 carga podem ser encontrados nas curvas de desempenho dos motores fornecidas pelo fabricante, à semelhança do gráfico visto na Figura 4.22.

- Iluminação

$$P_{ati} = \frac{(800 \times 65) + (150 \times 40) + (800 \times 11{,}9) + (150/2 \times 24{,}1) + (130 \times 100)}{1.000} = 82 \text{ kW}$$

$$P_{rei} = \frac{(800 \times 11{,}9 \times \text{tg}\,(\arccos 0{,}5) + 150/2 \times 24{,}1 \times \text{tg}\,(\arccos 0{,}9))}{1.000} = 17 \text{ kVAr}$$

Os fatores de potência 0,5 e 0,9 correspondem respectivamente aos reatores de baixo e alto fator de potência utilizados.

As perdas em watts dos reatores bem como o seu fator de potência podem ser encontrados em catálogos de fabricantes. Os reatores simples para lâmpadas fluorescentes de 65 W apresentam uma perda de 11,9 W com um fator de potência de 0,5, enquanto os reatores duplos utilizados neste exemplo têm perdas de 24,1 W, com um fator de potência de 0,9 (reatores compensados).

Com base nos resultados anteriores, foi organizada a Tabela 4.7.

c) Traçado das curvas de cargas

A partir dos valores totais obtidos da Tabela 4.7 traçam-se as curvas de carga das demandas previstas, ativa e reativa, que compõem um ciclo de carga diário, de acordo com os gráficos das Figuras 4.23 e 4.24.

d) Cálculo do fator de potência horário

Tratando-se de um consumidor do Grupo Tarifário Azul, o fator de potência é calculado a cada intervalo de uma hora, conforme a Tabela 4.7.

e) Cálculo das energias mensais ativa e reativa

Os consumos de energia ativa e reativa para o período de um mês de operação da indústria são obtidos multiplicando-se as demandas ativa e reativa pelo tempo considerado de operação diária e pelo número de dias de funcionamento previsto.

- O valor do consumo diário de energia ativa diário vale:

$$C_{kWhd} = (8{,}2 \times 6) + (1.239 \times 2) + (2.066 \times 8) + (1.790 \times 2) + (1.404 \times 2) + (910 \times 2) + (358 \times 2)$$

$$C_{kWhd} = 27.979 \text{ kWh/dia}$$

- O valor de consumo diário de energia ativa mensal vale:

$$C_{kWhm} = 27.979 \times 22 = 615.538 \text{ kWh/mês}$$

- O valor do consumo diário de energia reativa diário vale:

$$C_{kVArhd} = (1{,}7 \times 6) + (905 \times 2) + (1.476 \times 8) + (1.233 \times 2) + (1.060 \times 2) + (659 \times 2) + (260 \times 2)$$

$$C_{kVArhd} = 20.052 \text{ kVArh/dia}$$

- O valor do consumo mensal de energia reativa vale:

$$C_{kVArhm} = 20.052 \times 22 = 441.144 \text{ kVArh/mês}$$

f) Cálculo do fator de potência médio mensal

TABELA 4.7
Demandas acumuladas por período – kW e kVAr

Demandas Horárias																	Fator	Pot.
Período	Setor A		Setor B		Setor C		Setor D		Setor E		Setor F		Setor I		Totais		Pot	Capac
Horas	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	-	kVAr
0-1													8,2	1,7	8,2	1,7	0,97	0
1-2													8,2	1,7	8,2	1,7	0,97	0
2-3													8,2	1,7	8,2	1,7	0,97	0
3-4													8,2	1,7	8,2	1,7	0,97	0
4-5													8,2	1,7	8,2	1,7	0,97	0
5-6													8,2	1,7	8,2	1,7	0,97	0
6-7	147	91	552	399	276	243					182	155	82	17	1.239	905	0,80	401
7-8	147	91	552	399	276	243					182	155	82	17	1.239	905	0,80	401
8-9	147	91	552	399	276	243	662	416	165	155	182	155	82	17	2.066	1.476	0,81	615
9-10	147	91	552	399	276	243	662	416	165	155	182	155	82	17	2.066	1.476	0,81	615
10-11	147	91	552	399	276	243	662	416	165	155	182	155	82	17	2.066	1.476	0,81	615
11-12	147	91	552	399	276	243	662	416	165	155	182	155	82	17	2.066	1.476	0,81	615
12-13	147	91	552	399	276	243	662	416	165	155	182	155	82	17	2.066	1.476	0,81	615
13-14	147	91	552	399	276	243	662	416	165	155	182	155	82	17	2.066	1.476	0,81	615
14-15	147	91	552	399			662	416	165	155	182	155	82	17	1.790	1.233	0,82	486
15-16	147	91	552	399			662	416	165	155	182	155	82	17	1.790	1.233	0,82	486
16-17	147	91	552	399	276	243	662	416	165	155	182	155	82	17	2.066	1.476	0,81	615
17-18	147	91	552	399	276	243	662	416	165	155	182	155	82	17	2.066	1.476	0,81	615
18-19	147	91	552	399	276	243			165	155	182	155	82	17	1.404	1.060	0,79	491
19-20	147	91	552	399	276	243			165	155	182	155	82	17	1.404	1.060	0,79	491
20-21			552	399	276	243							82	17	910	659	0,81	247
21-22			552	399	276	243							82	17	910	659	0,81	247
22-23					276	243							82	17	358	260	0,81	97
23-24					276	243							82	17	358	260	0,81	97

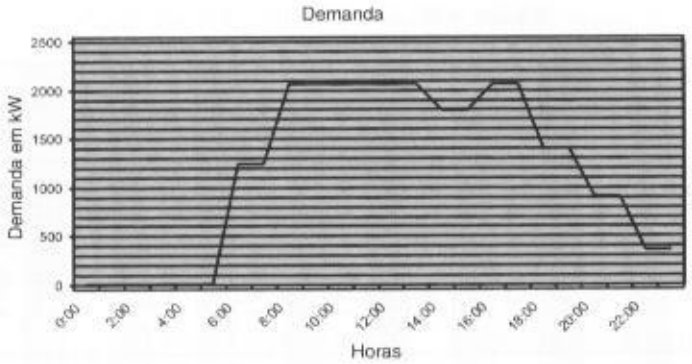


FIGURA 4.23
Curva de demanda ativa



FIGURA 4.24
Curva de demanda reativa indutiva

A título de ilustração, pode-se determinar o fator de potência médio mensal aplicando-se a Equação (4.9). Deve-se acrescentar que, para a indústria em apreço, modalidade horo-sazonal, este resultado não gera efeito prático.

$$F_p = \frac{C_{kWhm}}{\sqrt{C_{kWhm}^2 + C_{kVArhm}^2}} = \frac{615.538}{\sqrt{615.538^2 + 441.144^2}} = 0,81$$

4.6.2.1.2 Método analítico

Este método se baseia na resolução do triângulo das potências. Cada carga é considerada individualmente, calculando-se a sua demanda ativa e reativa, com base no fator de potência nominal. Ao se obter finalmente os valores de demanda ativa e reativa, calcula-se o valor de Ψ conforme a Figura 4.25. Este método, em geral, é empregado quando se deseja obter o fator de potência num ponto determinado do ciclo de carga.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.6)

Determinar o fator potência, na demanda máxima prevista, de uma instalação industrial, cuja carga é composta de:

- 25 motores trifásicos de 3 cv/380 V/IV pólos, com fator de potência 0,73;
- 15 motores trifásicos de 30 cv/380 V/IV pólos, com fator de potência 0,83;
- 500 lâmpadas fluorescentes de 40 W, com reator a baixo fator de potência, ou seja, 0,4 em atraso, com perda de 15,3 W.

A iluminação é ligada em 220 V.
Para os motores de 3 cv, tem-se:

$P_{a3} = 3 \times 0,736 \times 25 = 55,2$ kW
$P_{r3} = 55,2 \times \text{tg}(\arccos 0,73) = 51,6$ kVAr

Para os motores de 30 cv, tem-se:

$P_{a30} = 30 \times 0,736 \times 15 = 331,2$ kW
$P_{r30} = 331,2 \times \text{tg}(\arccos 0,83) = 222,5$ kVAr

A carga de iluminação vale:

$$P_{at} = \frac{500 \times 40}{1.000} + \frac{500 \times 15,3}{1.000} = 27,6 \text{ kW}$$

$$P_{rt} = \frac{500 \times 15,3 \times \text{tg (arccos } 0,4)}{1.000} = 17,5 \text{ kVAr}$$

Os triângulos das potências correspondentes a cada conjunto de carga estão mostrados na Figura 4.25 (a), (b) e (c). Compondo-se os diversos triângulos das potências, tem-se o triângulo resultante, conforme a Figura 4.25(d).

O fator de potência do conjunto vale:

$$P_{at} = 55,2 + 331,2 + 27,6 = 414 \text{ kW}$$
$$P_{rt} = 51,6 + 222,5 + 17,5 = 291,6 \text{ kVAr}$$
$$P_T = \sqrt{414^2 + 291,6^2} = 506,3 \text{ kVA}$$
$$\psi = \text{arctg}\left(\frac{P_{rt}}{P_{at}}\right) = \text{arctg}\left(\frac{291,6}{414}\right) = 35,15°$$
$$F_p = \cos 35,15° = 0,81$$

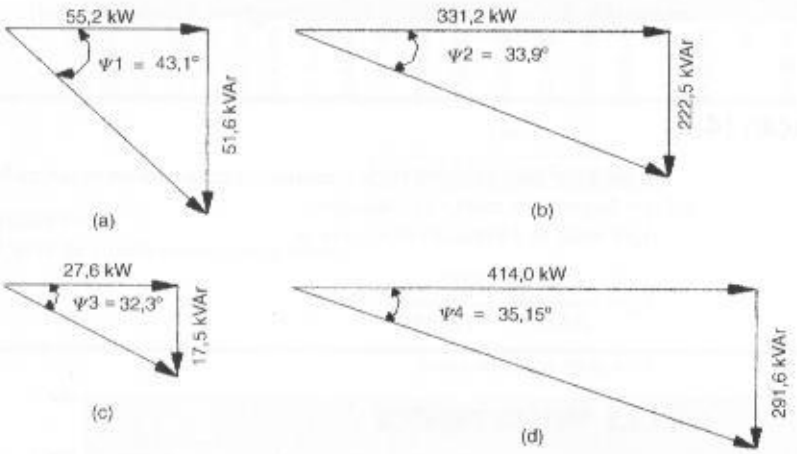


FIGURA 4.25
Triângulos das potências

4.6.3 Instalações em Operação

A determinação precisa do fator de potência somente é possível quando a instalação está operando em plena carga. Em geral, não se deve proceder à medição do fator de potência em indústrias recém-inauguradas em virtude de nem sempre todas as máquinas estarem em operação de regime normal.

O fator de potência de uma instalação industrial somente deverá ser alterado após algumas providências de ordem administrativa terem sido executadas, quais sejam:

- desligar da rede os motores que estiverem operando em vazio;
- manter energizados somente os transformadores necessários à carga quando a indústria estiver operando em carga leve, ou somente com a iluminação de vigia;
- substituir os motores superdimensionados por unidades de menor potência.

Para a determinação do fator de potência podem ser adotados um dos seguintes métodos:

4.6.3.1 Método dos consumos médios mensais

Este é um dos métodos mais simples conhecidos. Consiste em tabular os consumos de energia ativa e reativa fornecidos na conta de energia elétrica emitida pela concessionária. É conveniente que sejam computados as contas de energia correspondentes a um período igual ou superior a seis meses. Este método é somente válido para consumidores com avaliação mensal do fator de potência.

TABELA 4.8
Consumos médios

Mês	Consumo	
	kWh	kVArh
Jul	17.580	17.900
Ago	19.410	18.720
Set	20.070	19.400
Out	18.480	17.560
Nov	15.320	13.200
Dez	17.560	17.600
Soma	108.420	104.380
Média	18.070	17.396

Caso a indústria apresente sazonalidade de produção, é necessário considerar este fato, aumentando-se o período do estudo, por exemplo, para 12 meses. Com os resultados obtidos pela média aritmética dos valores tabulados, emprega-se a Equação (4.9).

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.7)

Considerar uma indústria cujos consumos mensais foram organizados segundo a Tabela 4.8. Determinar o fator de potência médio da instalação.

Aplicando-se a Equação (4.9), tem-se:

$$F_p = \frac{18.070}{\sqrt{18.070^2 + 17.396^2}} = 0,72$$

4.6.3.2 Método analítico

Este método é o mesmo explanado na Seção 4.6.2.1.2, ou seja, o método dos triângulos de potência.

As potências ativas e reativas podem ser coletadas através de medições simples instantâneas em vários instantes de um ciclo de carga, obtendo-se no final um fator de potência médio da instalação. Este procedimento somente é válido para indústrias do grupo tarifário com avaliação mensal do fator de potência.

4.6.3.3 Método das potências medidas

Atualmente existem vários aparelhos de tecnologia digital disponíveis no mercado, fabricados ou distribuídos por diferentes fornecedores que desempenham várias funções no campo da medição de parâmetros elétricos, sendo um deles a medição do fator de potência. Em geral, esses aparelhos são constituídos de uma caixa, no interior da qual estão os componentes eletrônicos necessários às funções dedicadas a que se propõem. Quando utilizado em sistemas primários, deve-se utilizar o transformador de potencial adequado ao nível de tensão da rede. Podem ser fornecidos em unidades monofásicas ou trifásicas, sendo conveniente utilizar unidades trifásicas. Alguns aparelhos apresentam as seguintes características técnicas.

- medição de tensão, corrente, potência ativa, potência reativa, potência aparente, freqüência, fator de potência, energia ativa e energia reativa;
- memória de massa para 6 ou 12 canais;
- classe de exatidão variando de 0,2% a 1%;
- possibilidade de telemedição;
- medição de distorção harmônica.

Os resultados obtidos da medição dos parâmetros do sistema elétrico, anteriormente mencionados, são exibidos em planilha eletrônica Excel. Através dessa planilha podem ser elaborados os gráficos dos parâmetros medidos para efeito de análise, conforme exemplos mostrados nas Figuras 4.26 a 4.31, correspondentes a medições contínuas de três dias.

Utilizando-se a mesma planilha Excel, com base nos dados coletados pelo aparelho de medição, pode-se determinar, por exemplo, o quanto de potência capacitiva é necessária para corrigir o fator de potência horário até um valor definido, conforme exemplificado na Figura 4.31.

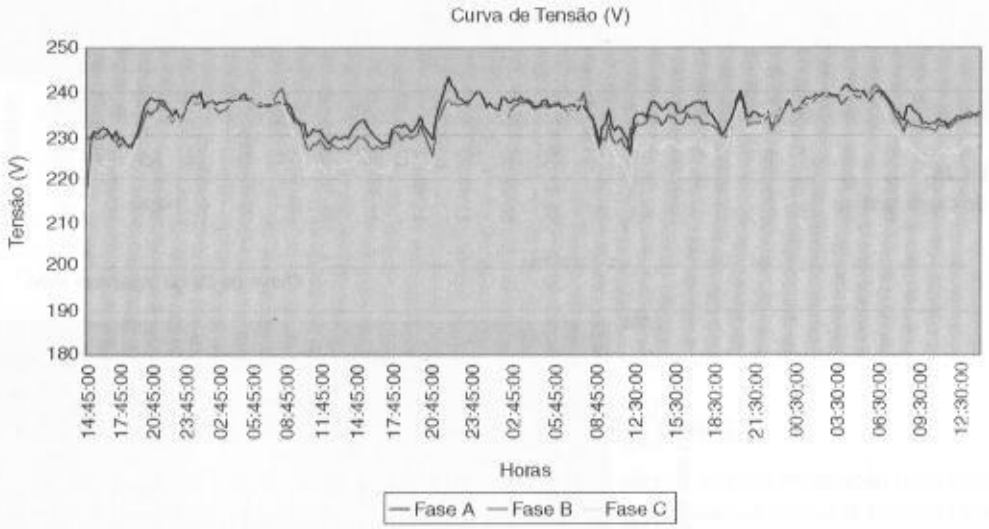


FIGURA 4.26
Curva de tensão entre fases e neutro

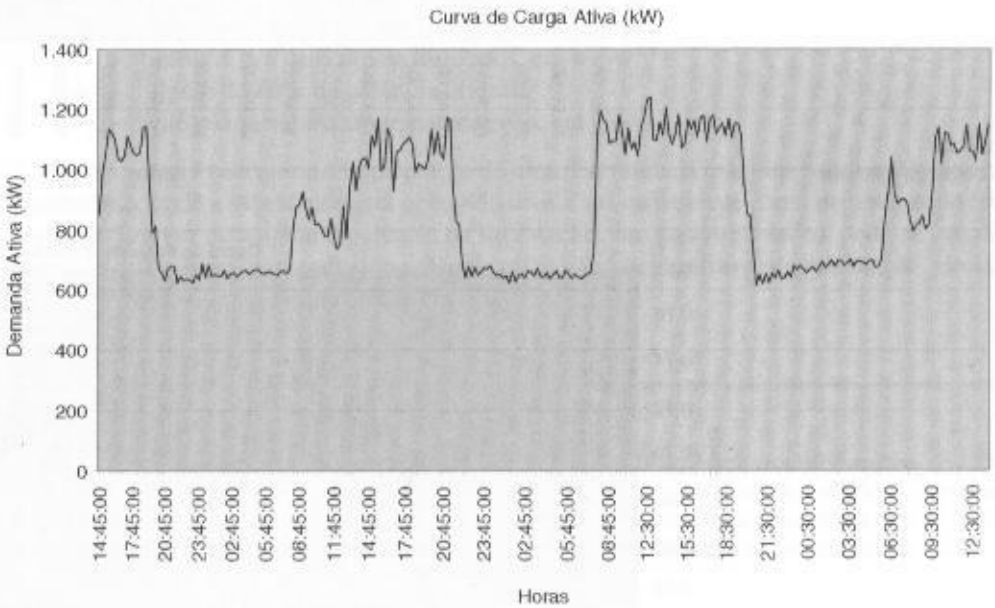


FIGURA 4.27
Curva de carga ativa

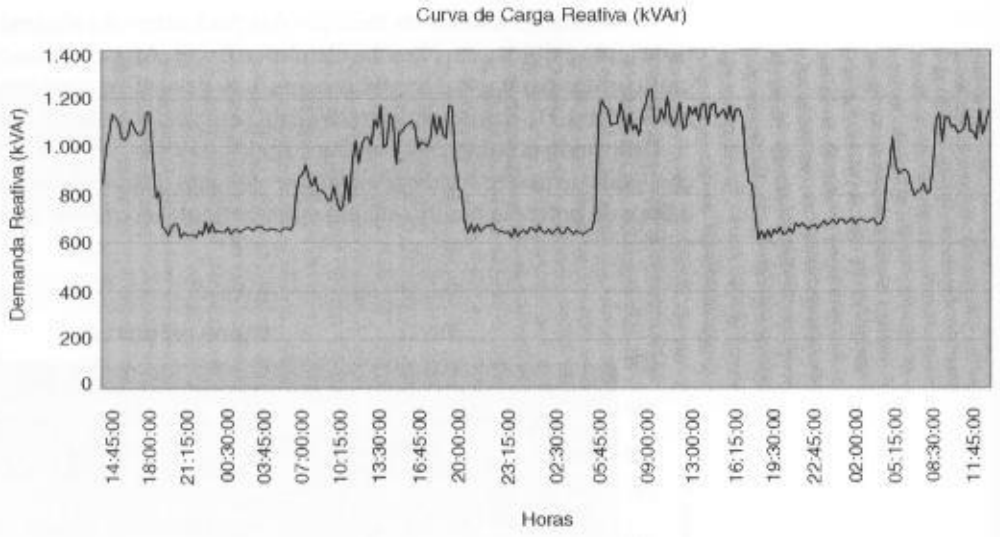


FIGURA 4.28
Curva de carga reativa

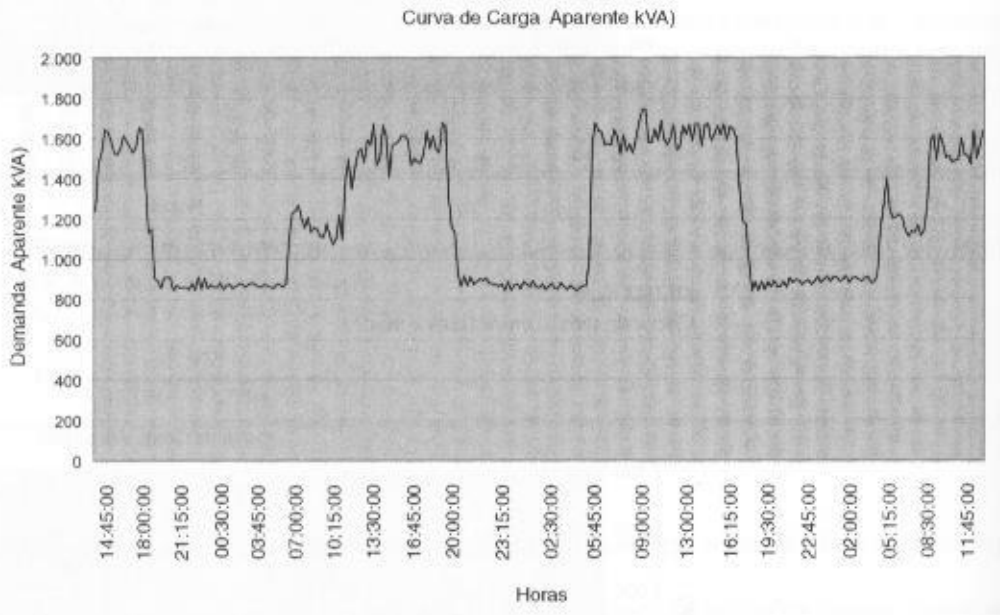


FIGURA 4.29
Curva de carga aparente

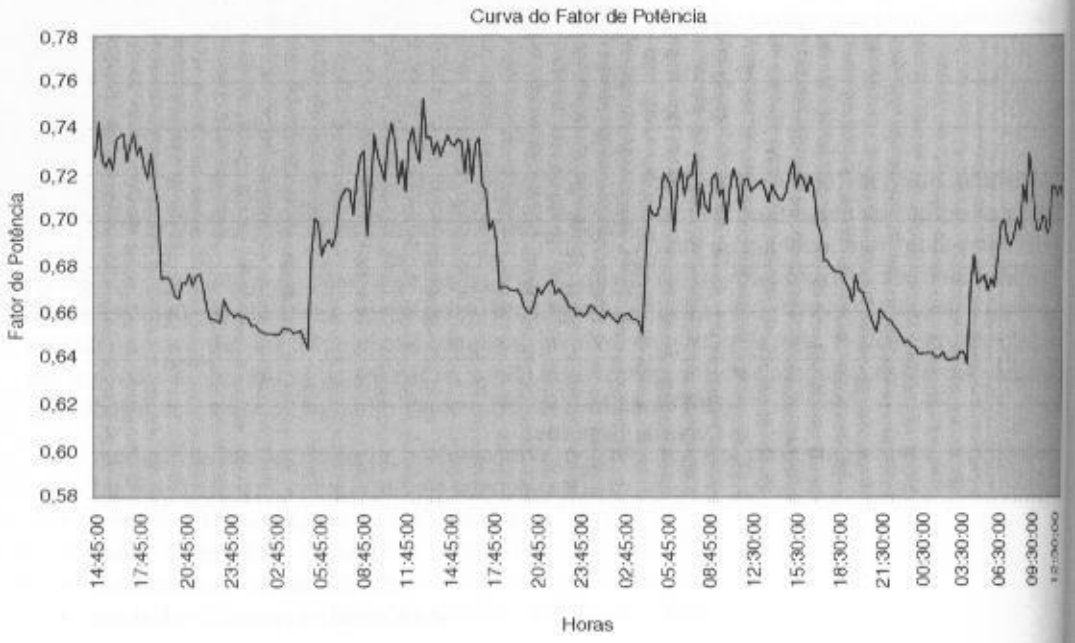
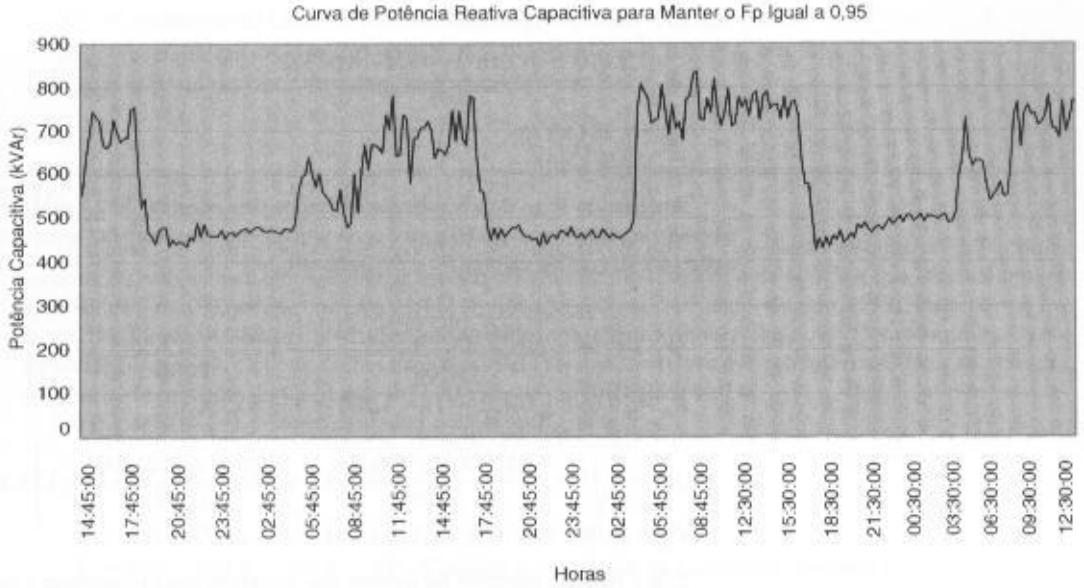


FIGURA 4.30
Curva do fator de potência

FIGURA 4.31
Curva da potência capacitiva



4.6.4 Estudos para Aplicação Específica de Capacitores

4.6.4.1 Liberação de potência instalada em transformação

A instalação de capacitores na rede do lado de tensão inferior de uma instalação libera potência em kVA das unidades de transformação em serviço. A capacidade de potência liberada pode ser calculada segundo a Equação (4.23).

$$P_l = \left[\sqrt{1 - \frac{P_c^2 \times \cos^2 \psi_1}{P_t^2}} + \frac{P_c \times \operatorname{sen} \psi_1}{P_t} - 1\right] \times P_t \qquad (4.23)$$

P_l – potência liberada em transformação, em kVA;
P_c – potência dos capacitores utilizados, em kVAr;
ψ_1 – ângulo do fator de potência original;
P_t – potência instalada em transformação, em kVA.

Muitas vezes é necessária a implantação de uma determinada máquina numa indústria em funcionamento, onde a subestação está operando com a sua capacidade plena para um dado fator de potência. Em vez de ampliar a potência da subestação com gastos elevados, pode-se instalar um banco de capacitores, para reduzir a potência reativa fornecida através da subestação, aliviando a carga dos respectivos transformadores.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.8)

Um projeto industrial tem uma potência instalada de 1.500 kVA, com dois transformadores de 750 kVA, em paralelo. O fator de potência medido é de 0,87, para uma demanda máxima de 1.480 kVA. Desejando-se fazer um aumento de carga com a instalação de um motor de 150 cv, a fator de potência de 0,87, calcular a potência necessária dos capacitores, a fim de evitar alteração nas unidades de transformação.

$$P_m = P_l = \frac{150 \times 0,736}{0,87 \times 0,95} = 133,5 \text{ kVA}$$

$\eta = 0,95$ (rendimento do motor)
$P_t = 1.500$ kVA
$\psi_1 = \arccos(0,87) = 29,54°$

Da Equação (4.23), pode-se explicitar o valor de P_c na equação do 2.° grau.

$$P_c^2 - (2 \times P_l \times \operatorname{sen} \psi_1 + 2 \times P_t \times \operatorname{sen} \psi_1) \times P_c + (2 \times P_t \times P_l + P_l^2) = 0$$
$$P_c^2 - (2 \times 133,5 \times \operatorname{sen} 29,54° + 2 \times 1.500 \times \operatorname{sen} 29,54°) \times P_c + 2 \times 1.500 \times 133,5 + 133,5^2 = 0$$

$$P_c^2 - 1.610 \times P_c + 418.332 = 0$$

$$P_c = \frac{1.610 \pm \sqrt{1.610^2 - 4 \times 1 \times 418.322}}{2 \times 1}$$

$P_{c1} = 1.284$ kVAr
$P_{c2} = 325$ kVAr

Analisando-se os dois resultados liberados pela equação do 2.° grau, pode-se determinar qual o valor do banco de capacitores que técnica e economicamente mais satisfaz ao caso em questão. Aplicando-se a Equação (4.23), com os valores P_{c1} e P_{c2}, tem-se que:

$$P_{f1} = \left[\sqrt{1 - \frac{1.284^2 \times \cos^2 29,54°}{1.500^2}} + \frac{1.284 \times \text{sen } 29,54°}{1.500} - 1\right] \times 1.500$$

$P_{f1} = (0,667 + 0,422 - 1) \times 1.500 = 133,5$ kVA

$$P_{f1} = \left[\sqrt{1 - \left(\frac{325^2 \times \cos^2 29,54°}{1.500^2}\right)} + \frac{325 \times \text{sen } 29,54°}{1.500} - 1\right] \times 1.500$$

$P_{f2} = [0,982 + 0,1068 - 1] \times 1.500 = 133,2$ kVA

Logo, pode-se perceber facilmente que a solução mais econômica é adotar um banco de capacitores de 325 kVAr, ou seja:

$P_c = 6 \times 50 + 1 \times 25 = 325$ kVAr

Pode-se comprovar esse resultado através do triângulo das potências, de acordo com as Figuras 4.32 (a) e (b), isto é:

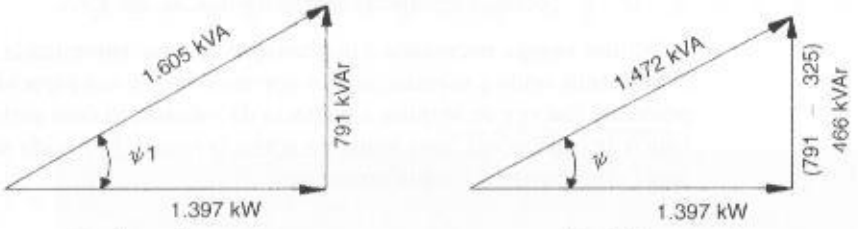
$P_{kW} = 1.480 \times 0,87 = 1.287$ kW
$P_{kW1} = 1.287 + 150 \times 0,736 = 1.397$ kW

$$P_{kVA} = \frac{1.397}{0,87} = 1.605 \text{ kVA}$$

$P_{kVAr1} = 1.605 \times \text{sen}(\arccos 0,87) = 791$ kVAr
$P_{kVAr1} = 791 - 325 = 466$ kVAr

$$P_{kVA} = \sqrt{1.397^2 + 466^2} = 1.472 \text{ kVA}$$

Logo, percebe-se que se pode adicionar à instalação um motor de 150 cv, e o carregamento dos transformadores ainda se reduz para 1.472 kVA após a instalação de um banco de capacitores de 325 kVAr.



(a) Antes da correção (b) Após a correção

FIGURA 4.32
Triângulo das potências

4.6.4.2 Liberação da capacidade de carga de circuitos terminais e de distribuição

À semelhança do processo pelo qual se pode obter potência adicional da subestação, muitas vezes é necessário acrescer uma determinada carga, por exemplo, num CCM (Centro de Controle de Motores), tendo-se como fator limitante a seção do condutor do circuito de distribuição que liga o QGF ao referido CCM. A instalação de capacitores no barramento do CCM poderá liberar a potência que se deseja. A Equação (4.24) permite conhecer o valor desta potência.

$$P_l = \frac{P_c \times X_{cir}}{X_{cir} \times \text{sen } \psi_1 + R_{cir} \times \cos \psi_1} \text{ (kVA)} \qquad (4.24)$$

X_{cir} – reatância do circuito para o qual se quer liberar a carga, em Ω;
R_{cir} – resistência do circuito para o qual se quer liberar a carga, em Ω;
ψ_1 – ângulo do fator e potência original.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.9)

Desejando-se instalar num determinado CCM um motor de 100 cv, com fator de potência 0,87 e rendimento 0,92, sabendo-se que a demanda medida no seu circuito terminal é de 400 A e que o condutor tem seção de 300 mm² (limite de corrente de 435 A, considerando-se o condutor do tipo XLPE, instalado no interior do eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante – A1), determinar a quantidade de capacitores e a potência nominal necessária para evitar a troca dos condutores. O fator de potência medido no barramento do CCM é de 0,71. O circuito terminal mede 150 m.

Da Equação (4.24), pode-se explicitar o valor de P_c, ou seja:

$$P_c = \frac{P_1 \times (X_{cir} \times \operatorname{sen}\psi_1 + R_{cir} \times \cos\psi_1)}{X_{cir}}$$

I_m = 135,4 A (corrente nominal do motor)
I_{cf} = 400 + 135,4 = 535,4 > 435 A (supera a capacidade da corrente do condutor)

$$P_1 = \frac{100 \times 0,736}{0,87 \times 0,92} = 91,9 \text{ kVA}$$

R = 0,0781 m Ω/m (tabela do Capítulo 3)
X = 0,1068 m Ω/m (tabela do Capítulo 3)

$$R_{cir} = \frac{0,781 \times 150}{1.000} = 0,01171\ \Omega$$

$$X_{cir} = \frac{0,1068 \times 150}{1.000} = 0,01602\ \Omega$$

arccos 0,71 = 44,76°
arccos 0,87 = 29,54°

$$P_c = \frac{91,9 \times (0,01602 \times \operatorname{sen}\ 44,76 + 0,01171 \times \cos\ 44,76)}{0,01602}$$

P_c = 112,4 kVAr → P_c = 3 × 40 = 120 kVAr

Para a aplicação desse resultado, convém que se estude a viabilidade econômica entre a substituição do condutor e a instalação do banco de capacitores. Neste caso, poderia ser constituído um banco de capacitores com três unidades capacitivas de 40 kVAr.

$$I_c = \frac{120}{\sqrt{3} \times 0,38} = 182,3 \text{ A}$$

Desta forma, tem-se:

I_a = 400 × cos 44,76 + 135,4 × 0,87 = 401,8 A
I_r = 400 × sen 44,76 + 135,4 × sen 29,54 − 182,3 = 166,1 A
$I_1 = \sqrt{401,8^2 + 166,1^2}$ = 434,7 A < 435 A (inferior à corrente nominal do condutor)

O fator de potência medido no barramento do CCM vale:

$$F_p = \cos \operatorname{arctg}\left(\frac{I_r}{I_a}\right) = \cos \operatorname{arctg}\left(\frac{166,1}{401,8}\right) = 0,92$$

Se for aumentada a potência capacitiva, poderá ser liberado mais corrente do condutor.

4.6.4.3 Redução das perdas

As perdas nos condutores são registradas nos medidores de energia da concessionária e o consumidor paga pelo consumo desperdiçado. A Equação (4.25) permite que se determine a energia economizada num período anual.

$$E_e = \frac{R_{cir} \times P_c \times (2 \times P_d \times \operatorname{sen}\psi_1 - P_c) \times 8.760}{1.000 \times V_{cir}^2} \qquad (4.25)$$

E_e – energia anual economizada, em kWh;
P_d – demanda do circuito;
R_{cir} – resistência do circuito para o qual estão sendo calculadas as perdas, em Ω;
V_{cir} – tensão composta do circuito, em kV.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.10)

Considerando-se as condições iniciais do Exemplo de aplicação (4.9) sem a instalação do motor de 100 cv, determinar a economia anual em US$ com a instalação de um banco de capacitores de 100 kVAr no circuito de distribuição. A tensão entre fases vale 380 V.

$$E_e = \frac{0{,}01171 \times 100 \times (2 \times 263{,}2 \times \text{sen } 44{,}76 - 100) \times 8.760}{1.000 \times 0{,}38^2} = 19.227 \text{ kWh / ano}$$

$R_{cir} = 0{,}01171\ \Omega$;
$P_c = 100$ kVAr;
$P_d = \sqrt{3} \times 0{,}38 \times 400 = 263{,}2$ kVA.

A economia em US$ vale:

$E_{cr} = 19.227 \times T_{ea} = 19.227 \times 0{,}0850 =$ US$ 1.634,29/ano;
$T_{ea} = 0{,}0850$ US$/kWh (tarifa média anual adotada).

4.6.4.4 Melhoria do nível de tensão

A instalação de capacitores num sistema conduz ao aumento do nível de tensão, como conseqüência da redução da corrente de carga e da redução efetiva da queda de tensão nos circuitos terminais e de distribuição. A Equação (4.26) indica o valor percentual do aumento da tensão no circuito.

$$\Delta V = \frac{P_c \times X_{cir}}{10 \times V_{cir}^2} \ (\%) \tag{4.26}$$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.11)

Considerando-se o Exemplo de aplicação (4.9), determinar o aumento do nível de tensão no circuito de distribuição.

$$\Delta V_p = \frac{100 \times 0{,}01602}{10 \times 0{,}38^2} = 1{,}10\%$$

É importante frisar que a melhoria do nível de tensão deve ser encarada como uma conseqüência natural da instalação dos capacitores para corrigir o fator de potência ou outra solução que se deseje para um caso particular da instalação.

Como já se comentou anteriormente, não é uma prática economicamente viável utilizar-se de banco de capacitores para se proceder à elevação da tensão em instalações industriais quando é mais eficaz trocar as posições dos tapes do(s) transformador(es) da subestação, desde que a regulação do sistema o permita. No entanto, nas redes de distribuição das concessionárias é comum a instalação de banco de capacitores como um meio de elevar o perfil de tensão do sistema, podendo, neste caso, ser utilizados bancos de capacitores, tanto fixos como automáticos.

4.7 CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

Como ficou evidenciado anteriormente, é de suma importância para o industrial manter o fator de potência de sua instalação dentro dos limites estabelecidos pela legislação. Agora, serão estudados os métodos utilizados para corrigir o fator de potência, quando já é conhecido o valor atual medido ou determinado.

Para se obter uma melhoria do fator de potência, podem-se indicar algumas soluções que devem ser adotadas, dependendo das condições particulares de cada instalação.

Deve-se entender que a correção do fator de potência aqui evidenciada não somente visa à questão do faturamento de energia reativa excedente, mas também aos aspectos operacionais internos à instalação da unidade consumidora, tais como liberação da capacidade de transformadores e dos cabos, redução das perdas etc.

A correção do fator de potência deve ser realizada considerando as características de carga da instalação. Se a carga da instalação for constituída de 80% ou mais de cargas linerares pode-se corrigir o fator de potência considerando apenas os valores dessas cargas. No entanto, se na carga da instalação estiverem presentes cargas não-lineares com valor superior a 20% do total da carga conectada deve-se considerar os efeitos dos componentes harmônicos na correção do fator de potência.

O fator de potência deve se manter igual ou superior a 0,92 e igual ou inferior a 1 após a instalação dos equipamentos de correção.

4.7.1 Correção do Fator de Potência para Cargas Lineares

4.7.1.1 Modificação da rotina operacional

Esta orientação deve ser dirigida, por exemplo, no sentido de manter os motores em operação a plena carga, evitando o seu funcionamento a vazio. Outras providências devem ser tomadas no sentido de otimizar o uso racional da energia elétrica, atuando-se sobre o uso da iluminação, dos transformadores e de outras cargas que operam com ineficiência, conforme será estudado no Capítulo 15.

4.7.1.2 Instalação de motores síncronos superexcitados

Os motores síncronos podem ser instalados exclusivamente para a correção do fator de potência ou podem ser acoplados a alguma carga da própria produção, em substituição, por exemplo, a um motor de indução. Praticamente, nenhuma destas soluções é adotada devido a seu alto custo e dificuldades operacionais.

Os motores síncronos, quando utilizados para corrigir o fator de potência, em geral funcionam com carga constante. A seguir, será feita uma análise de sua operação nesta condição.

a) Motor subexcitado

Corresponde à condição de baixa corrente de excitação, na qual o valor da força eletromotriz induzida nos pólos do estator (circuito estatórico) é pequeno, o que acarreta a absorção de potência reativa da rede de energia elétrica necessária à formação de seu campo magnético. Assim, a corrente estatórica mantém-se atrasada em relação à tensão.

b) Motor excitado para a condição de fator de potência unitário

Partindo da condição anterior e aumentando-se a corrente de excitação, obtém-se uma elevação da força eletromotriz no campo estatórico, cuja corrente ficará em fase com a tensão de alimentação. Desta forma, o fator de potência assume o valor unitário e o motor não necessita absorver potência reativa da rede de energia elétrica para a formação de seu campo magnético.

c) Motor sobreexcitado

Qualquer elevação de corrente de excitação a partir de então proporciona o adiamento da corrente estatórica em relação à tensão aplicada, fazendo com que o motor funcione com o fator de potência capacitivo, fornecendo potência reativa à rede de energia elétrica.

4.7.1.3 Instalação de capacitores-derivação

Esta é a solução mais empregada na correção do fator de potência de instalações industriais, comerciais e dos sistemas de distribuição e de potência. A determinação da potência do capacitor por quaisquer dos métodos adiante apresentados não deve implicar um fator de potência inferior a 0,92 indutivo ou capacitivo, em qualquer ponto do ciclo de carga da instalação, de acordo com a legislação vigente.

Muitas vezes é necessária a operação dos bancos de capacitores em frações cuja potência manobrada não deve permitir um fator de potência capacitivo inferior a 0,92 no período das 0 às 6 horas, a fim de se evitar o faturamento de energia capacitiva excedente. O banco deve também ser manobrado no período das 6 às 24 horas para evitar o faturamento de energia reativa indutiva excedente. A correção do fator de potência de motores, aplicando-se banco de capacitores em seus terminais, deve ser feita com bastante critério para evitar a queima do equipamento, como já se mencionou.

Nessas condições, o sistema de suprimento ficará sujeito a sobretensões indesejáveis. Entretanto, como toda a carga composta de bobinas necessita energia reativa indutiva para manter ativo o seu campo magnético, a companhia responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica se compromete, de acordo com a legislação vigente, a fornecer a seus consumidores parte da energia reativa indutiva requerida pela carga até o limite dado pelo fator de potência igual a 0,92.

Os bancos de capacitores podem ser dimensionados para operação fixa e controlada.

4.7.1.3.1 Banco de capacitores fixos

Os capacitores fixos são utilizados quando a carga da indústria praticamente não varia ao longo de uma curva de carga diária. Também são empregados como uma potência capacitiva de base correspondente à demanda mínima da instalação.

A potência capacitiva necessária para corrigir o fator de potência pode ser determinada a partir dos seguintes métodos:

a) Método analítico

Como anteriormente mencionado, o método analítico baseia-se na resolução do triângulo das potências. A determinação da potência dos capacitores para elevar o fator de potência de F_{p1} para F_{p2} pode ser feita com base na Equação (4.27).

$$P_c = P_{at} \times (\text{tg}\psi_1 - \text{tg}\psi_2) \tag{4.27}$$

P_{at} – potência ativa, em kW;
ψ_1 – ângulo do fator de potência original;
ψ_2 – ângulo do fator de potência desejado;

Na Figura 4.33, P_{re1} significa a potência reativa fluindo na rede antes da instalação dos capacitores e P_{re2} a potência reativa fluindo na rede após a instalação dos capacitores, P_c.

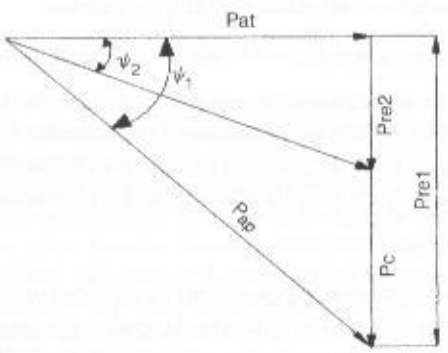


FIGURA 4.33
Triângulo das potências

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.12)

Determinar a potência capacitiva necessária para corrigir o fator de potência de uma instalação industrial cuja demanda é praticamente constante ao longo do dia e vale 340 kW. O fator de potência médio medido em vários horários foi de 0,78.

$$P_c = P_{at} \times (\text{tg}\psi_1 - \text{tg}\psi_2) = 340 \times (\text{tg}38{,}73 - \text{tg}18{,}19) = 160\ \text{kVAr}$$

TABELA 4.9
Fatores para correção do fator de potência

Fator de Potência Original (Fp_1)	Fator de Potência Corrigido – Fp_2															
	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00
0,50	1,11	1,14	1,16	1,19	1,22	1,25	1,27	1,30	1,33	1,37	1,40	1,44	1,48	1,53	1,59	1,73
0,51	1,07	1,09	1,12	1,14	1,17	1,20	1,23	1,26	1,29	1,32	1,36	1,39	1,43	1,48	1,54	1,69
0,52	1,02	1,05	1,07	1,10	1,13	1,16	1,19	1,22	1,25	1,28	1,31	1,35	1,39	1,44	1,50	1,64
0,53	0,98	1,03	1,03	1,06	1,08	1,11	1,14	1,17	1,20	1,23	1,27	1,31	1,35	1,39	1,45	1,60
0,54	0,94	0,96	0,99	1,02	1,04	1,07	1,10	1,13	1,16	1,19	1,23	1,26	1,31	1,35	1,42	1,56
0,55	0,89	0,92	0,95	0,98	1,00	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,19	1,22	1,26	1,31	1,37	1,52
0,56	0,86	0,89	0,91	0,94	0,96	0,99	1,02	1,05	1,08	1,12	1,15	1,19	1,23	1,28	1,34	1,50
0,57	0,82	0,85	0,87	0,90	0,92	0,96	0,98	1,01	1,05	1,08	1,11	1,15	1,19	1,24	1,30	1,44
0,58	0,78	0,81	0,84	0,86	0,89	0,92	0,95	0,98	1,01	1,04	1,07	1,11	1,15	1,20	1,26	1,40
0,59	0,75	0,77	0,80	0,83	0,85	0,88	0,91	0,94	0,97	1,00	1,04	1,08	1,12	1,16	1,22	1,37
0,60	0,71	0,74	0,76	0,79	0,82	0,85	0,88	0,91	0,94	0,97	1,00	1,04	1,08	1,13	1,19	1,33
0,61	0,68	0,70	0,73	0,74	0,78	0,81	0,84	0,87	0,90	0,93	0,97	1,00	1,05	1,09	1,15	1,30
0,62	0,64	0,67	0,70	0,72	0,75	0,78	0,81	0,84	0,87	0,90	0,93	0,97	1,01	1,06	1,12	1,26
0,63	0,61	0,64	0,66	0,69	0,72	0,75	0,77	0,81	0,84	0,87	0,90	0,94	0,98	1,03	1,09	1,23
0,64	0,58	0,61	0,63	0,66	0,68	0,72	0,74	0,77	0,80	0,84	0,87	0,91	0,95	0,99	1,06	1,20
0,65	0,55	0,57	0,60	0,63	0,65	0,68	0,71	0,74	0,77	0,80	0,84	0,88	0,92	0,96	1,02	1,17
0,66	0,52	0,54	0,57	0,60	0,62	0,65	0,68	0,71	0,74	0,77	0,81	0,84	0,88	0,93	0,99	1,14
0,67	0,49	0,51	0,54	0,57	0,60	0,62	0,65	0,68	0,71	0,74	0,78	0,81	0,86	0,90	0,96	1,11
0,68	0,46	0,48	0,51	0,54	0,56	0,59	0,62	0,65	0,68	0,71	0,75	0,78	0,83	0,87	0,93	1,08
0,69	0,43	0,45	0,48	0,51	0,53	0,56	0,59	0,62	0,65	0,68	0,72	0,76	0,80	0,84	0,90	1,05
0,70	0,40	0,43	0,45	0,48	0,51	0,53	0,56	0,59	0,62	0,66	0,69	0,73	0,77	0,82	0,88	1,02
0,71	0,37	0,40	0,42	0,45	0,48	0,51	0,53	0,56	0,60	0,63	0,66	0,70	0,74	0,79	0,85	1,00
0,72	0,34	0,37	0,40	0,42	0,45	0,48	0,54	0,54	0,57	0,60	0,63	0,67	0,71	0,76	0,82	0,96
0,73	0,31	0,34	0,37	0,39	0,42	0,45	0,48	0,51	0,54	0,57	0,60	0,64	0,68	0,73	0,79	0,93
0,74	0,30	0,31	0,34	0,37	0,40	0,42	0,45	0,48	0,51	0,54	0,58	0,61	0,66	0,70	0,76	0,91
0,75	0,26	0,29	0,31	0,34	0,37	0,40	0,42	0,45	0,48	0,52	0,55	0,59	0,63	0,68	0,74	0,88
0,76	0,23	0,26	0,29	0,31	0,34	0,37	0,40	0,43	0,46	0,50	0,52	0,56	0,60	0,65	0,71	0,85
0,77	0,21	0,23	0,26	0,29	0,31	0,34	0,37	0,40	0,43	0,46	0,50	0,53	0,58	0,62	0,68	0,83
0,78	0,18	0,21	0,23	0,26	0,29	0,32	0,34	0,37	0,40	0,44	0,47	0,51	0,55	0,60	0,66	0,80
0,79	0,15	0,18	0,21	0,23	0,26	0,29	0,32	0,35	0,38	0,41	0,44	0,48	0,52	0,57	0,63	0,77
0,80	0,13	0,15	0,18	0,21	0,23	0,26	0,29	0,32	0,35	0,39	0,42	0,46	0,50	0,54	0,61	0,75
0,81	0,10	0,13	0,16	0,18	0,21	0,24	0,27	0,30	0,33	0,36	0,39	0,43	0,47	0,52	0,58	0,72
0,82	0,08	0,10	0,13	0,16	0,18	0,21	0,24	0,27	0,30	0,33	0,37	0,40	0,44	0,49	0,55	0,70
0,83	0,05	0,08	0,10	0,13	0,16	0,19	0,21	0,24	0,28	0,31	0,34	0,38	0,42	0,47	0,53	0,67
0,84	0,02	0,05	0,08	0,10	0,13	0,16	0,19	0,22	0,25	0,28	0,32	0,35	0,39	0,44	0,50	0,64
0,85	0,00	0,03	0,05	0,08	0,11	0,13	0,16	0,19	0,22	0,26	0,29	0,33	0,37	0,41	0,47	0,62
0,86	-	0,00	0,02	0,05	0,08	0,11	0,13	0,16	0,20	0,23	0,26	0,30	0,34	0,39	0,45	0,59
0,87	-	-	0,00	0,02	0,05	0,08	0,11	0,14	0,18	0,20	0,24	0,27	0,31	0,36	0,42	0,56
0,88	-	-	-	0,00	0,03	0,05	0,08	0,11	0,15	0,18	0,21	0,25	0,29	0,34	0,39	0,54
0,89	-	-	-	-	0,00	0,03	0,05	0,08	0,12	0,15	0,18	0,22	0,26	0,31	0,37	0,51
0,90	-	-	-	-	-	0,00	0,03	0,06	0,09	0,12	0,15	0,19	0,23	0,28	0,34	0,48
0,91	-	-	-	-	-	-	0,00	0,03	0,06	0,09	0,13	0,16	0,20	0,25	0,31	0,45
0,92	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,03	0,06	0,09	0,13	0,17	0,22	0,28	0,42
0,93	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,03	0,06	0,10	0,14	0,19	0,25	0,39
0,94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,03	0,07	0,11	0,16	0,22	0,36
0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,04	0,08	0,12	0,18	0,33
0,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,04	0,09	0,15	0,29
0,97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,05	0,11	0,25
0,98	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,06	0,20
0,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,14

b) Método tabular

O fator de potência desejado é obtido através da Tabela 4.9, a partir do fator de potência original. O valor encontrado na Tabela 4.9 é aplicado em conformidade com a Equação (4.28).

$$P_c = P_{at} \times \Delta tg \tag{4.28}$$

Δtg – valor encontrado na Tabela 4.9.

c) Método gráfico

Este método se baseia no gráfico da Figura 4.34. As escalas das potências ou consumos de energia ativa e reativa podem ser multiplicadas por qualquer número arbitrário, de preferência múltiplo de 10. Conhecendo-se o fator de potência original F_{p1} e desejando corrigi-lo para um valor F_{p2}, basta conhecer a demanda ativa e obter no gráfico a demanda reativa P_{re1}. Com o mesmo valor da demanda ativa, encontrar para F_{p2} o valor da demanda reativa P_{re2}. A diferença dos valores na escala das potências reativas corresponde à potência necessária dos capacitores.

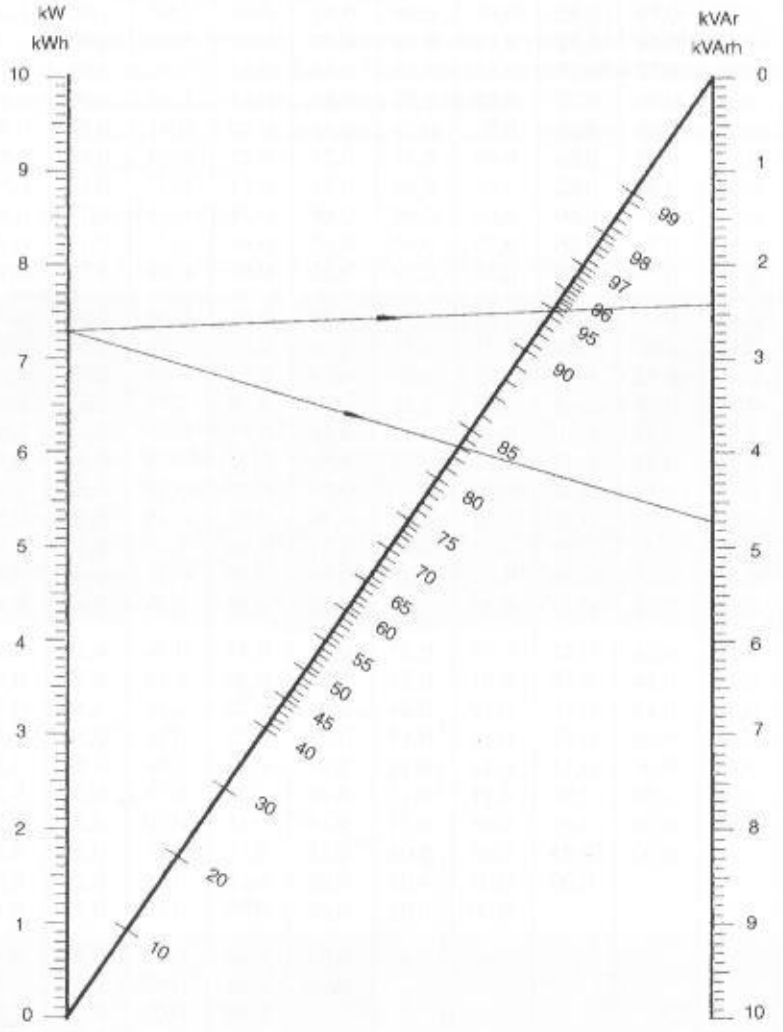


FIGURA 4.34
Gráfico para determinação do fator de potência

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.13)

Calcular o fator de potência de uma instalação cuja demanda média calculada foi de 879,6 kVA para um fator de potência de 0,83. Desejando-se corrigi-lo para 0,95, calcular a potência nominal necessária dos capacitores.

$P_{at} = 879{,}6 \times 0{,}83 = 730$ kW
Para $P_{at} = 730$ kW e $F_{p1} = 0{,}83 \rightarrow P_{re1} = 470$ kVAr

Para $P_{at} = 730$ kW e $F_{p2} = 0{,}95 \rightarrow P_{re2} = 240$ kVAr
$P_c = 470 - 240 = 230$ kVAr

Poderão ser utilizadas 6 células de 40 kVAr, ou seja:

$$N = \frac{230}{40} = 5{,}7 \rightarrow N = 6 \text{ células}$$

4.7.1.3.2 Banco de capacitores automáticos

Os métodos de cálculo utilizados para correção do fator de potência empregando banco de capacitores automáticos é o mesmo já utilizado anteriormente para banco de capacitores fixos. No entanto, há grande diferença na avaliação da capacidade do banco em função das frações inseridas durante o ciclo de carga da instalação.

Os bancos de capacitores automáticos são utilizados em instalações onde existe uma razoável variação da curva de carga reativa diária ou há necessidade de manutenção do fator de potência numa faixa muito estreita de variação.

Algumas recomendações devem ser seguidas para a utilização de bancos de capacitores automáticos.

a) A potência máxima capacitiva recomendada a ser chaveada, por estágio do controlador, deve ser de 15 kVAr para bancos trifásicos de 220 V e 25 kVAr para bancos de 380/440 V.

A limitação da potência capacitiva chaveada tem como objetivo reduzir as correntes de surto que ocorrem durante a energização de cada célula capacitiva cujos valores podem superar a 100 vezes a corrente nominal do capacitor, acarretando alguns fatos indesejáveis, tais como a queima de fusíveis, danos nos contatos dos contactores, entre outros. A utilização das potências mencionadas por estágio de potência de manobra implica a utilização de contactores convencionais dispensando-se o uso de indutores anti-surto construídos com os próprios condutores que alimentam os capacitores. No caso de manobra de nódulos capacitivos com potências superiores àquelas anteriormente definidas, devem ser utilizados indutores anti-surto em série com os contactores convencionais ou também podem ser utilizados contactores convencionais instalando em paralelo resistores de pré-carga.

A Figura 4.35 mostra em detalhes um exemplo de diagrama trifilar de um banco de capacitores automático de 350 kVAr, constituído de unidades capacitivas de 50 kVAr por estágio de manobra. Observa-se que foi instalada uma bobina anti-surto em série em cada fase do banco de capacitores para reduzir a corrente de surto, já que cada estágio manobrado é de 50 kVAr. Neste caso, o contator pode ser do tipo convencional.

Se forem utilizados resistores de pré-carga pode-se adotar o esquema básico mostrado na Figura 4.36, adotando os valores dos resistores de acordo com a Tabela 4.10.

Inicialmente, deve-se avaliar a corrente de surto na energização do capacitor manobrado, ou seja:

$$I_{surn} = 100 \times I_n \tag{4.29}$$

$$I_{surr} = \frac{\sqrt{2} \times V_{ff}}{\sqrt{3} \times \sqrt{X_l \times X_c}} \tag{4.30}$$

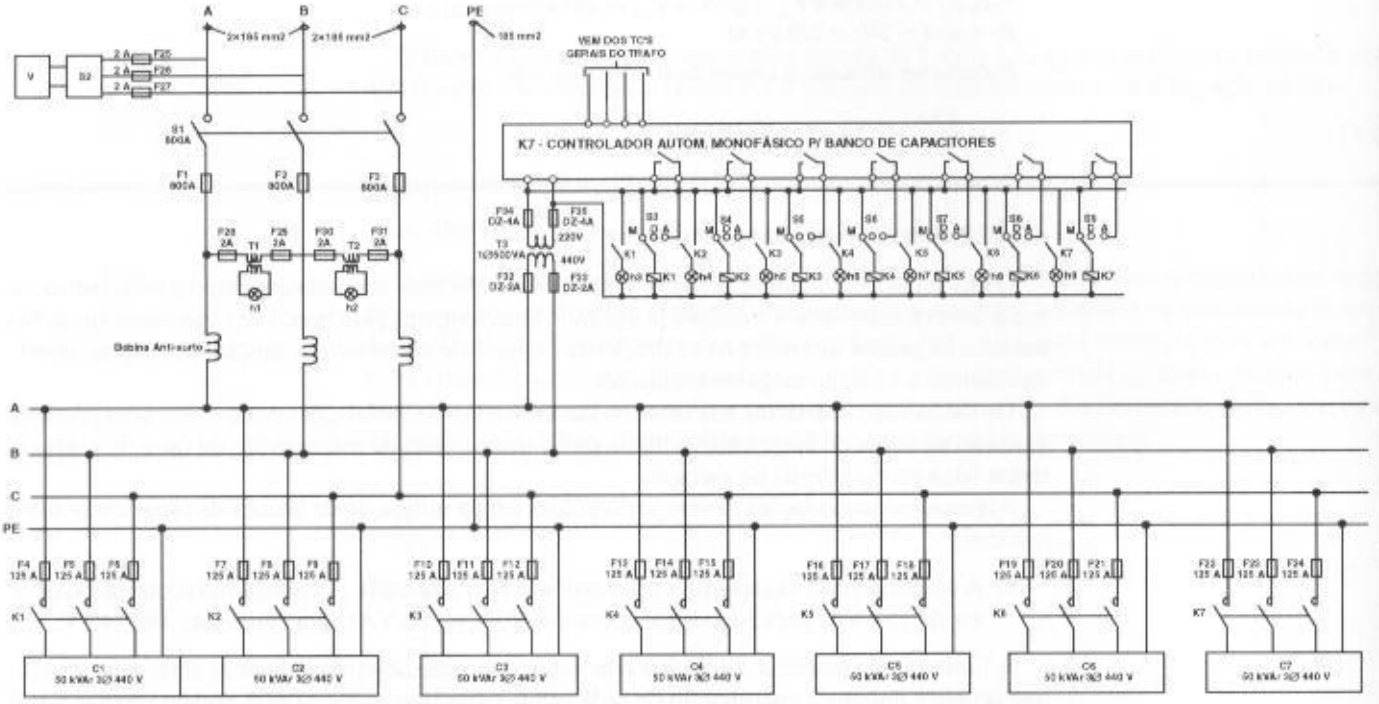
I_{surn} – corrente de surto nominal para o capacitor com corrente nominal I_n, em A;
I_{surr} – corrente de surto real, considerando as reatâncias existentes, em A;
F – freqüência do sistema, em Hz;
V_{ff} – tensão de linha da rede, em V;
X_c – reatância capacitiva do capacitor, em Ω.
X_l – reatância do condutor, em Ω; tem valor de:

$$X_l = 2 \times \pi \times F \times L_c\ (\Omega) \tag{4.31}$$

L_c – indutância do condutor utilizado na alimentação do capacitor manobrado, em μH, tem valor de:

$$L_c = 0{,}20 \times L_{co} \times \left[2{,}303 \times \log\left(4 \times \frac{L_{co}}{D_{co}}\right) - 0{,}75\right]\ (\mu H) \tag{4.32}$$

L_{co} – comprimento do condutor, em m;
D_{co} – diâmetro do condutor, em m.



SIMBOLOGIA	
	CHAVE SECIONADORA TRIPOLAR, ABERTURA EM CARGA
	TRANSFORMADOR DE COMANDO
	FUSÍVEL
	CAPACITOR
	SINALEIRO
	CONTATOR - CONTATO DE FORÇA
	CONTATOR - BOBINA
	COMUTADOR TRÊS POSIÇÕES
	CONTATO NA

ESPECIFICAÇÃO DO MATERIAL	
S1	CHAVE SECIONADORA ABERTURA EM CARGA, TIPO EPGON 600 FAB. SIEMENS
S2	COMUTADOR VOLTMÉTRICO TRIFÁSICO COM POSIÇÕES 0-AB-BC-CA, TIPO A004-600 FAB. KRAUS & NAIMER
S3,S4,S5 S6,S7,S8 S9	COMUTADOR COM TRÊS POSIÇÕES, CONTATOS: 2 NA, REF. 3SB32 10-2DA11 FAB. SIEMENS
F1,F2,F3	FUSÍVEL NH 800A - COMPLETO, FAB. SIEMENS
F4,F5,F6,F7 F8,F9,F10,F11 F12,F13,F14 F15,F16,F17,F18 F19,F20,F21,F22 F23,F24	FUSÍVEL NH 125A - COMPLETO, FAB. SIEMENS
F25,F26,F27,F28 F29,F30,F31,F32 F33	FUSÍVEL DIAZED 2A - COMPLETO, FAB. SIEMENS
F34,F35	FUSÍVEL DIAZED 4A - COMPLETO, FAB. SIEMENS
h1,h2,h3,h4 h5,h6,h7	SINALEIRO COM DIFUSOR VERMELHO Ø 30 mm, COM ELEMENTO SOQUETE LD01 E LÂMPADA NEON 220V, ACE-BOHMERSAL

ESPECIFICAÇÃO DO MATERIAL	
K1,K2,K3 K4,K5,K6 K7	CONTATOR TRIPOLAR PARA COMANDO DE CAPACITORES, BOBINA 220 V, 60Hz, TIPO 3RT16471AN31, TAMANHO S2 (36-60 kvar/500 V), FAB. SIEMENS
K7	CONTROLADOR AUTOMÁTICO DE FATOR DE POTÊNCIA MICROPROCESSADO E PROGRAMÁVEL PARA 12 ESTÁGIOS, ESPECIFICADO PARA CORREÇÃO DE FATOR DE POTÊNCIA COM A PRESENÇA DE HARMÔNICOS, PROVIDO DE IDENTIFICAÇÃO E CONTROLE DE TEMPERATURA DE OPERAÇÃO, SAÍDA RS232 PARA COMUNICAÇÃO REMOTA, SAÍDA DE ALARME E DISPLAY, Fab. ISM, ESB, Embrasul ou SCM
T1,T2	TRANSFORMADOR DE COMANDO MONOFÁSICO, 220/380/440-440-110/220 V, 75 VA, TIPO 4AM34 55-0BD00-0C, FAB. SIEMENS
T3	TRANSFORMADOR DE COMANDO MONOFÁSICO, 220/380/440/ 440-110/220 V, 500 VA, TIPO 4AM46 95-0AA10-0C, FAB. SIEMENS
C1,C2,C3 C4,C5,C6,C7	CAPACITOR TRIFÁSICO 50 kvar, 440 V/60 Hz, FAB. INDUCOR, WEG OU INEPAR.
V	VOLTÍMETRO PARA LIGAÇÃO DIRETA COM ESCALA FIXA DE 0-500V, FRONTAL 96 × 96mm, MEDIÇÃO EM TENSÃO ALTERNADA, FERRO MÓVEL, CLASSE DE EXATIDÃO 1,5%, SOBRECARGA PERMANENTE 1,2Un, SOBRECARGA DE CURTA DURAÇÃO 2xUn - 0,5 s, TIPO M60111500, FAB. SIEMENS

FIGURA 4.35
Diagrama trifilar de um banco de capacitores automáticos

Se a corrente de surto nominal I_{surn} for igual ou superior à corrente de surto real do sistema I_{surr} o capacitor manobrado está suficientemente protegido. Já se ocorrer que $I_{surn} < I_{surr}$ é necessário inserir um indutor em série com o capacitor manobrado, cuja indutância pode ser determinada pela Equação (4.33).

$$L_{\text{ind}} = \left(\frac{\sqrt{2} \times V_{ff}}{\sqrt{3} \times I_{surr}} \right)^2 \times C \tag{4.33}$$

C – capacitância do capacitor manobrado, em μH, cujo valor é dado pela Equação (4.34):

$$C = \frac{P_{ca}}{2 \times 10^{-9} \times \pi \times F \times V_{nc}^2} \tag{4.34}$$

V_{nc} – tensão nominal do capacitor, em V;

Para construir a bobina anti-surto (bobina sem ferro) deve-se determinar o número de voltas do condutor, ou seja:

$$N = K \times \sqrt{\frac{L_{\text{ind}} \times H_b}{D_b}} \text{ voltas} \tag{4.35}$$

Por questões práticas, o diâmetro interno da bobina deve estar próximo de 10 cm.

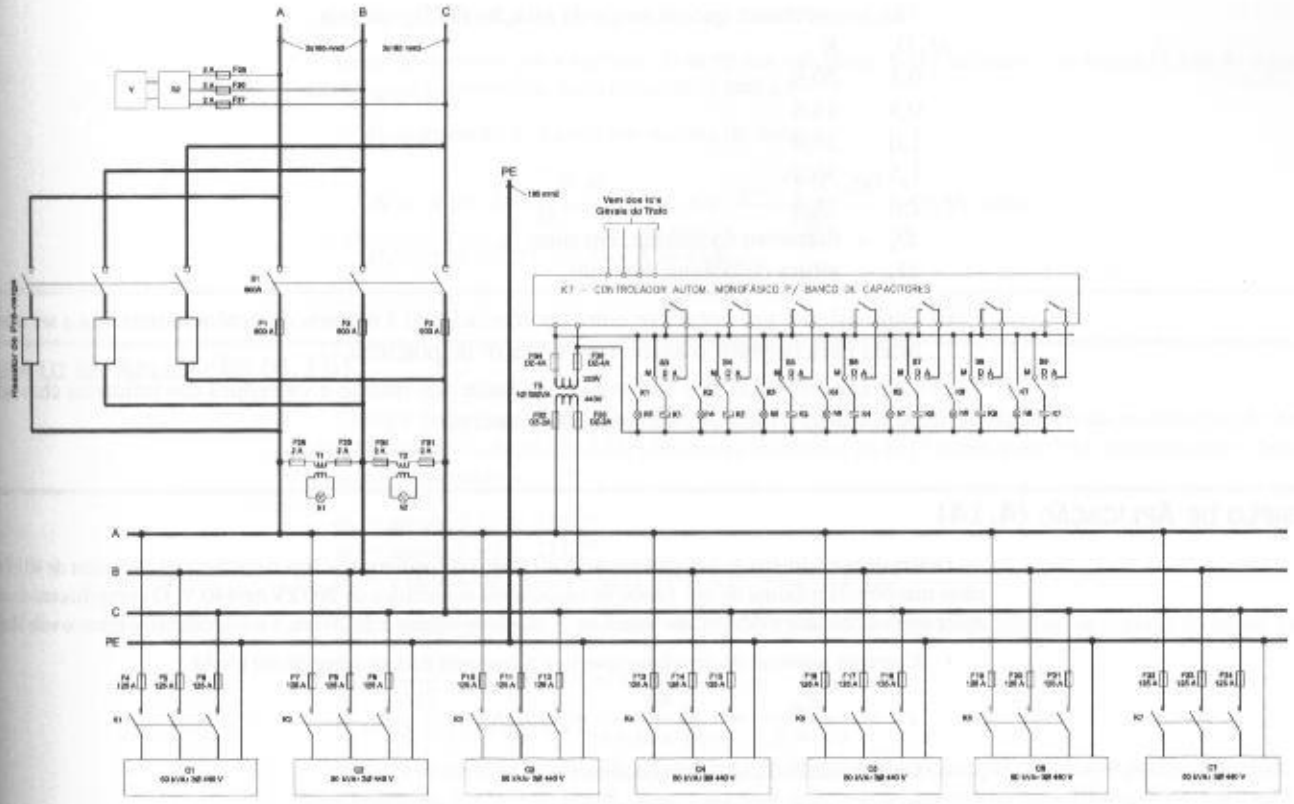


FIGURA 4.36
Ligação dos resistores pré-carga

TABELA 4.10
Dimensionamento dos resistores de pré-carga

Tensão	Potência Reativa Máxima	Contator (corrente nominal em regime AC3)		Resistor	
V	kVAr	Principal	Conexão	Ohm	W
220	17,5	50	9	3 × 1	25
	25	65	12		
	27,5	80	8	3 × 1	60
	37,5	105			
	50	177	32	3 × 1	160
	80	247		3 × 1	160
	115	330		3 × 1	200
380	40	50	9	3 × 1	20
	50	80	18	3 × 1	30
	60	95	25	3 × 1	75
	62,5	105			
	90	177	32	3 × 1	100
440	40	50	18	3 × 1	30
	45	65	25	3 × 1	75
	50	80			
	75	105	32	3 × 1	100
	100	177			

K – constante que depende da relação H_b/D_b, ou seja:

H_b/D_b	K
0,1	70,6
0,5	43,6
1,0	38,4
1,5	36,4
2,0	35,3

D_b – diâmetro da bobina, em mm;

H_b – altura da bobina, em mm.

b) Dimensionar um capacitor com a potência igual à metade da potência máxima a ser manobrada para permitir o ajuste fino do fator de potência.

c) Utilizar controladores de fator de potência que realize a varredura das unidades chaveadas permitindo a melhor combinação de inserção.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.14)

Determinar o número de espiras que deve ser dado no condutor que liga o contator ao capacitor de 40 kVAr parte manobrada máxima de um banco de capacitores automático de 200 kVAr/440 V. O comprimento do condutor entre o contator e o capacitor vale 1 m. A altura da bobina é de 20 cm, e o seu diâmetro interno vale 10 cm.

- Corrente nominal do condutor que liga o contator ao capacitor de 40 kVAr

$$I_{nc} = \frac{P_{cap}}{\sqrt{3} \times V_{nc}} = \frac{40}{\sqrt{3} \times 0,44} = 52,4 \text{ A}$$

- Determinação da seção do condutor

Para $I_{nc} = 52,4 \text{ A} \rightarrow S_{co} = 16 \text{ mm}^2$

- Dados do condutor de 16 mm²

$D_{ext} = 6,9 \text{ mm} = 0,0069 \text{ m}$

$D_{co} = 4,71 \text{ mm} = 0,00471 \text{ m}$

- Determinação do surto de corrente durante a energização do capacitor manobrado

A corrente de surto nominal vale:

$$I_{surn} = 100 \times I_{nc} = 100 \times 52,4 = 5.240 \text{ A}$$

A corrente de surto real vale:

$$I_{surr} = \frac{\sqrt{2} \times V_{ff}}{\sqrt{3} \times \sqrt{X_l \times X_c}} = \frac{\sqrt{2} \times 440}{\sqrt{3} \times \sqrt{(452 \times 4,84 \times 10^{-6})}} = 7.680 \text{ A}$$

$$X_l = 2 \times \pi \times F \times L_c = 2 \times \pi \times 60 \times 1,20 = 452 \ \Omega$$

$$X_c = \frac{1}{2 \times \pi \times F \times C} = \frac{1}{2 \times \pi \times 60 \times 548} = 4,84 \times 10^{-6} \ \Omega$$

$$C = \frac{P_{co}}{2 \times 10^{-9} \times \pi \times F \times V_{nc}^2} = \frac{40}{2 \times 10^{-9} \times \pi \times 60 \times 0,440^2} = 548 \ \mu F$$

$$L_c = 0,20 \times L_{co} \times \left[2,303 \times \log \left(4 \times \frac{L_{co}}{D_{co}} \right) - 0,75 \right]$$

$L_{co} = 1 \text{ m}$ (valor atribuído)

$$L_c = 0,20 \times 1 \times \left[2,303 \times \log \left(4 \times \frac{1}{0,00471} \right) - 0,75 \right] = 1,20 \ \mu H$$

Como a corrente de surto real é superior à corrente de surto nominal, é necessário inserir um indutor série com o capacitor manobrado.

- Determinação da indutância para restringir a corrente de energização para o valor de surto nominal

$$L_{ind} = \left(\frac{\sqrt{2} \times V_{ff}}{\sqrt{3} \times I_{surn}} \right)^2 \times C = \left(\frac{\sqrt{2} \times 440}{\sqrt{3} \times 5.240} \right)^2 \times 548 = 2,57 \ \mu H$$

- Determinação da corrente de surto real com a indutância restritora

$$I_{surr} = \frac{\sqrt{2} \times V_{ff}}{\sqrt{3} \times \sqrt{X_l \times X_c}} = \frac{\sqrt{2} \times 440}{\sqrt{3} \times \sqrt{(968,8 \times 4,84 \times 10^{-6})}} = 5.246 \text{ A}$$

$$X_l = 2 \times \pi \times F \times L_c = 2 \times \pi \times 60 \times 2{,}57 = 968{,}8\ \Omega$$

Logo, se constata que a corrente de surto real calculada com a indutância restritora (5.246 A) é praticamente igual a corrente de surto nominal (5.240 A).

- Determinação do número de espiras do indutor

$$N = K \times \frac{\sqrt{L_{ind} \times H_b}}{D_b} = 43{,}6 \times \frac{\sqrt{2{,}57 \times 200}}{100} = 9{,}88 \text{ voltas}$$

$$D_b/H_b = 100/200 = 0{,}5 \rightarrow K = 43{,}6$$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.15)

Corrigir no período de demanda máxima o fator de potência da instalação citada no Exemplo de Aplicação (4.5) do valor original de 0,81, obtido no período das 16 às 17 horas, para 0,92, determinando o banco de capacitores necessário.

$\psi_1 = \arccos 0{,}81 = 35{,}90°$
$\psi_2 = \arccos 0{,}92 = 23{,}07°$
$P_c = 2.066 \times (\text{tg}35{,}90° - \text{tg}23{,}07°) \rightarrow P_c = 615{,}5$ kVAr

Logo, empregando-se capacitores de 25 kVAr/440 V, o número de células capacitivas do banco vale:

$$N_c = \frac{615{,}5}{25} = 24{,}6 \rightarrow N = 25$$

$P_c = 25 \times 25 = 625$ kVAr

Através do método analítico é possível proceder facilmente a correção do fator de potência horário, tanto para indústrias em fase de projeto, como em fase de operação. Se considerar o Exemplo de Aplicação 4.14 para indústrias em projeto pode-se determinar o fator de potência pelo método analítico e, em seguida, a necessidade de energia reativa horária para manter o fator de potência entre 0,92 indutivo e 1. Isto pode ser mostrado através da Tabela 4.7.

A seguir serão demonstrados os cálculos relativos à Tabela 4.7 para manter o fator de potência na faixa anteriormente mencionada.

a) Período: 0–6 horas

- Fator de potência

$$F_\rho = \cos \text{arctg}\left(\frac{\text{kVAr}}{\text{kW}}\right) = \cos \text{arctg}\left(\frac{1{,}7}{8{,}2}\right) = 0{,}97$$

$\psi_2 = \arccos 0{,}92 = 23{,}07°$

- Potência capacitiva necessária

$P_{cap} = 0$

b) Período: 6–8 horas

- Fator de potência

$$F_\rho = \cos \text{arctg}\left(\frac{905}{1.239}\right) = 0{,}80 \rightarrow \psi_1 = 36{,}86°$$

- Potência capacitiva necessária

$P_c = P_{at} \times (\text{tg}\psi_2 - \text{tg}\psi_1)$
$P_c = 1.239 \times (\text{tg}36{,}86° - \text{tg}23{,}07°) = 401$ kVAr

c) Período: 8–14 e 16–18 horas

- Fator de potência

$$F_\rho = \cos \text{arctg}\left(\frac{1.476}{2.066}\right) = 0{,}81 \rightarrow \psi_1 = 35{,}90°$$

- Potência capacitiva necessária

$P_c = 2.066 \times (\text{tg}35{,}90° - \text{tg}23{,}07°) = 615$ kVAr

Deixa-se para o leitor o demonstrativo do restante do cálculo.

Com base na Tabela 4.7 pode-se conceber o diagrama unifilar do banco de capacidade visto na Figura 4.37, obedecendo a lógica de manobras para que o fator de potência varie entre 0,92 indutivo e 1. Cada módulo manobrado deveria conter um indutor anti-surto. A análise da Tabela 4.7 e do diagrama da Figura 4.37 levam aos seguintes resultados:

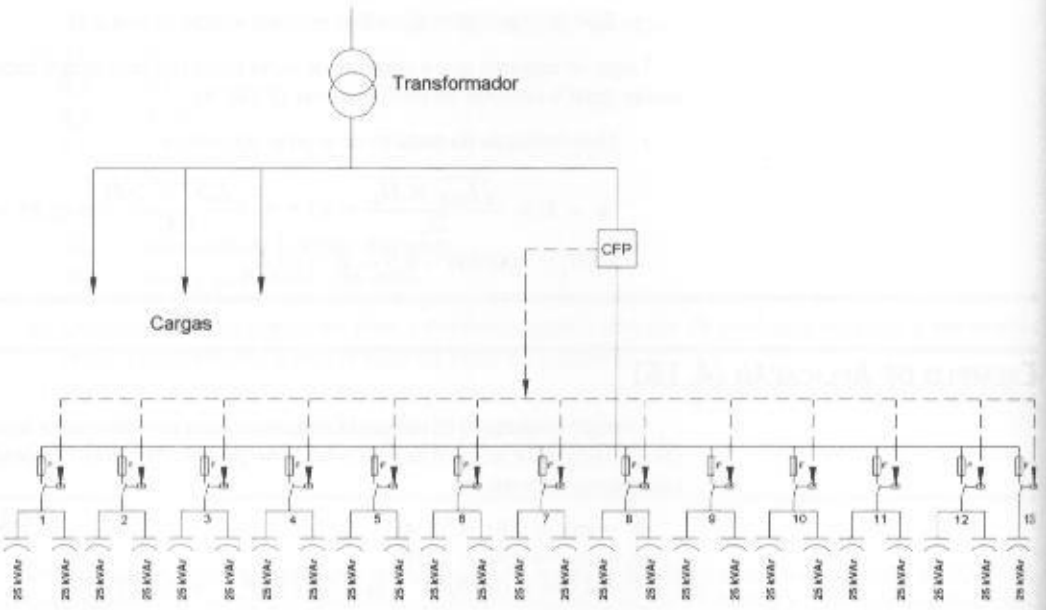


FIGURA 4.37
Diagrama unifilar de comando de banco de capacitores

- a potência nominal do banco de capacidade é de $P_c = 625$ kVAr;
- o menor bloco de potência capacitiva a ser manobrado é de 100 kVAr (22-24 horas);
- a lógica de manobra dos blocos de potência capacitiva é:
  - 0–6 horas: todos os estágios devem estar desligados → $P_c = 0$ kVAr;
  - 6–20 horas: inserir os estágios 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11-12-13 → $P_c = 625$ kVAr.

Neste caso, o fator de potência variará de 0,97 a 0,92, ou seja:

- No período das 6 às 8 horas

$$F_p = \cos \text{arctg} \left(\frac{1.476 - 625}{1.239} \right) = 0{,}97$$

- No período das 11 às 14 horas e das 16 às 18 horas

$$F_p = \cos \text{arctg} \left(\frac{1.476 - 625}{2.066} \right) = 0{,}92$$

Como se observa, neste intervalo de tempo não há necessidade de realizar manobra no banco de capacitores.

- 20–22 horas: retirar de operação os estágios 1-2-3-4-5 → $P_c = 350$ kVAr (em operação).

Neste caso, o fator de potência assumirá o valor de 0,94, ou seja:

$$F_p = \cos \text{arctg} \left(\frac{659 - 350}{910} \right) = 0{,}94$$

- 22–24 horas: retirar de operação os estágios 6-7-8-9-10 → $P_c = 125$ kVAr (em operação).

Neste caso, o fator de potência assumirá o valor de 0,93, ou seja:

$$F_p = \cos \text{arctg} \left(\frac{260 - 125}{358} \right) = 0{,}93$$

Para reduzir o número de estágio de capacitores manobrados, conforme Figura 4.38, e manter o fator de potência dentro dos limites estabelecidos, poder-se-ia adotar a seguinte solução:

- 0–6 horas: todos os estágios desligados;
- 6–22 horas: inserir os estágios 1-2-3-4 → $P_c = 625$ kVAr.

Neste caso, o fator de potência variará de 0,93 a 0,95.

- No período das 11 e das 14 e das 16 às 18 horas

$$F_p = \cos \text{arctg} \left(\frac{1.476 - 625}{2.066} \right) = 0{,}92$$

– No período das 22 e das 24

Retirar de operação o estágio 4 → P_c = 475 kVAr.

O diagrama da Figura 4.38 atenderia a condição anterior. Pode-se observar que haverá apenas a inserção de um estágio de 650 kVAr no horário das 6 às 22 horas no valor total do banco de capacitores.

$$F_p = \cos \text{arctg} \left(\frac{260 - 150}{358} \right) = 0{,}95$$

Para realizar esta inserção faz-se necessária a utilização de indutores anti-surto, conforme Figura 4.38.

É bom destacar as funções do Controlador de Fator de Potência (CFP). Há diversos modelos de diferentes fabricantes. Alguns modelos usam a tecnologia de fonte chaveada a tisistores, normalmente empregada

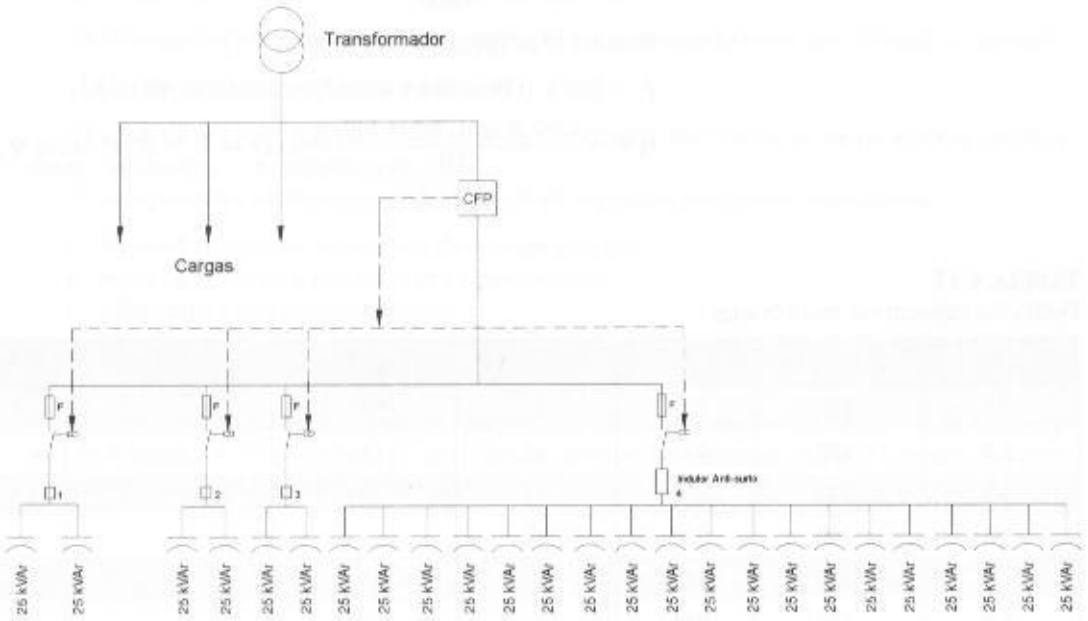


FIGURA 4.38
Diagrama unifilar para banco de capacitor com 2 estágios

em grandes bancos capacitivos. Outros modelos para bancos de menor potência usam tecnologia digital que permite inserir alguns tipos de programação, tais como a manobra dos estágios para diferentes níveis de fator de potência, alternância de entrada dos estágios, de tal forma que os bancos de capacitores tenham o mesmo tempo de operação ao longo de um determinado ciclo de funcionamento etc.

Existem também soluções mais complexas que normalmente são partes integrantes do Sistema Gerenciamento de Energia em instalações industriais.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.16)

Corrigir o fator de potência no período de carga máxima relativamente ao Exercício de Aplicação (4.5) do valor original de 0,81 para 0,92.

Para F_{p1} = 0,81 (valor do fator de potência original) e F_{p2} = 0,92 (valor do fator de potência a ser corrigido), tem-se:

Δtg = 0,30 (Tabela 4.9)
$P_c = 2.066 \times 0{,}30 = 619$ kVAr
Logo: $P_c = 13 \times 50 = 625$ kVAr ($12 \times 2 \times 25 + 25$)

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (4.17)

Corrigir o fator de potência do Exemplo de Aplicação (4.1), cujos valores horários estão definidos na Tabela 4.1. Determinar o banco de capacitores necessário à essa correção, de forma que o fator de potência não seja inferior a 0,95 indutivos e 0,92 capacitivos. Empregar células capacitivas unitárias de 50 kVAr/380 V, trifásicas.

Para determinar o fator de potência, foi organizada a Tabela 4.11 a partir dos dados da Tabela 4.9, ou seja:

$$\text{tg}\Psi_2 = \frac{P_a \times \text{tg}\Psi_1 - P_c}{P_a}$$

$$P_c = P_{at} \times \Delta\text{tg}$$

Calculando o valor do banco capacitivo para alguns horários, tem-se:

- Período: 10 às 11 horas

$$P_c = 1.800 \times 0{,}15 = 270\ \text{kVAr} \rightarrow P_c = 6 \times 50 = 300\ \text{kVAr}$$

$$\text{tg}\Psi_2 = \frac{1.800 \times \text{tg}25{,}84° - 300}{1.800} = 0{,}317 \rightarrow \Psi_2 = 17{,}5° \rightarrow \cos\Psi_2 = 0{,}95$$

- Período: 17 às 18 horas

$$P_c = 200 \times 0{,}29 = 58\ \text{kVAr} \rightarrow P_c = 2 \times 50 = 100\ \text{kVAr}$$

$$\text{tg}\Psi_2 = \frac{200 \times \text{tg}31{,}78° - 100}{200} = 0{,}119 \rightarrow \Psi_2 = 6{,}78° \rightarrow \cos\Psi_2 = 0{,}99$$

TABELA 4.11
Potências capacitivas manobradas

Período	Pot. Ativa	FP Atual	Tipo de FP	kVAr Neces.	kVAr Manob.	N.º Cap. 50 kVAr	FP Final
0-1	150	0,33	C	*	-	-	-
1-2	130	0,29	C	*	-	-	-
2-3	130	0,29	C	*	-	-	-
3-4	140	0,96	C	-	-	-	-
4-5	130	0,95	C	-	-	-	-
5-6	150	0,96	C	-	-	-	-
6-7	1.000	0,67	I	780	800	16	0,95
7-8	1.700	0,88	I	357	400	8	0,95
8-9	2.000	0,90	I	300	300	6	0,95
9-10	2.300	0,94	I	69	100	2	0,99**
10-11	1.800	0,90	I	270	300	6	0,95
11-12	1.900	0,88	I	399	400	8	0,95
12-13	800	0,47	C	-	-	-	-
13-14	700	0,44	C	-	-	-	-
14-15	2.100	0,90	I	315	350	7	0,95
15-16	2.200	0,91	I	286	300	6	0,95
16-17	2.100	0,87	I	504	500	10	0,99
17-18	200	0,85	I	58	100	2	0,99
18-19	180	0,93	I	10,8	50	1	0,97
19-20	200	0,91	I	26	50	1	0,97
20-21	2.000	0,89	I	360	400	8	0,95
21-22	2.000	0,88	I	420	450	9	0,95
22-23	1.200	0,80	I	504	500	10	0,95
23-24	850	0,72	I	535	550	11	0,95

*Há necessidade de alterar a carga capacitiva.
**Fator de potência capacitivo.

4.7.2 Correção do Fator de Potência para Cargas Não-lineares

Quando existem componentes harmônicos presentes numa instalação podem ocorrer alguns fenômenos indesejáveis que perturbam a continuidade e a qualidade do serviço.

Os componentes harmônicos surgem na instalação levados por três diferentes tipos de cargas não-lineares, ou seja:

a) Cargas operadas por arcos voltáicos

São compostas por lâmpadas de descargas (lâmpadas vapor de mercúrio, vapor de sódio etc.), fornos a arco, máquinas de solda, etc.

b) Cargas operadas com núcleo magnético saturado

São compostas por transformadores operando em sobretensão e reatores de núcleo saturado.

c) Cargas operadas por fontes chaveadas

São constituídas por equipamentos eletrônicos dotados de controle linear ou vetorial (retificadores, inversores, computadores etc.)

Os componentes harmônicos podem causar os seguintes fenômenos transitórios:

- erros adicionais em medidores de energia elétrica;
- perdas adicionais em condutores e barramentos;
- sobrecarga em motores elétricos;
- atuação intempestiva de equipamentos de proteção (relés, fusíveis, disjuntores, etc.)
- surgimento de fenômenos de ressonância séria e paralela.

A determinação do fator de potência na presença de componentes harmônicos pode feita através da Equação (4.36), com base na medição da corrente fundamental (em 60 Hz) e das correntes harmônicas de diferentes ordens, ou seja:

$$F_{pr} = \frac{I_f \times \cos \varphi}{\sqrt{I_f^2 + \sum I_h^2}} \tag{4.36}$$

I_f – corrente fundamental, em valor eficaz.
I_h – correntes harmônicas, em valor eficaz, de diferentes ordens.

O fator de potência pode também ser determinado quando se conhece a distorção harmônica da instalação, através de medições realizadas, ou seja:

$$F_{pr} = \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 + \left(\frac{THD}{100}\right)^2}} \tag{4.37}$$

THD – distorção harmônica total, em % do componente fundamental, fornecido pela Equação (4.38).

O valor de THD pode ser obtido tanto para a tensão como para a corrente.

$$THD = \frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{I_f} \times 100 \tag{4.38}$$

EMPLO DE APLICAÇÃO (4.18)

Numa instalação industrial foram realizadas medições elétricas e obtidos os seguintes resultados:

- demanda aparente: 530 kVA;
- demanda ativa: 424 kW;
- corrente aparente: 805 A (realizada com equipamento convencional, não *true*);
- corrente harmônica de 3.ª ordem 95 A;
- corrente harmônica de 5.ª ordem: 62 A;

- corrente harmônica de 7.ª ordem: 16 A.

Determinar o fator de potência verdadeiro da instalação.

- Fator de potência para freqüência fundamental

$$F_p = \frac{424}{530} = 0{,}80$$

- Fator de potência verdadeiro

$$THD = \frac{\sqrt{\sum I_h^2}}{I_f} \times 100 \quad \frac{\sqrt{(95^2 + 62^2 + 16^2)}}{805} \times 100 = 14{,}2\%$$

$$I_f = \frac{530}{\sqrt{3} \times 0{,}38} = 805 \text{ A}$$

Logo, o fator de potência verdadeiro vale:

$$F_{pv} = \frac{\cos\varphi}{\sqrt{1 + \left(\frac{THD}{100}\right)^2}} = \frac{0{,}80}{\sqrt{1 + \frac{14{,}2}{100}}} = 0{,}74$$

4.8 LIGAÇÃO DOS CAPACITORES EM BANCOS

Os capacitores podem ser ligados em várias configurações, formando bancos, sendo o número de unidades limitado em função de determinados critérios que podem ser estudados no livro do autor *Manual de Equipamentos Elétricos*, 3.ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

4.8.1 Ligação em Série

Neste tipo de arranjo, as unidades capacitivas podem ser ligadas tanto em triângulo como em estrela, conforme as Figuras 4.39 e 4.40.

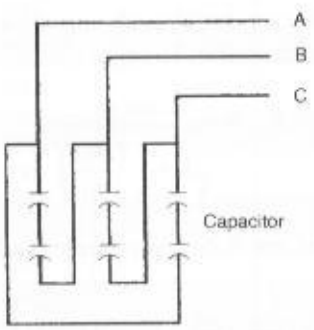


FIGURA 4.39
Ligação em triângulo série

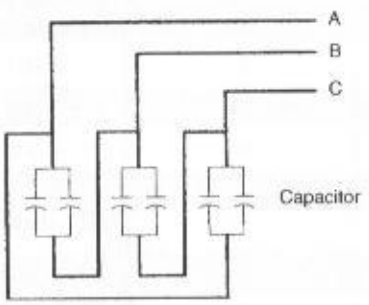


FIGURA 4.40
Ligação em triângulo paralela

4.8.2 Ligação Paralela

Neste caso, os capacitores podem ser ligados nas configurações triângulo ou estrela, respectivamente, representadas nas Figuras 4.41 e 4.42.

O tipo de arranjo em estrela somente deve ser empregado em sistemas cujo neutro seja efetivamente aterrado, o que normalmente ocorre nas instalações industriais. Desta forma, este sistema oferece uma baixa impedância para a terra às correntes harmônicas, reduzindo substancialmente os níveis de sobretensão devido aos harmônicos referidos.

Em instalações industriais de baixa tensão, normalmente os bancos de capacitores são ligados na configuração triângulo, utilizando-se, para isto, unidades trifásicas.

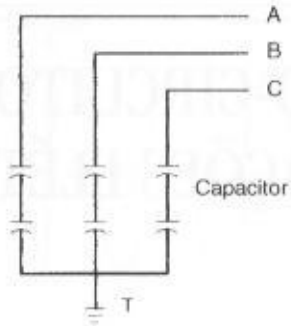


FIGURA 4.41
Ligação em estrela série

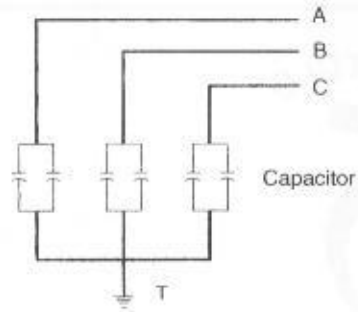


FIGURA 4.42
Ligação em estrela paralela

A seguir algumas recomendações gerais:

- não é recomendável a utilização de banco em estrela aterrada contendo apenas um único grupo série, por fase, de unidades capacitivas. Isso se deve ao fato de o banco apresentar, em cada fase, uma baixa reatância, resultando em elevadas correntes de curto-circuito e, em conseqüência, proteções fusíveis individuais de elevada capacidade de ruptura.
- não se deve empregar capacitores no arranjo estrela aterrada em sistema cujo ponto neutro é isolado, pois se estaria criando um caminho de circulação das correntes de seqüência zero, o que poderia ocasionar elevados níveis de sobretensão nas fases não atingidas quando uma delas fosse levada à terra.
- a configuração em estrela aterrada oferece uma vantagem adicional sobre os demais arranjos, quando permite que um maior número de unidades capacitivas possa falhar sem que atinja o limite máximo de sobretensão de 10%.
- já a configuração do banco de capacitores em estrela isolada pode ser empregada tanto em sistemas com neutro aterrado como em sistemas com neutro isolado.
- por não possuírem ligação à terra, os bancos de capacitores em estrela isolada não permitem a circulação de corrente de seqüência zero, nos defeitos de fase e terra.

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS

7.ª EDIÇÃO

JOÃO MAMEDE FILHO

Engenheiro eletricista

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1988-1990)

Ex-Diretor de Operação da Companhia Energética do Ceará — Coelce (1991-1994)

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1995-1998)

Ex-Presidente do Comitê Coordenador de Operações do Norte-Nordeste — CCON

Ex-Presidente da Nordeste Energia S.A. — Nergisa (1999-2000)

Atual Presidente da CPE — Consultoria e Projetos Elétricos

Professor de Eletrotécnica Industrial da Universidade de Fortaleza — Unifor (desde 1979)

LTC
EDITORA

CAPÍTULO 5

CURTO-CIRCUITO NAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

5.1 INTRODUÇÃO

A determinação das correntes de curto-circuito nas instalações elétricas de baixa e alta tensões de sistemas industriais é fundamental para a elaboração do projeto de proteção e coordenação dos seus diversos elementos.

Os valores dessas correntes são baseados no conhecimento das impedâncias, desde o ponto de defeito até a fonte geradora.

As correntes de curto-circuito adquirem valores de grande intensidade, porém com duração geralmente limitada a frações de segundo. São provocadas mais comumente pela perda de isolamento de algum elemento energizado do sistema elétrico. Os danos provocados na instalação ficam condicionados à intervenção correta dos elementos de proteção. Os valores de pico estão, normalmente, compreendidos entre 10 e 100 vezes a corrente nominal no ponto de defeito da instalação e dependem da localização deste.

Além das avarias provocadas com a queima de alguns componentes da instalação, as correntes de curto-circuito geram solicitações de natureza mecânica, atuando, principalmente, sobre os barramentos, chaves e condutores, ocasionando o rompimento dos apoios e deformações na estrutura dos quadros de distribuição, caso o dimensionamento destes não seja adequado aos esforços eletromecânicos resultantes.

É considerada como fonte de corrente de curto-circuito todo componente elétrico ligado ao sistema que passa a contribuir com a intensidade da corrente de defeito, como é o caso dos geradores, condensadores síncronos e motores de indução. Erroneamente, muitas vezes é atribuído ao transformador a propriedade de *fonte de corrente de curto-circuito*. Na realidade, este equipamento é apenas um componente de elevada impedância inserido no sistema elétrico.

5.2 ANÁLISE DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Será feita inicialmente a análise sintética das formas de onda que caracterizam as correntes de curto-circuito, seguindo-se de um estudo que demonstra a influência dos valores das correntes de defeito em função da localização das fontes supridoras para, finalmente, se proceder a uma análise de composição das ondas referidas e a sua conseqüente formulação matemática simplificada.

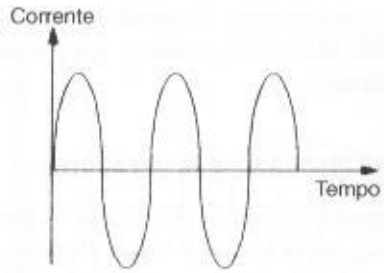
5.2.1 Análise das Formas de Onda das Correntes de Curto-circuito

As correntes de curto-circuito ao longo de todo o período de permanência da falta assumem formas diversas quanto à sua posição em relação ao eixo dos tempos, ou seja:

a) Corrente simétrica de curto-circuito

É aquela em que o componente senoidal da corrente se forma simetricamente em relação ao eixo dos tempos. Conforme a Figura 5.1, esta forma de onda é característica das correntes de curto-circuito permanentes. Devido ao longo período em que esta corrente se estabelece no sistema, ela é utilizada nos cálculos a fim de determinar a capacidade dos equipamentos para suportar os efeitos térmicos correspondentes, cujo estudo será posteriormente efetuado.

FIGURA 5.1
Corrente simétrica de curto-circuito



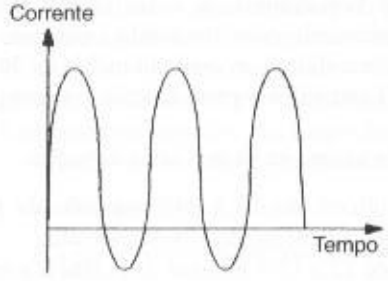
b) Corrente assimétrica de curto-circuito

É aquela em que o componente senoidal da corrente se forma de maneira assimétrica em relação ao eixo dos tempos e pode assumir as seguintes características:

- Corrente parcialmente assimétrica

Neste caso, a assimetria é de forma parcial, conforme a Figura 5.2.

FIGURA 5.2
Corrente parcialmente assimétrica



- Corrente totalmente assimétrica

Neste caso, toda a onda senoidal se situa acima do eixo dos tempos, conforme a Figura 5.3.

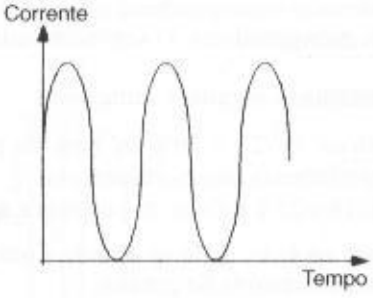


FIGURA 5.3
Corrente totalmente assimétrica

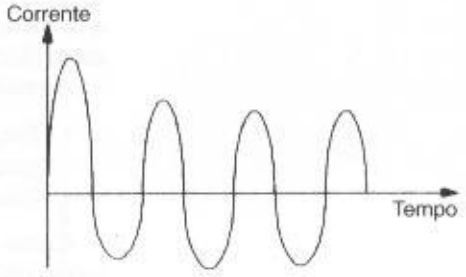


FIGURA 5.4
Corrente assimétrica e simétrica

- Corrente inicialmente assimétrica e posteriormente simétrica

Neste caso, nos primeiros instantes de ocorrência do defeito, a corrente de curto-circuito assume a forma assimétrica para, em seguida, devido aos efeitos atenuantes, adquirir a forma simétrica, conforme a Figura 5.4.

5.2.2 Localização das Fontes das Correntes de Curto-circuito

Serão analisados dois casos importantes nos processos de curto-circuito. O primeiro refere-se aos defeitos ocorridos nos terminais do gerador, ou muito próximo a ele, onde a corrente apresenta particularidades próprias em diferentes estágios do processo, e o segundo refere-se

aos defeitos ocorridos longe dos terminais do gerador, que é o caso mais comum das plantas industriais, normalmente localizadas muito distantes dos parques geradores que, no Brasil, são na sua grande maioria hidráulicos.

5.2.2.1 Curto-circuito nos terminais dos geradores

A principal fonte das correntes de curto-circuito são os geradores. No gerador síncrono, a corrente de curto-circuito, cujo valor inicial é muito elevado, vai decrescendo até alcançar o regime permanente. Assim, pode-se afirmar que o gerador é dotado de uma reatância interna variável, compreendendo inicialmente uma reatância pequena até atingir o valor constante, quando o gerador alcança o seu regime permanente. Para que se possa analisar os diferentes momentos das correntes de falta nos terminais do gerador, é necessário conhecer o comportamento dessas máquinas quanto às reatâncias limitadoras, conceituadas como reatâncias positivas. Essas reatâncias são referidas à posição do rotor do gerador em relação ao estator. Nos casos estudados neste livro, as reatâncias mencionadas referem-se às *reatâncias transitórias do eixo direto*, cujo índice da variável é X''_d, ou seja:

a) Reatância subtransitória (X''_d)

Também conhecida como reatância inicial, compreende a reatância de dispersão dos enrolamentos do estator e do rotor do gerador, onde se incluem as influências das partes maciças rotóricas e do enrolamento de amortecimento, limitando a corrente de curto-circuito no seu instante inicial, isto é, para $t = 0$. O seu efeito tem duração média de 50 ms que corresponde à constante de tempo transitória (T''_d). O seu valor é praticamente o mesmo para curtos-circuitos trifásicos, monofásicos e fase e terra.

A reatância subtransitória apresenta as seguintes variações:

- Para geradores hidráulicos: de 18 a 24% na base da potência e tensão nominais dos geradores dotados de enrolamento de amortecimento.
- Para turbogeradores: de 12 a 15% na base da potência e tensão nominais dos geradores.

b) Reatância transitória (X'_d)

Também conhecida como reatância total de dispersão ou ainda reatância transitória do eixo direto, compreende a reatância de dispersão dos enrolamentos do estator e da excitação do gerador, limitando a corrente de curto-circuito após cessados os efeitos da reatância subtransitória. O seu efeito tem duração variável entre 1.500 e 6.000 ms que corresponde à constante de tempo transitória (T'_d). Os valores inferiores correspondem à constante de tempo de máquinas hidráulicas e os valores superiores aos de turbogeradores. O seu valor varia para curtos-circuitos trifásicos, monofásicos e fase e terra.

A reatância transitória apresenta as seguintes variações:

- Para geradores hidráulicos: de 27 a 36% na base da potência e tensão nominais dos geradores dotados de enrolamento de amortecimento.
- Para turbogeradores: de 18 a 23% na base da potência e tensão nominais dos geradores.

Como um valor médio a ser adotado, pode-se admitir a reatância transitória como 150% do valor conhecido da reatância subtransitória do gerador.

c) Reatância síncrona (X_d)

Compreende toda a reatância total dos enrolamentos do rotor do gerador, isto é, a reatância de dispersão do estator e a reatância de reação do rotor, limitando a corrente de curto-circuito após cessados os efeitos da reatância transitória, iniciando-se aí a parte permanente de um ciclo completo da corrente de falta. O seu efeito tem duração variável entre 100 e 600 ms que corresponde à constante de tempo transitória (T_d) e depende das características amortecedoras dos enrolamentos do estator dado pela relação entre a sua reatância e resistência e das reatâncias e resistências da rede conectada ao gerador.

A reatância subtransitória apresenta as seguintes variações:

- Para geradores hidráulicos: de 100 a 150% na base da potência e tensão nominais dos geradores.
- Para turbogeradores: de 120 a 160% na base da potência e tensão nominais dos geradores.

A Figura 5.5 mostra graficamente a reação do gerador nos três estágios mencionados.

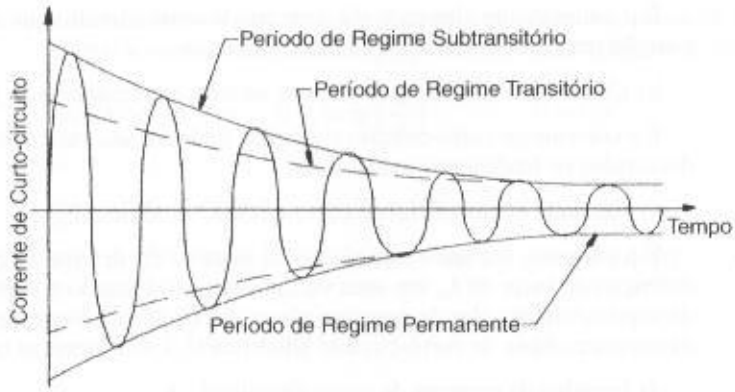


FIGURA 5.5
Corrente de curto-circuito nos terminais do gerador

5.2.2.2 Curto-circuito distante dos terminais do gerador

Com o afastamento do ponto de curto-circuito dos terminais do gerador, a impedância acumulada das linhas de transmissão e de distribuição é tão grande em relação às impedâncias do gerador que a corrente de curto-circuito simétrica já é a de regime permanente acrescida apenas do componente de corrente contínua. Neste caso, a impedância da linha de transmissão predomina sobre as impedâncias do sistema de geração, eliminando sua influência sobre as correntes de curto-circuito decorrentes. Assim, nas instalações elétricas alimentadas por fontes localizadas distantes, a corrente alternada de curto-circuito permanece constante ao longo do período, conforme se mostra na Figura 5.6. Neste caso, a corrente inicial de curto-circuito é igual à corrente permanente. Ao longo deste livro será sempre considerada esta hipótese.

A corrente de curto-circuito assimétrica apresenta dois componentes na sua formação, ou seja:

- Componente simétrico

É a parte simétrica da corrente de curto-circuito.

- Componente contínuo

É a parte da corrente de curto-circuito de natureza contínua.

O componente contínuo tem valor decrescente e é formado em virtude da propriedade característica do fluxo magnético que não pode variar bruscamente, fazendo com que as correntes de curto-circuito nas três fases se iniciem a partir do valor zero.

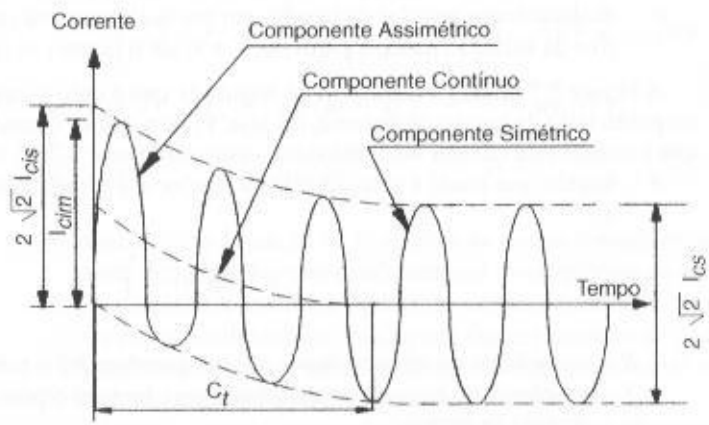


FIGURA 5.6
Componentes de uma corrente de curto-circuito

I_{cs} – componente alternado inicial de curto-circuito; I_{clm} – impulso da corrente de curto-circuito, ou valor do pico; I_{cs} – corrente de curto-circuito permanente ou simplesmente corrente de curto-circuito simétrica; C_t – constante de tempo.

A qualquer instante, a soma desses dois componentes mede o valor da corrente assimétrica. A Figura 5.6 mostra graficamente os componentes de uma onda de curto-circuito.

Com base nas curvas da Figura 5.6, podem-se expressar os conceitos fundamentais que envolvem a questão:

a) Corrente alternada de curto-circuito simétrica

É o componente alternado da corrente de curto-circuito que mantém em todo o período uma posição simétrica em relação ao eixo do tempo.

b) Corrente eficaz de curto-circuito simétrica permanente (I_{cs})

É a corrente de curto-circuito simétrica, dada em seu valor eficaz, que persiste no sistema após decorridos os fenômenos transitórios.

c) Corrente eficaz inicial de curto-circuito simétrica (I_{csi})

É a corrente, em seu valor eficaz, no instante do defeito. O gráfico da Figura 5.6 esclarece a obtenção do valor de I_{csi} em seus vários aspectos. Quando o curto-circuito ocorre longe da fonte de suprimento, o valor da corrente eficaz inicial de curto-circuito simétrica (I_{csi}) é igual ao valor da corrente eficaz de curto-circuito simétrica (I_{cs}), conforme se mostra na mesma figura.

d) Impulso da corrente de curto-circuito (I_{cim})

É o valor máximo da corrente de defeito dado em seu valor instantâneo, e que varia conforme o momento da ocorrência do fenômeno.

e) Potência de curto-circuito simétrica (P_{cs})

É a potência correspondente ao produto de tensão de fase pela corrente simétrica de curto-circuito. Se o defeito for trifásico, aplicar a este fator $\sqrt{3}$. Observar, no entanto, que a tensão no momento do defeito é nula, porém a potência resultante é numericamente igual ao que se definiu.

5.2.3 Formulação Matemática das Correntes de Curto-circuito

Como se observa, as correntes de curto-circuito apresentam uma forma senoidal, cujo valor em qualquer instante pode ser dado pela Equação (5.1).

$$I_{cc(t)} = \sqrt{2} \times I_{cs} \times \left[\operatorname{sen}\left(\omega t + \beta - \theta\right) - e^{-t/C_t} \times \operatorname{sen}\left(\beta - \theta\right) \right] \tag{5.1}$$

$I_{cc(t)}$ – valor instantâneo da corrente de curto-circuito, num determinado instante t;
I_{cs} – valor eficaz simétrico da corrente de curto-circuito;
t – tempo durante o qual ocorreu o defeito no ponto considerado, em s;
C_t – constante de tempo, dado pela Equação (5.2).

$$C_t = \frac{X}{2 \times \pi \times F \times R} \text{(s)} \tag{5.2}$$

β – deslocamento angular da tensão, em graus elétricos ou radianos medido no sentido positivo da variação dv/dt, a partir de $V = 0$ até o ponto $t = 0$ (ocorrência do defeito).

A Figura 5.7 mostra a contagem do ângulo β, que é nulo quando a ocorrência do defeito se dá no ponto nulo da tensão do sistema, ou seja, Figura 5.7(a). Quando o defeito ocorre no ponto em que a tensão está em seu valor máximo, como na Figura 5.7(b), o valor de $\beta = 90°$.

θ – ângulo que mede a relação entre a reatância e a resistência do sistema e tem valor igual a:

$$\theta = \operatorname{arctg}\left(\frac{X}{R}\right) \tag{5.3}$$

R – resistência do circuito desde a fonte geradora até o ponto de defeito, em Ω ou *pu*;
X – reatância do circuito desde a fonte geradora até o ponto de defeito, em Ω ou *pu*;
ωt – ângulo de tempo;
F – freqüência do sistema, em Hz.

O primeiro termo da Equação (5.1), ou seja, $\sqrt{2} \times I_{cs} \times \operatorname{sen}(\omega t + \beta - \theta)$, representa o valor simétrico da corrente alternada da corrente de curto-circuito de efeito permanente. Por outro lado, o segundo termo da Equação (5.1), isto é, $\sqrt{2} \times I_{cs} \times e^{-t/C_t} \times \operatorname{sen}\left(\beta - \theta\right)$, representa o valor do componente contínuo.

Com base na Equação (5.1) e na Figura 5.7 podem ser feitas as seguintes observações:

- nos circuitos altamente indutivos, em que a reatância X é extremamente superior à resistência R, a corrente de curto-circuito é constituída de seu componente simétrico, e o componente

contínuo ou transitório atinge o seu valor máximo quando o defeito ocorrer no instante em que a tensão está passando pelo seu valor nulo [(Figura 5.7(a)]. Neste caso, tem-se:

$$\text{Para } X >> R \quad \rightarrow \quad \theta = \text{arctg}\left(\frac{X}{R}\right) \quad \rightarrow \quad \theta \approx 90°$$

$$\text{Para o instante } t = 0 \quad \rightarrow \quad \beta = 0°$$

$$I_{cc(t)} = \sqrt{2} \times I_{cs} \times \left[\text{sen}\,(\omega t + 0° - 90°) - e^{-t/C_t} \times \text{sen}\left(0° - 90°\right)\right]$$

$$I_{cc(t)} = \sqrt{2} \times I_{cs} \times \left[\text{sen}\,(\omega t - 90°) + e^{-t/C_t}\right]$$

- nos circuitos altamente indutivos, em que a reatância X é extremamente superior à resistência R, a corrente de curto-circuito é constituída somente de seu componente simétrico quando o defeito ocorrer no instante em que a tensão está passando pelo seu valor máximo [Figura 5.7(b)]. Neste caso, tem-se:

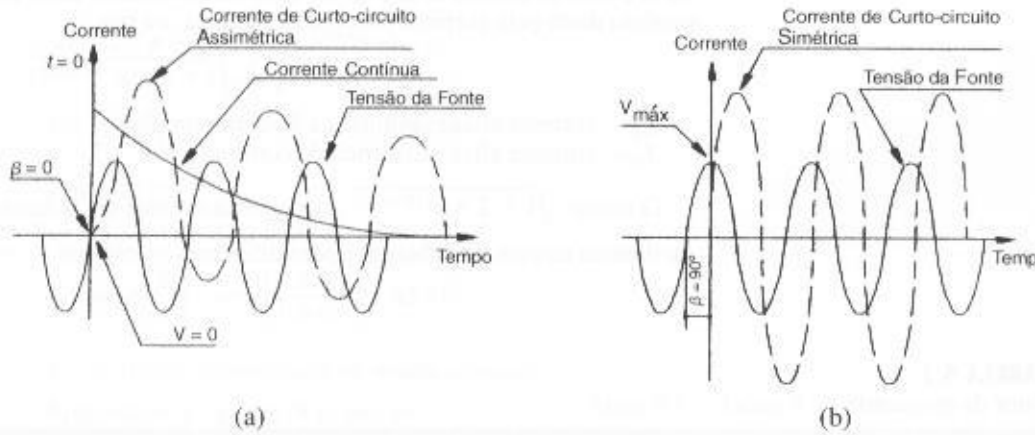


FIGURA 5.7
Corrente de curto-circuito em função do valor da tensão para $t = 0$

$$\text{Para } X >> R \quad \rightarrow \quad \theta = \text{arctg}\left(\frac{X}{R}\right) \quad \rightarrow \quad \theta \approx 90°$$

$$\text{Para o instante } t = 0 \quad \rightarrow \quad \beta = 90°$$

$$I_{cc(t)} = \sqrt{2} \times I_{cs} \times \left[\text{sen}\,(\omega t + 90° - 90°) - e^{-t/C_t} \times \text{sen}\,(90° - 90°)\right]$$

$$I_{cc(t)} = \sqrt{2} \times I_{cs} \times \left[\text{sen}\,(\omega t + 0°) - e^{-t/C_t} \times \text{sen}\,(0°)\right]$$

$$I_{cc(t)} = \sqrt{2} \times I_{cs} \times \text{sen}\,(\omega t)$$

- analisando a Equação (5.1) verifica-se que as condições que tornam o máximo possível os termos transitórios não conduzem por conseqüência os máximos valores da corrente $I_{cc(t)}$.
- o componente contínuo apresenta um amortecimento ao longo do desenvolvimento dos vários ciclos durante os quais pode durar a corrente de curto-circuito de valor assimétrico. Este amortecimento está ligado ao fator de potência de curto-circuito, ou seja, à relação X/R, que caracteriza a constante de tempo do sistema.
- quando o circuito apresenta característica predominantemente resistiva, o amortecimento do componente contínuo é extremamente rápido, já que $C_t = \dfrac{X}{377 \times R}$ tende a zero, para $R >> X$, enquanto a expressão (e^{-t/C_t}) tende a zero, resultando, nos valores extremos, a nulidade do segundo termo da Equação (5.1).
- quando o circuito apresenta características predominantemente reativas indutivas, o amortecimento do componente contínuo é lento, já que $C_t = \dfrac{X}{377 \times R}$ tende a ∞ para $R << X$, enquanto a expressão (e^{-t/C_t}) tende à unidade, resultando, nos valores extremos, a permanência do componente contínuo associado ao componente simétrico.

É importante observar que num circuito trifásico as tensões estão defasadas de 120° elétricos. Quando se analisam as correntes de curto-circuito é importante fazê-lo para a fase que permite o maior valor desta corrente.

Assim, quando a tensão está passando por zero numa determinada fase, nas duas outras a tensão está a 86,6% de seu valor máximo. E para se obter o maior valor da corrente de curto-circuito na ocorrência de um defeito é necessário analisar em que ponto de tensão ocorreu a falta.

Quando o defeito ocorre no instante em que a onda de tensão em qualquer uma das fases está passando por zero, a corrente nesta fase correspondente sofre um defasamento angular que pode chegar a praticamente 90°, quando o defeito acontecer nos terminais do gerador, cuja impedância do sistema fica restrita à reatância de dispersão do gerador. Se o defeito ocorrer distante dos terminais do gerador, o defasamento da corrente fica condicionado ao efeito da impedância do sistema.

Quando se analisa um circuito sob defeito tripolar considera-se somente uma fase, extrapolando-se este resultado para as demais que, logicamente, em outra situação de falta estão sujeitas às mesmas condições desfavoráveis.

Os processos de cálculo da corrente de curto-circuito fornecem facilmente a intensidade das correntes simétricas em seu valor eficaz. Para se determinar a intensidade da corrente assimétrica, basta que se conheça a relação *X/R* do circuito, sendo *X* e *R* medidos desde a fonte de alimentação até o ponto de defeito e, através do fator de assimetria, dado na Equação (5.4), se estabeleça o produto deste pela corrente simétrica calculada, ou seja:

$$I_{ca} = I_{cs} \times \sqrt{1 + 2 \times e^{-(2\times\pi/C_t)}} \tag{5.4}$$

I_{ca} – corrente eficaz assimétrica de curto-circuito;
I_{cs} – corrente eficaz simétrica de curto-circuito.

O termo $\sqrt{1 + 2 \times e^{-(2\times\pi/C_t)}}$ é denominado fator de assimetria. O seu valor pode ser obtido facilmente através da Tabela 5.1 para diferentes valores de $C_t = \dfrac{X}{377 \times R}$, considerando, neste

TABELA 5.1
Fator de assimetria — F para t = 1/4 ciclo

Relação X/R	Fator de Assimetria F	Relação X/R	Fator de Assimetria F	Relação X/R	Fator de Assimetria F
0,40	1,00	3,80	1,37	11,00	1,58
0,60	1,00	4,00	1,38	12,00	1,59
0,80	1,02	4,20	1,39	13,00	1,60
1,00	1,04	4,40	1,40	14,00	1,61
1,20	1,07	4,60	1,41	15,00	1,62
1,40	1,10	4,80	1,42	20,00	1,64
1,60	1,13	5,00	1,43	30,00	1,67
1,80	1,16	5,50	1,46	40,00	1,68
2,00	1,19	6,00	1,47	50,00	1,69
2,20	1,21	6,50	1,49	60,00	1,70
2,40	1,24	7,00	1,51	70,00	1,71
2,60	1,26	7,50	1,52	80,00	1,71
2,80	1,28	8,00	1,53	100,00	1,71
3,00	1,30	8,50	1,54	200,00	1,72
3,20	1,32	9,00	1,55	400,00	1,72
3,40	1,34	9,50	1,56	600,00	1,73
3,60	1,35	10,00	1,57	1.000,00	1,73

caso, $t = 0{,}00416$ s, que corresponde a 1/4 do ciclo, ou seja, o valor de pico do primeiro semiciclo. Para exemplificar o cálculo de um valor tabelado, adotar a relação $X/R = 3{,}00$.

$$C_t = \frac{X}{377 \times R} = \frac{3{,}00}{377} = 0{,}00795\ s$$

$$F_a = \sqrt{1 + 2 \times e^{-(2 \times 0{,}00416/0{,}00795)}} = 1{,}30$$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (5.1)

Calcular a corrente de curto-circuito após decorrido 1/4 de ciclo do início do defeito que ocorreu no momento em que a tensão passava por zero no sentido crescente, numa rede de distribuição de 13,8 kV, resultando numa corrente simétrica de 12.000 A. A resistência e reatância até o ponto que falta valem respectivamente 0,9490 e 1,8320 Ω.

$$C_t = \frac{X}{2\pi \times F \times R} = \frac{1{,}8320}{2 \times \pi \times 60 \times 0{,}9490} = 0{,}00512\ \text{s}$$

$$wt = 2 \times \pi \times \frac{1}{4} = \frac{\pi}{2} = 1{,}57079\ \text{rd}$$

$$t = \frac{1}{4} \times \frac{1}{60} = 0{,}00416\ \text{s}$$

$1\ \text{rd} = 57{,}3°$

$\omega t = 1{,}57059 \times 57{,}3 = 90°$

$$\theta = \text{arctg}\left(\frac{X}{R}\right) = \text{arctg}\left(\frac{1{,}8320}{0{,}9490}\right) = 62{,}61°$$

$\beta = 0°$ (tensão no ponto nulo no sentido crescente)

Aplicando-se a Equação (5.1), tem-se:

$$I_{cc(t)} = \sqrt{2} \times 12.000 \times \left[\text{sen}(90° + 0° - 62{,}61°) - e^{-\left(\frac{0{,}00416}{0{,}00512}\right)} \times \text{sen}(0° - 62{,}61°)\right]$$

$$I_{cc(t)} = 16.970{,}5 \times (0{,}460 + 0{,}394) \rightarrow I_{cc(t)} = 7.806 + 6.686\ \text{A} \rightarrow I_{cc(t)} = 14.442\ \text{A} = 14{,}4\ \text{kA}$$

5.3 SISTEMA DE BASE E VALORES POR UNIDADE

Para se obter algumas facilidades no cálculo das correntes de curto-circuito é necessário aplicar alguns artifícios matemáticos que muito simplificam a resolução dessas questões.

5.3.1 Sistema de Base

Quando num determinado sistema há diversos valores tomados em bases diferentes é necessário estabelecer uma base única e transformar todos os valores considerados nesta base para que se possa trabalhar adequadamente com os dados do sistema.

Para facilitar o entendimento, basta compreender que o conhecido *sistema percentual* ou *por cento* é um sistema onde os valores considerados são tomados da base 100. Da mesma forma se poderia estabelecer um sistema de base 1.000 ou sistema *milesimal*, onde os valores deveriam ser tomados nesta base. Assim, se um engenheiro que ganhasse US$ 2.500,00/mês recebesse um aumento de 10% (base 100) passaria a perceber um salário de US$ 2.500,00 + 10/100 × 2.500 = US$ 2.750,00. Se, no entanto, o aumento fosse de 10 *por milésimo* (base 1.000), passaria a perceber somente US$ 2.500 + 10/1.000 × 2.500 = US$ 2.525,00.

Caso semelhante acontece com os diversos elementos de um sistema elétrico. Costuma-se expressar a impedância do transformador em $Z\%$ (base 100) de sua potência nominal em kVA. Também as impedâncias dos motores elétricos são definidos em $Z\%$ na base da potência nominal do motor, em cv. Já os condutores elétricos apresentam impedâncias em valores ôhmicos.

Ora, como se viu, é necessário admitir uma base única para expressar todos os elementos de um determinado circuito, a fim de que se possa operar facilmente, como, por exemplo, realizando-se as operações de soma, subtração etc.

5.3.2 Valores por Unidade

É um dos vários métodos de cálculo conhecidos na prática que procuram simplificar a resolução das questões relativas à determinação das correntes de curto-circuito.

O valor de uma determinada grandeza *por unidade* é definido como a relação entre esta grandeza e o valor adotado arbitrariamente como sua base, sendo expresso em decimal. O valor em *pu* pode ser também expresso em percentagem que corresponde a 100 vezes o valor encontrado.

Os valores de tensão, corrente, potência e impedância de um circuito são, normalmente, convertidos em percentagem ou *por unidade — pu*. As impedâncias dos transformadores, em geral dadas em forma percentual, são da mesma maneira convertidas em *pu*. As impedâncias dos condutores, conhecidas normalmente em mΩ/m ou Ω/km, são transformadas também em *pu*, todas referidas, porém, a uma mesma base. O sistema *pu* introduz métodos convenientes de expressar as grandezas elétricas mencionadas numa mesma base.

Uma das vantagens mais significativas para se adotar a prática do sistema *por unidade* está relacionada à presença de transformadores no circuito. Neste caso, as impedâncias no primário e secundário, que em valores ôhmicos estão relacionadas pelo número de espiras, são expressas pelo mesmo número no sistema *por unidade*. Para demonstrar esta afirmação, considerar uma impedância de 0,6Ω tomada no secundário de um transformador de 1.000 kVA-13.800/380 V. O seu valor em *pu* nos lados primário e secundário do transformador é o mesmo, ou seja:

- Valor da impedância no secundário do transformador

$$Z_{pu2} = \frac{Z_{\Omega 2}}{Z_b} = \frac{0,6}{0,1444} = 4,15\ pu$$

$$Z_b = \frac{1.000 \times V_b^2}{P_b} = \frac{1.000 \times 0,380^2}{1.000} = 0,1444\ \Omega$$

- Valor da impedância no primário do transformador

$$Z_{pu1} = \frac{Z_{\Omega 1}}{Z_b} = \frac{791,3}{190,4} = 4,15\ pu$$

$$Z_{\Omega 1} = \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2 \times Z_{\Omega 2} = \left(\frac{13.800}{380}\right)^2 \times 0,6 = 791,3\ \Omega$$

$$Z_b = \frac{1.000 \times V_b^2}{P_b} = \frac{1.000 \times 13,80^2}{1.000} = 190,4\ \Omega$$

Algumas vantagens podem ser apresentadas quando se usa o sistema *por unidade*, ou seja:

- todos os transformadores do circuito são considerados com a relação de transformação 1:1, sendo, portanto, dispensada a representação no diagrama de impedância;
- é necessário conhecer apenas o valor da impedância do transformador expressa em *pu* ou em %, sem identificar a que lado se refere;
- todos os valores expressos em *pu* estão referidos ao mesmo valor percentual;
- toda impedância expressa em *pu* tem o mesmo valor, independentemente do nível de tensão a que está referido o valor da impedância em *pu*;
- para cada nível de tensão, o valor da impedância ôhmica varia ao mesmo tempo em que varia a impedância base, resultando sempre a mesma relação;
- a potência base é selecionada para todo o sistema;
- a tensão base é selecionada para um determinado nível de tensão do sistema;
- adotando-se a tensão base para um lado de tensão do transformador, deve-se calcular a tensão base para o outro lado de tensão do transformador;
- normalmente é tomada como base a tensão nominal do transformador.

Comumente, arbitram-se como valores de base a potência e a tensão. As outras grandezas variam em função destas. Tomando-se como base a potência P_b em kVA e a tensão V_b em kV, tem-se:

a) Corrente base

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} \text{ (A)} \tag{5.5}$$

b) Impedância base

$$Z_b = \frac{1.000 \times V_b^2}{P_b} \text{ } (\Omega) \tag{5.6}$$

c) Impedância por unidade ou *pu*

$$Z_{pu} = \frac{Z_{c\Omega}}{Z_b} \text{ } (pu) \tag{5.7}$$

Pode ser expressa também por:

$$Z_{pu} = Z_{c\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} \text{ } (pu) \tag{5.8}$$

$Z_{c\Omega}$ = impedância do circuito, em Ω.

Quando o valor de uma grandeza é dado numa determinada base (1) e se deseja conhecer o seu valor numa outra base (2), podem-se aplicar as seguintes expressões:

a) Tensão

$$V_{u2} = V_{u1} \times \frac{V_1}{V_2} \text{ } (pu) \tag{5.9}$$

V_{u2} – tensão em *pu* na base V_2;
V_{u1} – tensão em *pu* na base V_1.

b) Corrente

$$I_{u2} = I_{u1} \times \frac{V_2}{V_1} \times \frac{P_1}{P_2} \text{ } (pu) \tag{5.10}$$

I_{u2} – corrente em *pu* nas bases V_2 e P_2;
I_{u1} – corrente em *pu* nas bases V_1 e P_1.

c) Potência

$$P_{u2} = P_{u1} \times \frac{P_1}{P_2} \text{ } (pu) \tag{5.11}$$

P_{u2} – potência em *pu* na base P_2;
P_{u1} – potência em *pu* na base P_1.

d) Impedâncias

$$Z_{u2} = Z_{u1} \times \frac{P_2}{P_1} \times \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2 \text{ } (pu) \tag{5.12}$$

Z_{u2} – impedância em *pu* nas bases V_2 e P_2;
Z_{u1} – impedância em *pu* nas bases V_1 e P_1.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (5.2)

A impedância percentual de um transformador de força de 1.000 kVA – 13.800/13.200/12.600 – 380/220 V é de 4,5% referida ao tape de 13.200 V. Calcular esta impedância no tape de tensão mais elevada, ou seja, 13.800 V.

Adotando-se as bases de 1.000 kVA e 13.800 V e aplicando-se a Equação (5.12), tem-se:

$$Z_{u2} = 4{,}5 \times \frac{1.000}{1.000} \times \left(\frac{13.200}{13.800}\right)^2 = 4{,}11\%$$

$P_1 =$ 1.000 kVA (valor de base da potência a que refere a impedância de 4,5%);
$P_2 =$ 1.000 kVA (nova base à qual se quer referir a impedância de 4,5%);
$V_1 =$ 13.200 V (valor de base de tensão a que refere a impedância de 4,5%);
$V_2 =$ 13.800 V (nova base à qual se quer referir a impedância de 4,5%; foi selecionada a base igual à tensão nominal primária do transformador).

5.4 TIPOS DE CURTO-CIRCUITO

O defeito nas instalações elétricas pode ocorrer em uma das seguintes formas:

5.4.1 Curto-circuito Trifásico

Um curto-circuito-trifásico se caracteriza quando as tensões nas três fases se anulam no ponto de defeito, conforme se mostra na Figura 5.8.

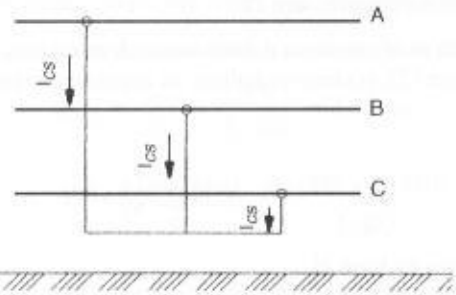


FIGURA 5.8
Curto-circuito trifásico

Por serem geralmente de maior valor, as correntes de curto-circuito trifásicas são de fundamental importância devido à larga faixa de aplicação. O seu emprego se faz sentir nos seguintes casos:

- ajustes dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente;
- capacidade de interrupção dos disjuntores;
- capacidade térmica dos cabos e equipamentos;
- capacidade dinâmica dos equipamentos;
- capacidade dinâmica dos barramentos coletores.

5.4.2 Curto-circuito Bifásico

O defeito pode ocorrer em duas situações distintas, ou seja: na primeira, há o contato somente entre dois condutores de fases diferentes, conforme se observa na Figura 5.9; na segunda, além do contato direto entre os citados condutores, há a participação do elemento terra, de acordo com a Figura 5.10.

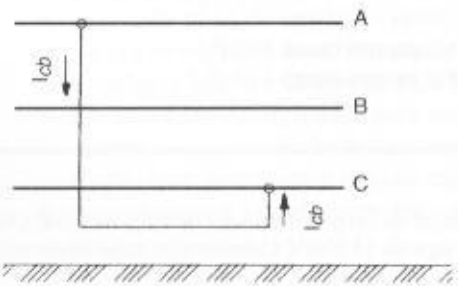
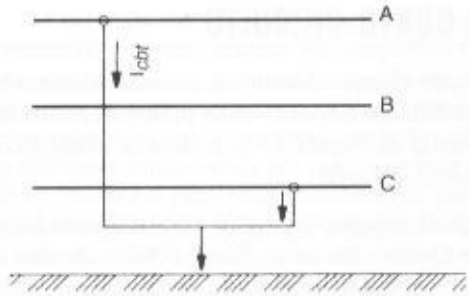


FIGURA 5.9
Curto-circuito bifásico

FIGURA 5.10
Curto-circuito bifásico com terra



5.4.3 Curto-circuito Fase-terra

À semelhança do curto-circuito bifásico, o defeito monopolar pode ocorrer em duas situações diversas: na primeira, há somente o contato entre o condutor fase e terra, conforme a Figura 5.11; na segunda, há o contato simultâneo entre dois condutores fase e terra, de acordo com a Figura 5.12.

As correntes de curto-circuito monopolares são empregadas nos seguintes casos:

- ajuste dos valores mínimos dos dispositivos de proteção contra sobrecorrentes;
- seção mínima do condutor de uma malha de terra;
- limite das tensões de passo e de toque;
- dimensionamento de resistor de aterramento.

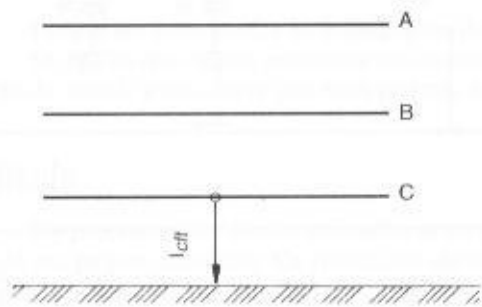


FIGURA 5.11
Curto-circuito fase-terra

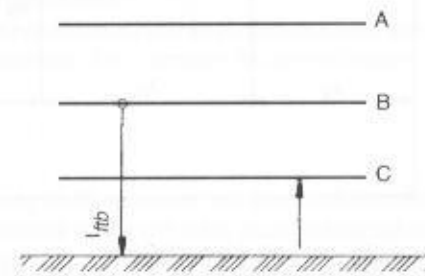


FIGURA 5.12
Curto-circuito com contato simultâneo

As correntes de curto-circuito monopolares costumam ser maiores do que as correntes de curto-circuito trifásicas nos terminais do transformador da subestação, na condição de falta máxima.

Quando as impedâncias do sistema são muito pequenas, as correntes de curto-circuito de uma forma geral assumem valores muito elevados, capazes de danificar térmica e mecanicamente os equipamentos da instalação, caso o seu dimensionamento não seja compatível. Pode-se até não se obter no mercado equipamentos com capacidade suficiente para suportar determinadas correntes de curto-circuito. Neste caso, o projetista deve buscar meios para reduzir o valor dessas correntes, podendo admitir uma das seguintes opções:

- dimensionar os transformadores de força com impedância percentual elevada (transformador normalmente fora dos padrões normalizados e fabricados sobre encomenda);
- dividir a carga da instalação em circuitos parciais alimentados através de vários transformadores (subestações primárias);
- inserir uma reatância série no circuito principal ou no neutro do transformador quando se tratar de correntes monopolares elevadas.

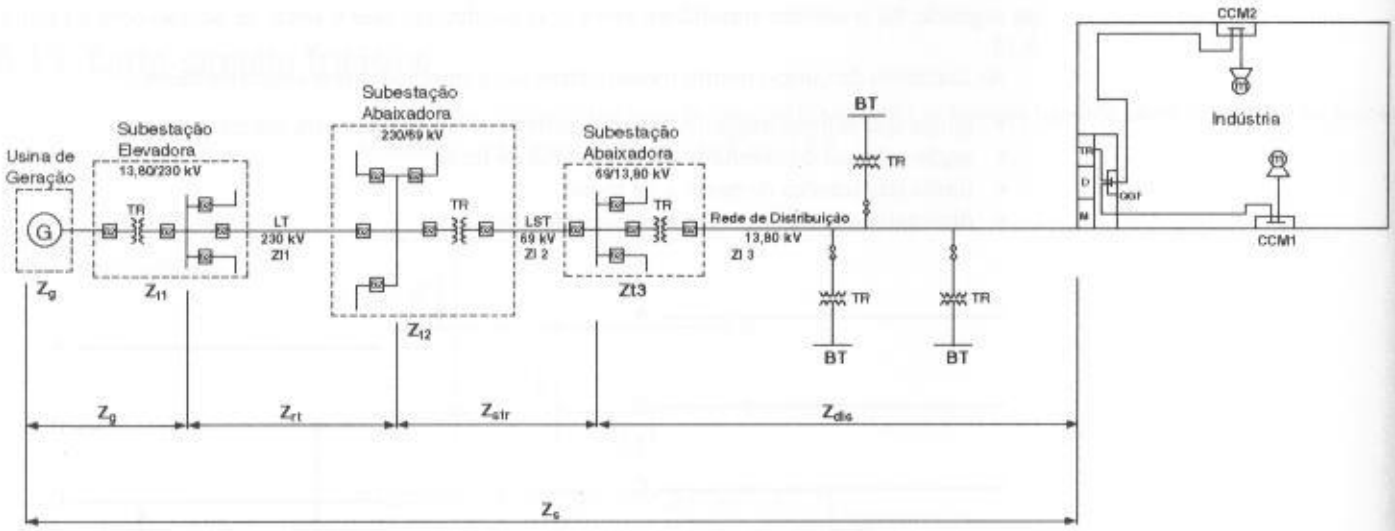
A aplicação da reatância série no circuito principal acarreta uma redução do fator de potência da instalação, necessitando-se, pois, da aplicação de banco de capacitores para elevar o seu valor.

A base de qualquer sistema de proteção está calcada no conhecimento dos valores das correntes de curto-circuito da instalação. Deste modo, são dimensionados os fusíveis e disjuntores e determinados os valores nominais dos dispositivos e equipamentos a serem utilizados em função dos limites da corrente de curto-circuito indicados por seus fabricantes.

5.5 DETERMINAÇÃO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

As correntes de curto-circuito devem ser determinadas em todos os pontos onde se requer a instalação de equipamentos ou dispositivos de proteção. Numa instalação industrial convencional, como aquela apresentada na Figura 5.13, podem-se estabelecer previamente alguns pontos de importância fundamental, ou seja:

- ponto de entrega de energia, cujo valor é normalmente fornecido pela companhia supridora;
- barramento do Quadro Geral de Força (QGF), devido à aplicação dos equipamentos e dispositivos de manobra e proteção do circuito geral e dos circuitos de distribuição;
- barramento dos Centros de Controle de Motores (CCMs), devido à aplicação dos equipamentos e dispositivos de proteção dos circuitos terminais dos motores;
- terminais dos motores, quando os dispositivos de proteção estão ali instalados;
- barramento dos Quadros de Distribuição de Luz (QDLs), devido ao dimensionamento dos disjuntores, normalmente selecionados para esta aplicação.



Z_g – Impedância do Gerador
Z_{tr} – Impedância do Sistema de Transmissão
Z_{str} – Impedância do Sistema de Subtransmissão
Z_{dis} – Impedância do Sistema de Distribuição
Z_s – Impedância Reduzida do Sistema
m – Motor
M – Medição
D – Disjuntor
TR – Transformador

FIGURA 5.13
Diagrama de um sistema de geração/transmissão/subtransmissão/distribuição/consumidor

5.5.1 Impedâncias do Sistema

No cálculo das correntes de defeito devem ser representados os principais elementos do circuito através de suas impedâncias. No entanto, as impedâncias de alguns desses elementos podem ser desprezadas, dependendo de algumas considerações.

É importante lembrar que, quanto menor é a tensão do sistema, mais necessário se faz considerar um maior número de impedâncias, dada a influência que poderia exercer no valor final da corrente. Como orientação, podem-se mencionar os elementos do circuito que devem ser considerados através de suas impedâncias no cálculo das correntes de curto-circuito.

a) Impedância reduzida do sistema

É aquela que representa todas as impedâncias desde a fonte de geração até o ponto de entrega de energia à unidade consumidora, isto é, compreendendo as impedâncias da geração, do sistema de transmissão, do sistema de subtransmissão e do sistema de distribuição. A Figura 5.13 mostra um diagrama simplificado representativo de um sistema anteriormente mencionado, indicando todas as impedâncias envolvidas e que são responsáveis pelos níveis de curto-circuito no sistema de média tensão.

O valor da impedância reduzida do sistema deve ser fornecido ao projetista da instalação industrial pela área técnica da companhia concessionária de energia elétrica local. Dependendo da concessionária, pode ser fornecido em *pu* ou em ohms. Muitas vezes, é fornecido o valor da corrente de curto-circuito no ponto de entrega de energia. Quando ainda os valores anteriores são desconhecidos, toma-se a capacidade de ruptura mínima do disjuntor geral de proteção de entrada, geralmente estabelecida por norma de fornecimento da concessionária e de conhecimento geral. Este último é o valor mais conservativo que se pode tomar como base para se determinar a impedância reduzida do sistema. Na maioria das aplicações, a impedância do sistema de suprimento é muito pequena em relação ao valor da impedância da rede industrial.

b) Impedância do sistema primário (tensões acima de 2.400 V)

É aquela que a partir do ponto de entrega de energia representa as impedâncias dos componentes conectados na tensão superior a 2.400 V, isto é:

- transformadores de força;
- circuito de condutores nus ou isolados de grande comprimento;
- reatores limitadores, se for o caso.

c) Impedância do sistema secundário

É aquela que a partir do transformador abaixador representa as impedâncias de todos os componentes dos circuitos de tensão.

- circuitos de condutores nus ou isolados de grande comprimento;
- reatores limitadores, se for o caso;
- barramentos de painéis de comando de comprimento superior a 4 m;
- impedância dos motores quando se levar em consideração a sua contribuição.

Podem ser dispensadas as impedâncias dos autotransformadores.

Os limites dos valores anteriormente considerados são orientadores e cabe ao projetista o bom senso de decidir a influência que estes poderão ter sobre o resultado das correntes de curto-circuito.

5.5.2 Metodologia de Cálculo

Os processos de cálculo utilizados neste trabalho são de fácil aplicação no desenvolvimento de um projeto industrial. Os resultados são valores aproximados dos métodos mais sofisticados, porém a precisão obtida satisfaz plenamente aos propósitos a que se destinam. Assim, considerar uma indústria com *layout* bastante convencional como o representado na Figura 5.14.

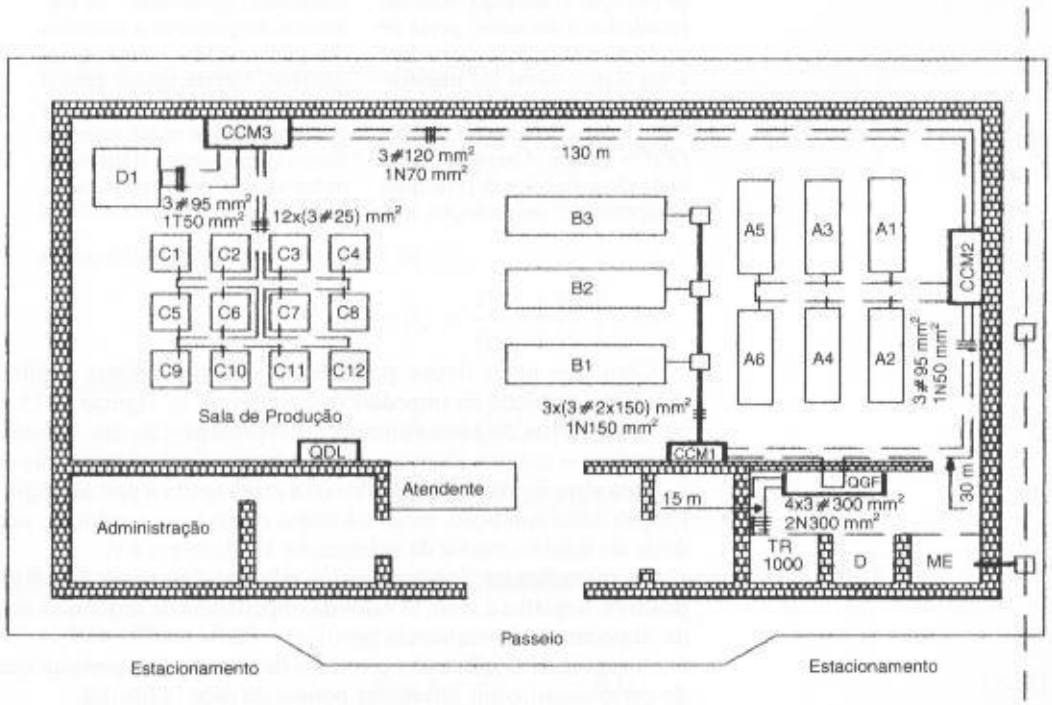


FIGURA 5.14
Planta de *layout* de uma indústria

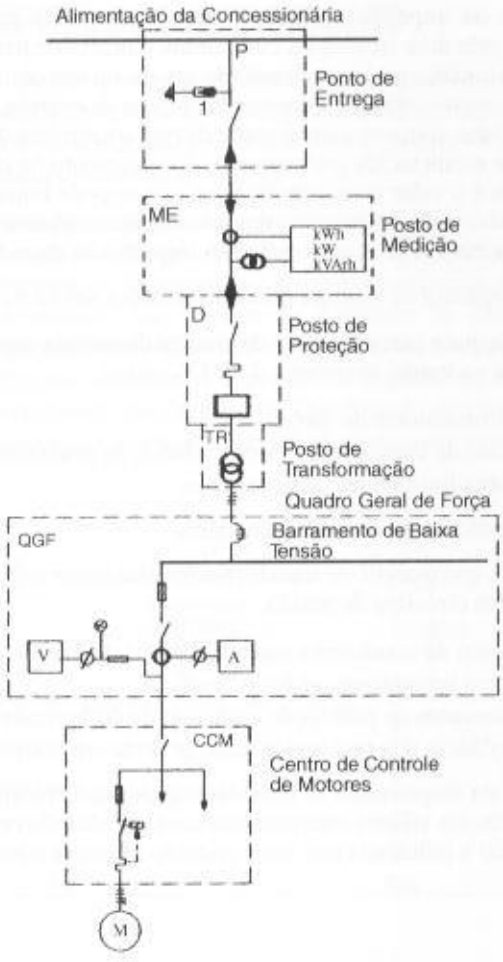


FIGURA 5.15
Diagrama unifilar simplificado

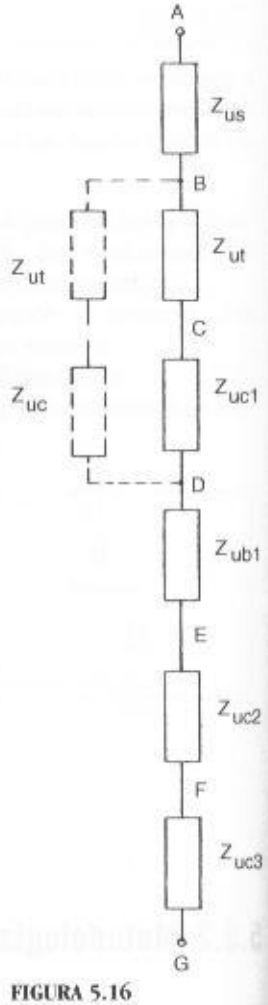


FIGURA 5.16
Diagrama de blocos

P – ponto de entrega de energia à indústria; ME – posto de medição da concessionária; D – posto de proteção e comando, onde são instalados o disjuntor geral de proteção e a chave seccionadora e em alguns casos um transformador de potencial de proteção; TR – posto de transformação; QGF – Quadro Geral de Força, onde são instalados os principais equipamentos de proteção, manobra e medição indicativa em baixa tensão; CCM – Centro de Controle de Motores, onde estão instalados, geralmente, os elementos de proteção e manobra dos motores; M – máquinas industriais, caracterizadas, principalmente, pelos valores de placa dos motores que as acionam, ou outros componentes elétricos de trabalho, tais como resistência, reatores etc.

Com base nessa figura, pode-se elaborar o diagrama unifilar simplificado e posteriormente o diagrama de bloco de impedâncias, conforme as Figuras. 5.15 e 5.16, respectivamente.

O diagrama de bloco sintetiza a representação das impedâncias de valor significativo que compõem o sistema elétrico, desde a geração até os terminais do motor.

Para simplicidade de cálculo, será empregada a metodologia de valores *por unidade (pu)*. Em função desta condição, serão adotados como base o valor P_b, expresso em kVA, e a tensão secundária do transformador da subestação V_b, dada em kV.

As impedâncias de barramentos e cabos devem ser calculadas em seus valores de seqüência positiva, negativa e zero. O valor da impedância de seqüência negativa, neste caso, é igual ao valor da impedância de seqüência positiva.

A seguir, será mostrado o roteiro de cálculo que permite determinar os valores das correntes de curto-circuito em diferentes pontos da rede industrial.

5.5.3 Seqüência de Cálculo

5.5.3.1 Impedância reduzida do sistema (Z_{us})

a) Resistência (R_{us})

Como a resistência do sistema de suprimento é muito pequena relativamente ao valor da reatância, na prática é comum desprezar-se o seu efeito, isto é:

$R_{us} \cong 0$

b) Reatância (X_{us})

Considerando-se que a concessionária forneça a corrente de curto-circuito (I_{cp}) no ponto de entrega, tem-se:

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times V_{np} \times I_{cp} \text{ (kVA)} \tag{5.13}$$

P_{cc} – potência de curto-circuito no ponto de entrega, em kVA;
V_{np} – tensão nominal primária no ponto de entrega, em kV;
I_{cp} – corrente de curto-circuito simétrica, em A.

O valor da reatância, em *pu*, é dado pela Equação (5.14).

$$X_{us} = \frac{P_b}{P_{cc}} (pu) \tag{5.14}$$

$$\vec{Z}_{us} = R_{us} + jX_{us} (pu) \tag{5.15}$$

5.5.3.2 Impedância do(s) transformador(es) da subestação (Z_t)

É necessário conhecer:

- potência nominal P_{nt}, dada em kVA;
- impedância percentual Z_{pt} (Tabela 9.11);
- perdas ôhmicas no cobre P_{cu}, em W (Tabela 9.11);
- tensão nominal V_{nt}, em kV.

a) Resistência (R_{ut})

Inicialmente determina-se a queda de tensão reativa percentual, ou seja:

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} (\%) \tag{5.16}$$

Então, R_{ut} será determinada pela Equação (5.17).

$$R_{ut} = R_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 (pu) \tag{5.17}$$

b) Reatância (X_{ut})

A impedância unitária tem valor de:

$$Z_{ut} = Z_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 (pu) \tag{5.18}$$

A reatância unitária será:

$$X_{ut} = \sqrt{Z_{ut}^2 - R_{ut}^2} \tag{5.19}$$

$$\vec{Z}_{ut} = R_{ut} + jX_{ut} (pu) \tag{5.20}$$

5.5.3.3 Impedância do circuito que conecta o transformador ao QGF

a) Resistência (R_{uc1})

$$R_{c1\Omega} = \frac{R_{u\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} (\Omega) \tag{5.21}$$

$$R_{uc1} = R_{c1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} \ (pu) \tag{5.22}$$

$R_{u\Omega}$ – resistência do condutor de seqüência positiva, em mΩ/m (Tabela 3.22).
L_{c1} – comprimento do circuito, medido entre os terminais do transformador e o ponto de conexão com o barramento, dado em m;
N_{c1} – número de condutores por fase do circuito mencionado.

b) Reatância (X_{uc1})

A reatância do cabo é:

$$X_{c1\Omega} = \frac{X_{u\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} \ (\Omega) \tag{5.23}$$

$$X_{uc1} = X_{c1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} \ (pu) \tag{5.24}$$

$X_{u\Omega}$ – reatância de seqüência positiva do condutor fase, em mΩ/m (Tabela 3.22).

$$\vec{Z}_{uc1} = R_{uc1} + jX_{uc1} \ (pu) \tag{5.25}$$

Quando há dois ou mais transformadores ligados em paralelo, deve-se calcular a impedância série de cada transformador com o circuito que o liga ao QGF, determinando-se, em seguida, a impedância resultante através do paralelismo destas.

Para transformadores de impedâncias iguais e circuitos com condutores de mesma seção e comprimento, a impedância é dada por:

$$\vec{Z}_{c1\Omega} = \frac{\vec{Z}_{1cir}}{N_{trp}}$$

$\vec{Z}_{1cir}$ – impedância do circuito, compreendendo o transformador e condutores, em Ω ou *pu*;
N_{trp} – número de transformadores em paralelo.

5.5.3.4 Impedância do barramento do QGF (Z_{ub1})

a) Resistência (R_{ub1})

$$R_{b1\Omega} = \frac{R_{u\Omega} \times L_b}{1.000 \times N_{b1}} (\Omega) \tag{5.26}$$

$R_{u\Omega}$ – resistência ôhmica da barra, em mΩ/m (Tabelas 3.39 e 3.43);
N_{b1} – número de barras em paralelo;
L_b – comprimento da barra, em m.

A resistência, em *pu*, é dada por:

$$R_{ub1} = R_{b1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} \ (pu) \tag{5.27}$$

b) Reatância (X_{ub1})

$$X_{b1\Omega} = \frac{X_{u\Omega} \times L_b}{1.000 \times N_{b1}} \ (\Omega) \tag{5.28}$$

A reatância, em *pu*, é dada por:

$$X_{ub1} = X_{b1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} \ (pu) \tag{5.29}$$

$$\vec{Z}_{ub1} = R_{ub1} + jX_{ub1} \ (pu) \tag{5.30}$$

5.5.3.5 Impedância do circuito que conecta o QGF ao CCM

Os valores da resistência e reatância, em *pu*, respectivamente iguais a R_{uc2} e X_{uc2}, são calculados à semelhança de R_{uc1} e X_{uc1}, na Seção 5.5.3.3.

5.5.3.6 Impedância do circuito que conecta o CCM aos terminais do motor

Aqui também é válida a observação feita na seção anterior.

Foi omitida no próprio diagrama de bloco a impedância do barramento do CCM1. Sendo normalmente de pequena dimensão, a sua influência sobre a impedância total é de pouca importância e, por isso, desprezada. No caso da existência de barramentos de grandes dimensões (acima de 4 m), aconselha-se considerar o efeito de sua impedância. Com relação ao barramento do QGF, também é válido este comentário.

5.5.3.7 Corrente simétrica de curto-circuito trifásico

Para a determinação das correntes de curto-circuito em qualquer ponto do sistema, procede-se à soma vetorial de todas as impedâncias calculadas até o ponto desejado e aplica-se a Equação (5.31), ou seja:

$$\vec{Z}_{atot} = \sum_{i=1}^{i=n} (R_{ui} + jX_{ui})\ (pu) \tag{5.31}$$

R_{ui} e X_{ui} são, genericamente, a resistência e a reatância unitárias de cada impedância do sistema até o ponto onde se pretende determinar os valores de curto-circuito.

A corrente base vale:

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b}\ (\text{A}) \tag{5.32}$$

A corrente de curto-circuito simétrica, valor eficaz, então, é dada por:

$$\vec{I}_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \vec{Z}_{atot}}\ (\text{kA}) \tag{5.33}$$

Quando se pretende obter simplificadamente a corrente de curto-circuito simétrica nos terminais do transformador, basta aplicar a Equação (5.34):

$$I_{cst} = \frac{I_n}{Z_{pr\%}} \times 100\ (\text{A}) \tag{5.34}$$

I_n – corrente nominal do transformador, em A;
$Z_{pr\%}$ – impedância percentual do transformador.

Este valor é aproximado, pois nele não está computada a impedância reduzida do sistema de suprimento.

5.5.3.8 Corrente assimétrica de curto-circuito trifásico

$$I_{ca} = F_a \times I_{cs}\ (\text{kA}) \tag{5.35}$$

F_a – fator de assimetria determinado segundo a relação dada na Tabela 5.1.

5.5.3.9 Impulso da corrente de curto-circuito

$$I_{cim} = \sqrt{2} \times I_{ca}\ (\text{kA}) \tag{5.36}$$

5.5.3.10 Corrente bifásica de curto-circuito

$$I_{cb} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cs}\ (\text{kA}) \tag{5.37}$$

5.5.3.11 Corrente fase-terra de curto-circuito

A determinação da corrente de curto-circuito fase-terra requer o conhecimento das impedâncias de seqüência zero do sistema, além das impedâncias de seqüência positiva já abordadas. Se o transformador da instalação for ligado em triângulo primário e estrela no secundário com o ponto neutro aterrado, não se deve levar em conta as impedâncias de seqüência zero do sistema de fornecimento de energia, pois estas ficam confinadas no delta do transformador em questão.

No cálculo das correntes de curto-circuito fase-terra, deve-se considerar a existência de três impedâncias que são de fundamental importância para a grandeza dos valores calculados. São elas:

5.5.3.11.1 Impedância de contato (R_{ct})

É caracterizada normalmente pela resistência (R_{ct}) que a superfície de contato do cabo e a resistência do solo no ponto de contato oferecem à passagem da corrente para a terra. Tem-se atribuído geralmente o valor conservativo de $\frac{40\,\Omega}{3}$. Tem-se também utilizado com freqüência o valor de $\frac{120\,\Omega}{3}$.

5.5.3.11.2 Impedância da malha de terra (R_{mt})

Pode ser obtida através de medição ou calculada conforme metodologia exposta no Capítulo 11. O valor máximo admitido por norma de diversas concessionárias de energia elétrica é de 10 Ω, nos sistemas de 15 a 25 kV, e é caracterizado pelo seu componente resistivo.

5.5.3.11.3 Impedância de aterramento (R_{at})

Quando a corrente de curto-circuito fase-terra é muito elevada, costuma-se introduzir entre o neutro do transformador e a malha de terra uma determinada impedância que pode ser um reator ou um resistor, sendo mais freqüente este último. O valor desta impedância varia em função de cada projeto. Para melhor esclarecer o assunto, veja o livro *Manual de Equipamentos Elétricos*, do autor.

A Figura 5.17 mostra esquematicamente as impedâncias anteriormente mencionadas.

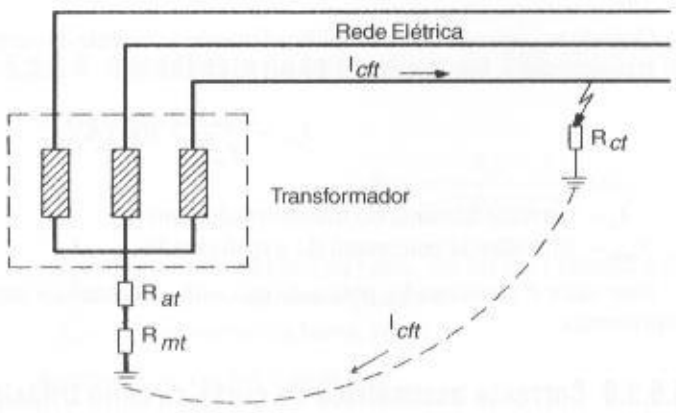


FIGURA 5.17
Percurso da corrente de curto-circuito fase-terra

R_{ct} – resistência de contato, ou de arco; R_{mt} – resistência da malha de terra; R_{at} – resistor de aterramento.

5.5.3.11.4 Corrente de curto-circuito fase-terra máxima

É determinada quando são levadas em consideração somente as impedâncias dos condutores e as do transformador. É calculada segundo a Equação (5.38).

$$\vec{I}_{cftmax} = \frac{3 \times I_b}{2 \times \vec{Z}_{utot} + \vec{Z}_{u0t} + \vec{Z}_{u0c}} \text{ (A)} \qquad (5.38)$$

Z_{u0t} – impedância de seqüência zero do transformador que é igual à sua impedância de seqüência positiva.

O valor $\vec{Z}_{u0c}$ é determinado considerando-se as resistência e reatância de seqüência zero dos condutores. Na prática, pode-se desprezar a impedância de seqüência zero dos barramentos, pois o seu efeito não se faz sentir nos valores calculados. De um modo geral, $\vec{Z}_{u0c}$ é dado pela Equação (5.39).

$$\vec{Z}_{u0c} = R_{u0c} + jX_{u0c}\ (pu) \tag{5.39}$$

$$R_{u0c} = R_{c\Omega 0} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2}\ (pu) \tag{5.40}$$

$$X_{u0c} = X_{c\Omega 0} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2}\ (pu) \tag{5.41}$$

$R_{c\Omega 0}$ e $X_{c\Omega 0}$ – resistência e reatância de seqüência zero, valores obtidos na Tabela 3.22.

5.5.3.11.5 Corrente de curto-circuito fase-terra mínima

É determinada quando se leva em consideração, além das impedâncias dos condutores e transformadores, as impedâncias de contato, a do resistor de aterramento, caso haja, e da malha de terra. É calculada segundo a Eq. (5.42).

$$\vec{I}_{cftmn} = \frac{3 \times I_b}{2 \times \vec{Z}_{u0t} + \vec{Z}_{u0c} + \vec{Z}_{u0t} + 3 \times (R_{uct} + R_{umt} + R_{uat})}\ (\text{A}) \tag{5.42}$$

$$R_{uct} = R_{ct} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2}\ (pu)$$

$$R_{umt} = R_{mt} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2}\ (pu)$$

$$R_{uat} = R_{at} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2}\ (pu)$$

R_{uct} – resistência de contato, em *pu*;
R_{umt} – resistência da malha de terra, em *pu*;
R_{uat} – resistência do resistor de aterramento, em *pu*.

A determinação das correntes de curto-circuito em sistemas de média tensão pode ser feita com base nos mesmos procedimentos adotados anteriormente. No caso, por exemplo, de um sistema de 13,80 kV, alimentado por uma subestação de 69,0 kV, os dados necessários à determinação das correntes de curto-circuito podem ser obtidos no livro *Manual de Equipamentos Elétricos*, do autor, em que são apresentados alguns exemplos de aplicação.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (5.3)

Considere a indústria representada na Figura 5.14 com as seguintes características elétricas:

- tensão nominal primária: $V_{np} = 13{,}80$ kV;
- tensão nominal secundária: $V_{ns} = 380$ V;
- impedância percentual do transformador: $Z_{pt} = 5{,}5\%$;
- corrente de curto-circuito simétrica no ponto de entrega de energia, fornecida pela concessionária local: $I_{cp} = 5.000$ A $= 5$ kA;
- comprimento do circuito TR-QGF = 15 m;
- barramento do QGF: duas barras de cobre justapostas de 80 × 10 mm (é prevista a amplicação da carga);
- comprimento da barra do QGF: 5m;
- comprimento do circuito QGF-CCM3: 130 m;
- resistência de contato do cabo com o solo (falha de isolação): $\frac{40}{3}$
- resistência da malha de terra: 10 Ω.

Calcular os valores de corrente de curto-circuito nos terminais de alimentação do CCM3.

a) Escolha dos valores de base

- potência base: $P_b = 1.000$ kVA;
- tensão base: $V_b = 0{,}38$ kV.

b) Corrente base

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} = \frac{1.000}{\sqrt{3} \times 0{,}38} = 1.519 \text{ A}$$

c) Impedância reduzida do sistema

- Resistência

$R_{as} \approx 0$

- Reatância

$$X_{as} = \frac{P_b}{P_{cc}} = \frac{1.000}{119.511} = 0{,}00837\,pu$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times V_{ap} \times I_{cp} = \sqrt{3} \times 13{,}8 \times 5.000 = 119.511 \text{ kVA}$$

$$\vec{Z}_{as} = R_{as} + jX_{as} = j0{,}00837\,pu$$

d) Impedância do transformador

$P_{nt} = 1.000$ kVA

- Resistência

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{11.000}{10 \times 1.000} = 1{,}1\% = 0{,}011\ pu \text{ (nas bases } P_{nt} \text{ e } V_{nt})$$

$P_{cu} = 11.000$ W (valor obtido na Tabela 9.11)

$$R_{nt} = R_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 = 0{,}011 \times \frac{1.000}{1.000} \times \left(\frac{0{,}38}{0{,}38}\right)^2 \rightarrow R_{nt} = 0{,}011\ pu \text{ (nas bases } P_b \text{ e } V_b)$$

- Reatância

$$Z_{nt} = Z_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 = 0{,}055 \times \frac{1.000}{1.000} \times \left(\frac{0{,}38}{0{,}38}\right)^2 \rightarrow Z_{nt} = 0{,}055\ pu \text{ (nas bases } P_b \text{ e } V_b)$$

$Z_{pt} = 5{,}5\% = Z_{nt} = 0{,}055\%\ pu$ (nas bases P_{nt} e V_{nt})

$$X_{nt} = \sqrt{Z_{nt}^2 - R_{nt}^2} = \sqrt{0{,}055^2 - 0{,}011^2} = 0{,}05389\ pu \text{ (nas bases } P_b \text{ e } V_b)$$

$$\vec{Z}_{nt} = R_{nt} + jX_{nt} = 0{,}011 + j0{,}05389\,pu$$

e) Impedância do circuito que liga o transformador ao QGF

$L_{c1} = 15$ m

$N_{c1} = 4$ condutores/fase

$S_c = 300$ mm²

- Resistência

$$R_{nc1} = R_{c1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0{,}0002928 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0{,}38^2} \rightarrow R_{nc1} = 0{,}00202\ pu$$

$R_{s\Omega} = 0{,}0781$ mΩ/m (valor da Tabela 3.22)

$$R_{c1\Omega} = \frac{R_{s\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} \rightarrow R_{c1\Omega} = \frac{0{,}0781 \times 15}{4 \times 1.000} = 0{,}0002928\ \Omega$$

- Reatância

$$X_{nc1} = X_{c1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0{,}0004005 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0{,}38^2} \rightarrow X_{nc1} = 0{,}00277\ pu$$

$X_{s\Omega} = 0{,}1068$ mΩ /m (valor da Tabela 3.29)

$$X_{c1\Omega} = \frac{X_{s\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} \rightarrow X_{c1\Omega} = \frac{0{,}1068 \times 15}{4 \times 1.000} = 0{,}0004005\ \Omega$$

$$\vec{Z}_{nc1} = R_{nc1} + jX_{nc1} = 0{,}00202 + j0{,}00277\,pu$$

f) Impedância do barramento do QGF

$L_b = 5$ m

$N_{b1} = 2$ barras/fase de 2" × 1/2"

- Resistência

$$R_{ab1} = R_{b1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0,000068 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,38^2} \rightarrow R_{ab1} = 0,00047\ pu$$

$R_{b\Omega} = 0,0273$ mΩ/m (valor da Tabela 3.38)

$$R_{b1\Omega} = \frac{0,0276 \times 5}{2 \times 1.000} = 0,000068\Omega$$

- Reatância

$$X_{ab1} = X_{b1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0,000382 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,38^2} \rightarrow X_{ab1} = 0,0026\ pu$$

$R_{b\Omega} = 0,1530$ mΩ/m (valor da Tabela 3.38)

$$X_{b1\Omega} = \frac{0,1530 \times 5}{2 \times 1.000} = 0,000382\Omega$$

$$\vec{Z}_{ab1} = R_{ab1} + jX_{ab1} = 0,00047 + j0,0026\ (pu)$$

g) Impedância do circuito que liga o QGF ao CCM3

$L_{c2} = 130$ m

$N_{c2} = 1$ condutor/fase

$S_c = 120$ mm²

- Resistência

$$R_{ac2} = R_{c2\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0,02428 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,38^2} \rightarrow R_{ac2} = 0,16814\ pu$$

$R_{a\Omega} = 0,1868$ mΩ/m (valor da Tabela 3.22)

$$R_{c2\Omega} = \frac{0,1868 \times 130}{1.000} = 0,02428\ \Omega$$

- Reatância

$$X_{ac2} = X_{c2\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0,01399 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,38^2} \rightarrow X_{ac2} = 0,09688\ pu$$

$X_{a\Omega} = 0,1076$ mΩ/m (valor da Tabela 3.22)

$$X_{c2\Omega} = \frac{0,1076 \times 130}{1.000} = 0,01399\ \Omega$$

$$\vec{Z}_{ac2} = R_{ac2} + jX_{ac2} = 0,16814 + j0,09688\ pu$$

h) Impedância total do circuito desde a fonte até o CCM3

$$\vec{Z}_{atot} = R_{atot} + jX_{atot} = 0,18164 + j0,16473\ pu$$

$R_{atot} = 0 + 0,011 + 0,00202 + 0,00047 + 0,16814 \rightarrow R_{atot} = 0,18163\ pu$

$X_{atot} = 0,00837 + 0,05389 + 0,00277 + 0,00216 + 0,09688 \rightarrow X_{atot} = 0,16451\ pu$

i) Corrente de curto-circuito simétrica trifásica, valor eficaz

$$\vec{I}_{cc} = \frac{I_b}{1.000 \times \vec{Z}_{atot}} = \frac{1.519}{1.000 \times (0,18163 + j0,16451)} \rightarrow I_{cc} = 6,19\ \text{kA}$$

j) Corrente de curto-circuito assimétrica trifásica, valor eficaz

$I_{ca} = F_a \times I_{cc} = 1,03 \times 6,19 = 6,37$ kA

$$\frac{X_{atot}}{R_{atot}} = \frac{0,16473}{0,18168} = 0,906$$

$F_a = 1,03$ (valor interpolado na Tabela 5.1)

k) Impulso da corrente de curto-circuito

$I_{cim} = \sqrt{2} \times I_{ca} = \sqrt{2} \times 6,37 = 9,0$ kA

l) Corrente de curto-circuito bifásico, valor eficaz

$$I_{cb} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{cs} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 6{,}19 = 5{,}36 \text{ kA}$$

m) Corrente de curto-circuito fase-terra máxima, valor eficaz

- Cálculo da impedância de seqüência zero do circuito que liga o transformador ao QGF

$$R_{a0c1} = R_{c\Omega 0} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0{,}00704 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0{,}38^2} \rightarrow R_{a0c1} = 0{,}04875\ pu$$

$R_{\Omega 0}$ = 1,8781 mΩ/m (valor da Tabela 3.22)

$$R_{c\Omega 0} = \frac{1{,}8781 \times 15}{4 \times 1.000} = 0{,}00704\ \Omega$$

$$X_{a0c1} = X_{c\Omega 0} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0{,}00902 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0{,}38^2} \rightarrow X_{a0c1} = 0{,}06246\ pu$$

$X_{\Omega 0}$ = 2,4067 mΩ/m (valor da Tabela 3.22)

$$X_{c\Omega 0} = \frac{2{,}4067 \times 15}{4 \times 1.000} = 0{,}00902\ \Omega$$

$$\bar{Z}_{a0c1} = R_{a0c1} + jX_{a0c1} = 0{,}04875 + j0{,}06246\ pu$$

- Cálculo da impedância de seqüência zero do circuito que liga o QGF ao CCM

$$R_{a0c2} = R_{c\Omega 0} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0{,}25828 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0{,}38^2} \rightarrow R_{a0c2} = 1{,}78864\ pu$$

$R_{\Omega 0}$= 1,9868 mΩ/m (valor da Tabela 3.22)

$$R_{c\Omega 0} = \frac{1{,}9868 \times 130}{1.000} = 0{,}25828\ \Omega$$

$$X_{a0c2} = X_{c\Omega 0} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0{,}32635 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0{,}38^2} \rightarrow X_{a0c2} = 2{,}26004\ pu$$

$X_{\Omega 0}$= 2,5104 mΩ/m (valor da Tabela 3.22)

$$X_{c\Omega 0} = \frac{2{,}5104 \times 130}{1.000} = 0{,}32635\ \Omega$$

$$\bar{Z}_{a0c2} = R_{a0c2} + jX_{a0c2} = 1{,}78864 + j2{,}26004\ pu$$

$$\bar{I}_{cfmx} = \frac{3 \times I_b}{2 \times \bar{Z}_{aex} + \bar{Z}_{a0t} + \sum_{i=1}^{i=n} \bar{Z}_{a0c}} = \frac{3 \times I_b}{\bar{Z}_t}$$

$$\sum_{i=1}^{i=n} \bar{Z}_{a0c} = (0{,}04875 + j0{,}06246) + (1{,}78864 + j2{,}26004)$$

$$\sum_{i=1}^{i=n} \bar{Z}_{a0c} = 1{,}83739 + j2{,}32250\ pu$$

$$\bar{Z}_t = 2 \times (0{,}18163 + j0{,}16451) + (0{,}011 + j0{,}05389) + (1{,}83739 + j2{,}32250)$$

$$\bar{Z}_t = 2{,}21167 + j2{,}70585\ pu$$

$$\bar{I}_{cfmx} = \frac{3 \times 1.519}{1.000 \times (2{,}21165 + j2{,}70541)} \rightarrow I_{cfmx} = 1{,}30 \text{ kA}$$

n) Corrente de curto-circuito fase-terra mínima, valor eficaz

$$\bar{I}_{cfmi} = \frac{3 \times I_b}{2 \times \bar{Z}_{aex} + \bar{Z}_{a0t} + \sum_{i=1}^{i=n} \bar{Z}_{a0c} + 3 \times (R_{act} + R_{amt} + R_{aat})}$$

$$\dot{I}_{cfmi} = \frac{3 \times 1.519}{2{,}21167 + j2{,}70585 + 3 \times (92{,}3 + 23)} \rightarrow I_{cfmi} = 13\ \text{A}$$

$$R_{act} = \frac{40}{3} \times \frac{1.000}{1.000 \times 0{,}38^2} = 92{,}3\ pu$$

$$R_{\Omega ct} = \frac{40\Omega}{3}$$

$$R_{amt} = \frac{10}{3} \times \frac{1.000}{1.000 \times 0{,}38^2} = 23{,}0\ pu$$

$$R_{\Omega mt} = \frac{10\Omega}{3}$$

Nota: é muito difícil precisar o valor da corrente de curto-circuito fase-terra mínima em virtude da longa faixa de variação que a resistência de contato pode assumir nos casos práticos. Logo, em geral, pode-se considerar somente a parcela da resistência da malha de terra, cujo valor pode ser obtido com a necessária precisão através dos processos de cálculo admitidos no Capítulo 11.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (5.4)

Determinar as correntes de curto-circuito nos pontos A e B de uma instalação industrial mostrada no diagrama unifilar da Figura 5.18 suprida por uma unidade de geração de 2.500 kVA, alimentando um transformador elevador de 2.500 kVA — 380/13.800 V. As perdas do transformador elevador no ensaio de curto-circuito valem 28.000 W. O cabo que liga o transformador elevador ao cubículo de média tensão é de 35 mm², com capacidade de corrente nominal de 151 A na condição de instalação em canaleta fechada, e cuja impedância ôhmica vale 0,6777 + *j*0,1128Ω /km. A unidade de geração dista 80 m do quadro de média tensão.

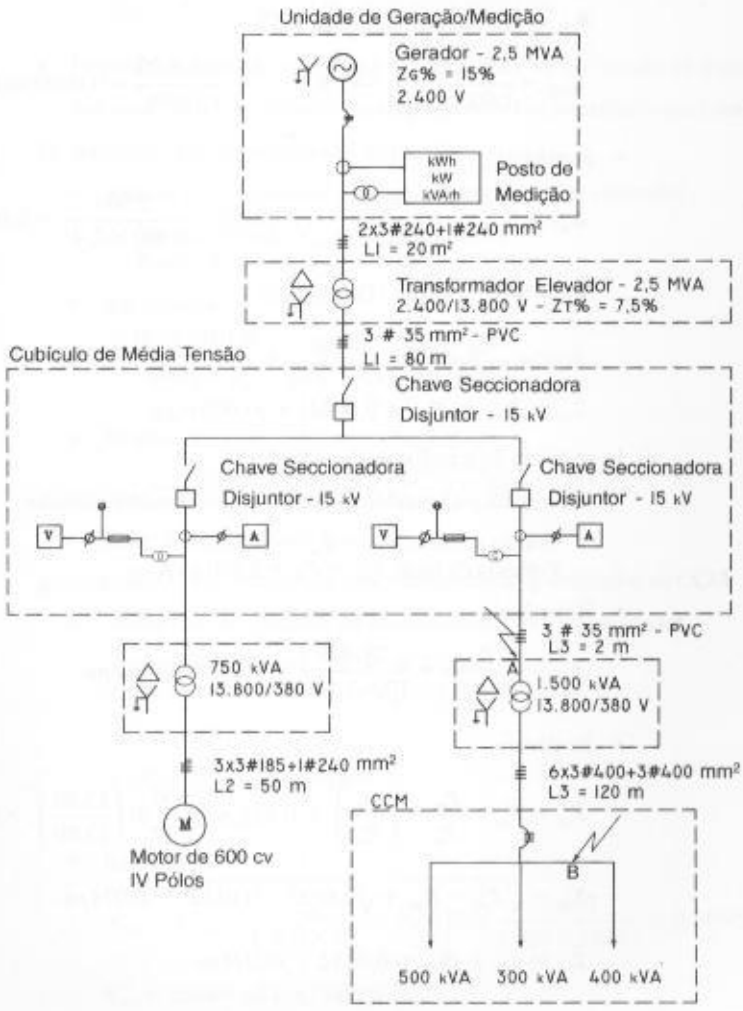


FIGURA 5.18
Diagrama unifilar de planta industrial com geração independente

a) Impedância do gerador

- Valores em *pu* tomados na base do gerador
  - Tensão de base: $V_{bg} = 2{,}4$ kV
  - Potência de base: $P_{bg} = 2.500$ kVA
- Resistência

$$R_{ag} = 0$$

- Reatância

$$X''_{sg} = X''_{pu} \times \frac{P_{bg}}{P_{ng}} = 0{,}15 \times \frac{2.500}{2.500} = 0{,}15pu$$

$$\vec{Z}_{ag} = R''_{sg} + jX''_{sg} = j0{,}15pu$$

b) Impedância do circuito que liga o gerador ao transformador elevador

- Valores em *pu* tomados na base do gerador
  - Tensão de base: $V_{bg} = 2{,}4$ kV
  - Potência de base: $P_{bg} = 2.500$ kVA

$L_{c1} = 20$ m

$N_{c1} = 2$ condutores/fase

$S_c = 240$ mm²

- Resistência

$$R_{ac1} = R_{c1\Omega} \times \frac{P_{bg}}{1.000 \times V_{bg}^2} = 0{,}000958 \times \frac{2.500}{1.000 \times 2{,}4^2} = 0{,}00041pu$$

$R_{s\Omega} = 0{,}0958$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$R_{c1\Omega} = \frac{R_{s\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} \rightarrow R_{c1\Omega} = \frac{0{,}0958 \times 20}{2 \times 1.000} = 0{,}000958\Omega$$

- Reatância

$$X_{ac1} = X_{c1\Omega} \times \frac{P_{bg}}{1.000 \times V_{bg}^2} = 0{,}00107 \times \frac{2.500}{1.000 \times 2{,}4^2} = 0{,}00046pu$$

$X_{s\Omega} = 0{,}1070$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$X_{c1\Omega} = \frac{X_{s\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} \rightarrow X_{c1\Omega} = \frac{0{,}1070 \times 20}{2 \times 1.000} = 0{,}00107\Omega$$

$$\vec{Z}_{ac1} = R_{ac1} + jX_{ac1} = 0{,}00041 + j0{,}00046pu$$

c) Impedância do transformador elevador

- Valores em *pu* tomados na base do transformador elevador
  - Tensão de base: $V_{bte} = V_{nt} = 13{,}80$ kV
  - Potência de base: $P_{bte} = P_{nt} = 2.500$ kVA
- Resistência

$$R_{ate} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{28.000}{10 \times 2.500} = 1{,}12\% = 0{,}0112pu$$

- Reatância

$$Z_{ate} = Z_{pu} \times \frac{P_{bte}}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{P_{bte}}\right)^2 = 0{,}075 \times \frac{2.500}{2.500} \times \left(\frac{13{,}80}{13{,}80}\right)^2 = 0{,}075pu$$

$$X_{ate} = \sqrt{Z_{ate}^2 - R_{ate}^2} = \sqrt{0{,}075^2 - 0{,}0112^2} = 0{,}074pu$$

$$\vec{Z}_{ate} = R_{ate} + jX_{ate} = 0{,}0112 + j0{,}074pu$$

d) Impedância do circuito que liga o transformador elevador ao Cubículo de Média Tensão

- Valores em *pu* tomados na base do transformador elevador
  - Tensão de base: $V_{bte} = V_{nt} = 13{,}80$ kV
  - Potência de base: $P_{bte} = P_{nt} = 2.500$ kVA

  $L_{c2} = 80$ m

  $N_{c2} = 1$ condutor/fase

  $S_c = 35$ mm²

- Resistência

$$R_{ac2} = R_{c2\Omega} \times \frac{P_{bte}}{1.000 \times V_{bte}^2} = 0{,}0542 \times \frac{2.500}{1.000 \times 13{,}8^2} = 0{,}00071\,pu$$

$R_{a\Omega} = 0{,}6777$ mΩ/m (valor da Tabela 4.29 do livro *Manual de Equipamentos Elétricos*, do autor)

$$R_{c2\Omega} = \frac{R_{a\Omega} \times L_{c2}}{1.000 \times N_{c2}} \rightarrow R_{c2\Omega} = \frac{0{,}6777 \times 80}{1 \times 1.000} = 0{,}0542\Omega$$

- Reatância

$$X_{ac2} = X_{c2\Omega} \times \frac{P_{bte}}{1.000 \times V_{bte}^2} = 0{,}0090 \times \frac{2.500}{1.000 \times 13{,}8^2} = 0{,}00011\,pu$$

$X_{a\Omega} = 0{,}1128$ mΩ/m (valor da Tabela 4.29 do livro *Manual de Equipamentos Elétricos*, do autor)

$$X_{c2\Omega} = \frac{X_{a\Omega} \times L_{c2}}{1.000 \times N_{c2}} \rightarrow X_{c2\Omega} = \frac{0{,}1128 \times 80}{1.000} = 0{,}0090\Omega$$

$$\vec{Z}_{ac2} = R_{ac2} + jX_{ac2} = 0{,}00071 + j0{,}00011\,pu$$

e) Impedância do circuito que liga o Cubículo de Média Tensão ao transformador abaixador

Por tratar-se de um circuito muito pequeno a sua impedância será desprezada.

f) Impedância do transformador abaixador

- Valores em *pu* tomados na base do transformador abaixador
  - Tensão de base: $V_{bta} = V_{nt} = 13{,}80$ kV
  - Potência de base: $P_{bta} = P_{nt} = 1.500$ kVA

- Resistência

$$R_{ata} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{16.000}{10 \times 1.500} = 1{,}06\% = 0{,}0106\,pu$$

- Reatância

$$X_{ata} = \sqrt{Z_{ata}^2 - R_{ata}^2} = \sqrt{0{,}075^2 - 0{,}0106^2} = 0{,}074\,pu$$

$Z_{ata} = 0{,}0106 + j0{,}074pu$

g) Impedância do circuito que liga o transformador abaixador ao CCM

- Valores em *pu* tomados na base do transformador abaixador
  - Tensão de base: $V_{bta} = V_{nt} = 13{,}80$ kV
  - Potência de base: $P_{bta} = P_{nt} = 1.500$ kVA

  $L_{c3} = 120$ m

  $N_{c3} = 6$ condutores/fase

  $S_c = 400$ mm²

- Resistência

$$R_{ac3} = R_{c3\Omega} \times \frac{P_{bta}}{1.000 \times V_{bta}^2} = 0{,}0012 \times \frac{1.500}{1.000 \times 13{,}80^2} = 0{,}0000094\,pu$$

$R_{a\Omega} = 0{,}0608$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$R_{c3\Omega} = \frac{R_{u\Omega} \times L_{c3}}{1.000 \times N_{c3}} \rightarrow R_{c3\Omega} = \frac{0,0608 \times 120}{6 \times 1.000} = 0,0012\Omega$$

- Reatância

$$X_{ac3} = X_{c3\Omega} \times \frac{P_{ba}}{1.000 \times V_{ba}^2} = 0,0021 \times \frac{1.500}{1.000 \times 13,80^2} = 0,000016 pu$$

$X_{u\Omega} = 0,1058$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$X_{c3\Omega} = \frac{X_{u\Omega} \times L_{c3}}{1.000 \times N_{c3}} \rightarrow X_{c3\Omega} = \frac{0,1058 \times 120}{6 \times 1.000} = 0,0021\Omega$$

$$\vec{Z}_{ac3} = R_{ac3} + jX_{ac3} = 0,0000094 + j0,000016 pu$$

h) Mudança de base

Como cada componente do sistema foi determinado numa base diferente, é necessário calcular todas as impedâncias numa única base, escolhida aleatoriamente, neste caso, igual à base do transformador abaixador, ou seja:

- Valores em *pu* tomados na base em estudo
  - Tensão de base: $V_b = 13,80$ kV
  - Potência de base: $P_b = 1.500$ kVA
- Impedância do gerador

$$R_{agb} = 0$$

$$X_{agb} = X_{ag} \times \frac{P_b}{P_{bg}} \times \left(\frac{V_{bg}}{V_b}\right)^2 = 0,15 \times \frac{1.500}{2.500} \times \left(\frac{2,40}{13,80}\right)^2 = 0,0027 pu$$

$$\vec{Z}_{agb} = R_{agb} + jX_{agb} = 0,0 + j0,0027 pu$$

- Impedância do circuito que o gerador ao transformador elevador

$$R_{ac1b} = R_{ac1} \times \frac{P_b}{P_{bg}} \times \left(\frac{V_{bg}}{V_b}\right)^2 = 0,00041 \times \frac{1.500}{2.500} \times \left(\frac{2,40}{13,80}\right)^2 = 0,0000074 pu$$

$$X_{ac1b} = X_{ac1} \times \frac{P_b}{P_{bg}} \times \left(\frac{V_{bg}}{V_b}\right)^2 = 0,00046 \times \frac{1.500}{2.500} \times \left(\frac{2,4}{13,80}\right)^2 = 0,0000083 pu$$

$$\vec{Z}_{ac1b} = R_{ac1b} + jX_{ac1b} = 0,0000074 + j0,0000083 pu$$

- Impedância do transformador elevador

$$R_{aeb} = R_{ae} \times \frac{P_b}{P_{bg}} \times \left(\frac{V_{bg}}{V_b}\right)^2 = 0,0112 \times \frac{1.500}{2.500} \times \left(\frac{13,80}{13,80}\right)^2 = 0,0067 pu$$

$$X_{aeb} = X_{ae} \times \frac{P_b}{P_{bg}} \times \left(\frac{V_{bg}}{V_b}\right)^2 = 0,074 \times \frac{1.500}{2.500} \times \left(\frac{13,80}{13,80}\right)^2 = 0,0444 pu$$

$$\vec{Z}_{aeb} = R_{aeb} + jX_{aeb} = 0,0067 + j0,0444 pu$$

- Impedância do circuito que liga o transformador elevador ao Cubículo de Média Tensão

$$R_{ac2b} = R_{ac2} \times \frac{P_b}{P_{be}} \times \left(\frac{V_{be}}{V_b}\right)^2 = 0,00071 \times \frac{1.500}{2.500} \times \left(\frac{13,80}{13,80}\right)^2 = 0,00042 pu$$

$$X_{ac2b} = X_{ae} \times \frac{P_b}{P_{be}} \times \left(\frac{V_{be}}{V_b}\right)^2 = 0,00011 \times \frac{1.500}{2.500} \times \left(\frac{13,80}{13,80}\right)^2 = 0,000066 pu$$

$$\vec{Z}_{ac2b} = R_{c2eb} + jX_{ac2b} = 0,00042 + j0,000066 pu$$

- Impedância do transformador elevador

$$R_{atab} = R_{ata} \times \frac{P_b}{P_{ba}} \times \left(\frac{V_{ba}}{V_b}\right)^2 = 0{,}0106 \times \frac{1.500}{1.500} \times \left(\frac{13{,}80}{13{,}80}\right)^2 = 0{,}0106 pu$$

$$X_{atab} = X_{ata} \times \frac{P_b}{P_{ba}} \times \left(\frac{V_{ba}}{V_b}\right)^2 = 0{,}074 \times \frac{1.500}{1.500} \times \left(\frac{13{,}80}{13{,}80}\right)^2 = 0{,}074 pu$$

$$\bar{Z}_{atab} = R_{atab} + jX_{atab} = 0{,}0106 + j0{,}074 pu$$

- Impedância do circuito que liga o transformador abaixador ao CCM

$$R_{uc3b} = R_{uc3} \times \frac{P_b}{P_{ba}} \times \left(\frac{V_{ba}}{V_b}\right)^2 = 0{,}0000094 \times \frac{1.500}{1.500} \times \left(\frac{13{,}80}{13{,}80}\right)^2 = 0{,}0000094 pu$$

$$X_{uc3b} = X_{ata} \times \frac{P_b}{P_{ba}} \times \left(\frac{V_{ba}}{V_b}\right)^2 = 0{,}000016 \times \frac{1.500}{1.500} \times \left(\frac{13{,}80}{13{,}80}\right)^2 = 0{,}000016 pu$$

$$\bar{Z}_{uc3b} = R_{uc3b} + jX_{uc3b} = 0{,}0000094 + j0{,}000016 pu$$

i) Corrente de base

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} = \frac{1.500}{\sqrt{3} \times 13{,}80} = 62{,}7\text{A}$$

j) Cálculo da corrente de curto-circuito no ponto A (terminais primários do transformador abaixador)

- Impedância total do circuito

$Z_{totA} = Z_{uqb} + Z_{uc1b} + Z_{uteb} + Z_{uc2b} = (0{,}0 + j0{,}0027) + (0{,}000074 + j0{,}0000083) + (0{,}0067 + j0{,}0444) + (0{,}00042 + j0{,}000066)$

$Z_{tot} = 0{,}00071 + j0{,}04721 pu$

- Corrente de curto-circuito simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{1}{Z_{tot}} = \frac{1}{0{,}00071 + j0{,}04768} = \frac{1}{0{,}047215} = 21{,}17 pu$$

A corrente de curto-circuito em A vale:

$I_{csA} = I_b \times I_{cs} = 62{,}7 \times 21{,}17 = 1.327\text{A}$

k) Cálculo da corrente de curto-circuito no ponto B (terminais de entrada do CCM)

- Impedância total do circuito

$Z_{totB} = Z_{uqb} + Z_{uc1b} + Z_{uteb} + Z_{uc2b} + Z_{utab} + Z_{uc3b} = (0{,}0 + j0{,}0027) + (0{,}000074 + j0{,}0000083 + (0{,}0067 + j0{,}0444) + (0{,}00042 + j0{,}000066) + (0{,}0106 + j0{,}074) + (0{,}0000094 + j0{,}000016)$

$Z_{tot} = 0{,}01132 + j0{,}12122 pu$

- Corrente de curto-circuito simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{1}{Z_{tot}} = \frac{1}{0{,}01132 + j0{,}12122} = \frac{1}{0{,}12174} = 8{,}21 pu$$

A corrente de curto-circuito em B vale:

$$I_{csaB} = I_b \times I_{cs} = 62{,}7 \times 8{,}21 \times \frac{13.800}{380} = 18.694\text{A}$$

5.6 CONTRIBUIÇÃO DOS MOTORES DE INDUÇÃO NAS CORRENTES DE FALTA

Como nas instalações geralmente há predominância de motores de indução no total da carga, pode ser relevante a contribuição da corrente destas máquinas no cálculo das correntes de curto-circuito do projeto.

Durante uma falta, os motores de indução ficam submetidos a uma tensão praticamente nula, provocando sua parada. Porém, a inércia do rotor e da carga faz com que estes continuem em operação por algum instante, funcionando agora como *gerador*. Uma vez que em operação normal os motores são alimentados pela fonte de tensão da instalação, no momento da falta, pela rotação que ainda mantém associada ao magnetismo remanescente do núcleo de ferro e de curta duração, passam a contribuir com a intensidade da corrente de curto-circuito no ponto de defeito.

Os motores de potência elevada, alimentados em tensão superior a 600 V, influem significativamente no valor da corrente de curto-circuito e, por isso, devem ser considerados individualmente como reatância no diagrama de impedância, cujo valor corresponde à reatância subtransitória da máquina. As Figuras 5.17 e 5.18 mostram, esquematicamente, uma instalação de motores de grande potência e o respectivo bloco de impedância.

No caso de instalações industriais, onde há sensível predominância de pequenos motores, alimentados geralmente em tensões de 220 V, 380 V e 440 V, em que não se pode determinar o funcionamento de todas as unidades no momento da falta, considera-se uma reatância equivalente do agrupamento de motores igual a 25% na base de soma das potências individuais, em cv. A Figura 5.19 mostra, esquematicamente, esta configuração, enquanto a Figura 5.20 indica o respectivo bloco de impedância.

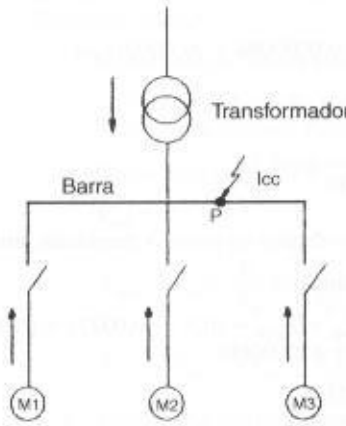


FIGURA 5.19
Diagrama unifilar básico

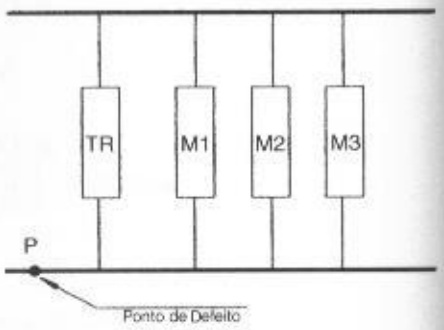


FIGURA 5.20
Impedâncias em paralelo

Quando a instalação possui motores de potência elevada, na tensão inferior a 600 V, é conveniente tomar a sua impedância separadamente das demais, considerando o seu valor em 28% nas bases da potência e tensão nominais. Se a tensão do motor for igual ou superior a 600 V, a impedância do motor pode ser tomada igual a 25% nas mesmas bases anteriormente citadas.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (5.5)

Considerar a instalação industrial representada na Figura 5.14. Determinar as correntes de curto-circuito na barra do CCM3, considerando somente a contribuição dos motores a ela ligados. As potências dos motores ali instalados são:

- motores de C1 a C12: 5 cv/380 V – IV pólos;
- motor D1: 100 cv/380 V – IV pólos.

Considerar os condutores de isolação XLPE.

A Figura 5.21 mostra o diagrama unifilar simplificado da Figura 5.14. Já a Figura 5.22 mostra o diagrama de bloco de impedâncias

a) Impedâncias até o barramento do CCM3

De acordo com o exemplo anterior e considerando as mesmas bases ali adotadas, tem-se:

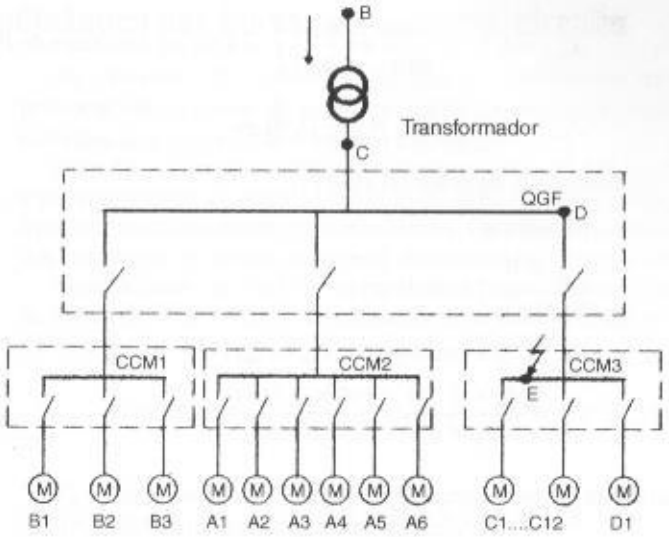
$$\vec{Z}_{ate} = 0{,}18163 + j0{,}16451\ pu$$

b) Impedância dos motores de pequena potência (de C1 a C12)

- Resistência

$$R_{am1} \cong 0$$

FIGURA 5.21
Diagrama unifilar



- Reatância

$X_{pu1} = 25\% = 0{,}25\ pu$ (nas bases de ΣP_{cv} e V_{nm})

$\Sigma P_{cv} = 12 \times 5 = 60$ cv

$V_{nm} = 380$ V

$F_p = 0{,}83$ (Tabela 6.3)

$\eta = 0{,}83$ (Tabela 6.3)

$$\sum P_{nm} = \frac{\sum P_{cv} \times 0{,}736}{F_p \times \eta} = \frac{60 \times 0{,}736}{0{,}83 \times 0{,}83} = 64{,}1 \text{ kVA}$$

$$X_{nm1} = X_{pu1} \times \frac{P_b}{\sum P_{nm}} \times \left(\frac{V_{nm}}{V_b}\right)^2$$

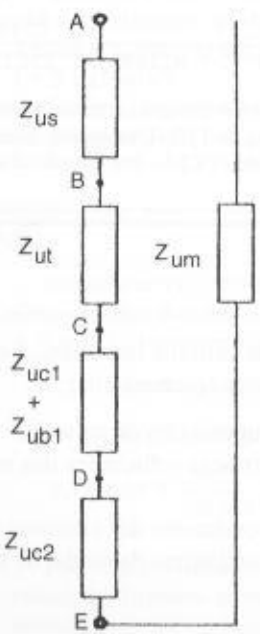


FIGURA 5.22
Impedâncias série/paralelo

$$X_{sm1} = 0,25 \times \frac{1.000}{64,1} \times \left(\frac{0,38}{0,38}\right)^2 = 3,90\ pu \text{ (nas bases de } P_b \text{ e } V_b)$$

$$\vec{Z}_{sm1} = R_{sm1} + jX_{sm1} = 0 + j3,90\ pu$$

c) Impedância do motor D1 (100 cv)

- Resistência

$R_{sm2} \cong 0$

- Reatância

$X_{pm2} = 25\%$ (nas bases de P_{sm} e V_{sm})

$$P_{sm} = \frac{P_{cv} \times 0,736}{F_p \times \eta} = \frac{100 \times 0,736}{0,87 \times 0,92} = 91,95 \text{ kVA}$$

$$X_{sm2} = X_{pm2} \times \frac{P_b}{\sum P_{sm}} \times \left(\frac{V_{sm}}{V_b}\right)^2$$

$$X_{sm2} = 0,25 \times \frac{1.000}{91,95} \times \left(\frac{0,38}{0,38}\right)^2 = 2,71\ pu \text{ (nas bases de } P_b \text{ e } V_b)$$

$$\vec{Z}_{sm2} = R_{sm2} + jX_{sm2} = 0 + j2,71\ pu$$

d) Impedâncias em paralelo dos motores C1 a C12 e D1

$$\vec{Z}_{smp} = \frac{(R_{sm1} + jX_{sm1}) \times (R_{sm2} + jX_{sm2})}{R_{sm1} + jX_{sm1} + R_{sm2} + jX_{sm2}}$$

$$\vec{Z}_{smp} = \frac{(0 + j3,90) \times (0 + j2,71)}{0 + j3,90 + 0 + j2,71} \rightarrow \vec{Z}_{smp} = 0 + j1,59894\ pu$$

e) Impedância em paralelo dos motores e do sistema

$$\vec{Z}_{smp1} = \frac{Z_{ucc} \times Z_{smp}}{Z_{ucc} + Z_{smp}} = \frac{(0,18163 + j0,16451) \times (0 + j1,59894)}{(0,18163 + j0,16451) + (0 + j1,59894)}$$

$$\vec{Z}_{smp1} = \frac{-0,26304 + j0,29041}{0,18163 + j1,76345} = 0,14772 + j0,16455\ pu$$

f) Corrente de curto-circuito na barra do CCM3, com a contribuição dos motores

$$I_{cc} = \frac{I_b}{1.000 \times Z_{smp1}} = \frac{1.519}{1.000 \times (0,14772 + j0,16455)} = \frac{1.519}{221,12} \rightarrow I_{cc} = 6,87 \text{ kA}$$

Observar que a contribuição dos motores fez elevar a corrente de curto-circuito de 6,19 kA para 6,87 kA, correspondendo, neste caso, a um incremento de 11%. Outrossim, o curto-circuito no QGF recebe contribuição de todos os motores ligados aos diferentes CCMs. Por simplicidade, não foi considerada esta hipótese no presente Exemplo de Aplicação.

5.7 APLICAÇÃO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

As correntes de curto-circuito são de extrema importância em qualquer projeto de instalação elétrica. Dentre as suas aplicações, práticas pode-se citar:

- determinação da capacidade de ruptura dos disjuntores;
- determinação das capacidades térmicas e dinâmica dos equipamentos elétricos;
- dimensionamento das proteções;
- dimensionamento da seção dos condutores dos circuitos elétricos;
- dimensionamento da seção dos condutores da malha de terra.

5.7.1 Solicitação Eletrodinâmica das Correntes de Curto-circuito

As correntes de curto-circuito que se manifestam numa determinada instalação podem provocar sérios danos de natureza mecânica nos barramentos, isoladores, suportes e na própria estrutura dos quadros de comando e proteção.

Quando as correntes elétricas percorrem dois condutores (barras ou cabos), mantidos paralelos e próximos entre si, aparecem forças de deformação que, dependendo de sua intensidade, podem danificar mecanicamente estes condutores. Os sentidos de atuação destas forças dependem dos sentidos em que as correntes percorrem os condutores, podendo surgir forças de atração ou repulsão.

Considerando-se duas barras paralelas e biapoiadas nas extremidades, percorridas por correntes de forma de onda complexa, a determinação das solicitações mecânicas pode ser obtida resolvendo-se a seguinte expressão:

$$F_b = 2{,}04 \times \frac{I_{cim}^2}{100 \times D} \times L_b \text{ (kgf)} \tag{5.43}$$

F_b – força de atração ou repulsão exercida sobre as barras condutoras, em kgf;
D – distância entre as barras, em cm;
L_b – comprimento da barra, isto é, distância entre dois apoios sucessivos, em cm;
I_{cim} – corrente de curto-circuito, tomada no seu valor de crista, em kA, e dada pela Equação (5.36).

A seção transversal das barras deve ser suficientemente dimensionada para suportar a força F, sem deformar-se. Os esforços resistentes das barras podem ser calculados através das Equações (5.44) e (5.45).

$$W_b = \frac{B \times H^2}{6.000} \text{ (cm}^3\text{)} \tag{5.44}$$

$$M_f = \frac{F_b \times L_b}{12 \times W_b} \text{ (kgf/cm}^2\text{)} \tag{5.45}$$

W_b – momento resistente da barra, em cm³;
M_f – tensão à flexão, em kgf/cm²;
H – altura da seção transversal, em mm;
B – base da seção transversal, em mm.

As barras podem ser dispostas com as faces de maior dimensão paralelas ou com as faces de menor dimensão paralelas. No primeiro caso, a tensão à flexão M assume um valor inferior ao valor encontrado para o segundo caso.

Sendo o cobre o material mais comumente utilizado em painéis de comando industriais, os esforços atuantes nas barras ou vergalhões não devem ultrapassar a $M_{fcu} \leq 2.000$ kgf/cm² (= 20 kgf/mm²), que corresponde ao limite à flexão. Para o alumínio, o limite é $M_{fal} \leq 900$ kgf/cm² (= 9 kgf/mm²).

O dimensionamento dos barramentos requer especial atenção quanto às suas estruturas de apoio, principalmente o limite dos esforços permissíveis nos isoladores de suporte.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (5.6)

Considerar o CCM3 da Figura 5.14 que representa a indústria já analisada no cálculo de curto-circuito. Com os dados já obtidos, pede-se determinar a força de solicitação nas barras para o curto-circuito trifásico. A Figura 5.21 esquematiza a disposição das barras e seus respectivos apoios.

$I_{cim} = 9{,}0$ kA (valor já calculado).

Aplicando-se a Equação (5.43), tem-se:

$$F_b = 2{,}04 \times \frac{9{,}0^2}{100 \times 8} \times 150 = 30{,}9 \text{ kgf}$$

Portanto, a resistência mecânica das barras deve ser superior ao valor do esforço produzido por F_b acima calculado. Também, os isoladores e suportes devem ter resistências compatíveis com o mesmo esforço de solicitação.

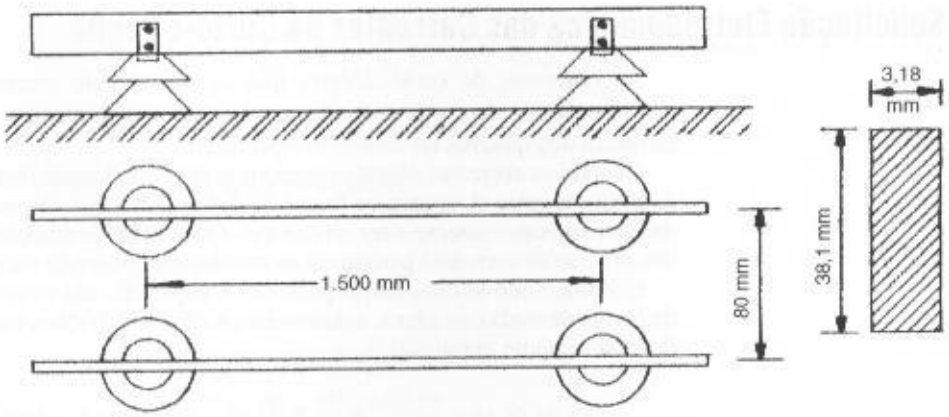


FIGURA 5.23
Barramento

O valor da resistência mecânica das barras dispostas com as faces de maior dimensão paralelas vale:

B = 38,1 mm (1 1/2")
H = 3,18 mm (1/8")
L_b = 1.500 mm = 150 cm

O momento resistente da barra vale:

$$W_b = \frac{B \times H^2}{6.000} = \frac{38{,}1 \times 3{,}18^2}{6.000} = 0{,}064 \text{ cm}^3$$

A tensão à flexão vale:

$$M_f = \frac{F_b \times L_b}{12 \times W_b} = \frac{30{,}9 \times 150}{12 \times 0{,}064} = 6.035 \text{ kgf/cm}^2$$

Comparando-se o valor de M_f com o máximo permissível para o cobre, observa-se que a barra não suporta os esforços resultantes, isto é, $M_f > M_{fca}$.

Variando-se a disposição das barras, isto é, colocando-as com as faces de menor dimensão paralelas, tem-se:

H = 38,1 mm (1 1/2")
B = 3,18 mm (1/8")

$$W_b = \frac{B \times H^2}{6.000} = \frac{3{,}18 \times 38{,}1^2}{6.000} = 0{,}769 \text{ cm}^3$$

A tensão à flexão vale:

$$M_f = \frac{F_b \times L_b}{12 \times W_b} = \frac{30{,}9 \times 150}{12 \times 0{,}769} = 502 \text{ kgf/cm}^2$$

Então:

$M_f < M_{fca}$ (logo, a barra suportará os esforços resultantes).

As Tabelas 5.2 e 5.3 fornecem os esforços mecânicos a que ficam submetidos os barramentos dos painéis de comando durante a ocorrência de um curto-circuito. A Tabela 5.2 é aplicada quando as barras estão com as faces de maior dimensão em paralelo, enquanto a Tabela 5.3 se destina aos barramentos em que as faces de menor dimensão estão em paralelo.

TABELA 5.2
Dimensionamento de barramentos pelo esforço mecânico (faces de maior dimensão em paralelo)

Esforços Mecânicos em kgf/mm²									
Barramento		Corrente de Curto-circuito em kA							
B	H	5	10	15	20	30	40	50	60
19,0	1,59	107,5	430,0	967,5	1.720,0	3.870,0	6.880,1	10.750,2	15.480,3
25,4	1,59	80,4	321,6	723,7	1.286,6	2.894,9	5.146,5	8.041,5	11.579,7
12,7	3,18	40,2	160,8	361,8	643,3	1.447,4	2.573,2	4.020,7	5.789,8
19,0	3,18	26,8	107,5	241,8	430,0	967,5	1.720,0	2.687,5	3.870,0
25,4	3,18	20,1	80,4	180,9	321,6	723,7	1.286,6	2.010,3	2.894,9
38,1	3,18	13,4	53,6	120,6	214,4	482,4	857,7	1.340,2	1.929,9
25,4	4,77	8,9	35,7	80,4	142,9	321,6	571,8	893,5	1.286,6
38,1	4,77	5,9	23,8	53,6	95,3	214,4	381,2	595,6	857,7
50,8	4,77	4,4	17,8	40,2	71,4	160,8	285,9	446,7	643,3
25,4	6,35	5,0	20,1	45,3	80,6	181,5	322,6	504,1	726,0
38,1	6,35	3,3	13,4	30,2	53,7	121,0	215,1	336,1	484,0
50,8	6,35	2,5	10,0	22,6	40,3	90,7	161,3	252,9	363,0
63,5	6,35	2,0	8,0	18,1	32,2	72,6	129,0	201,6	290,4
70,2	6,35	1,8	7,3	16,4	29,2	65,6	116,7	182,4	262,6
88,9	6,35	1,4	5,7	12,9	23,0	51,8	92,1	144,0	207,4
101,6	6,35	1,2	5,0	11,3	20,1	45,3	80,6	126,0	181,5
25,4	12,70	1,2	5,0	11,3	20,1	45,3	80,6	126,0	181,5
50,8	12,70	0,6	2,5	5,6	10,1	22,6	40,3	63,0	90,7
76,2	12,70	0,4	1,6	3,7	6,7	15,1	26,8	42,0	60,5
101,6	12,70	0,3	1,2	2,8	5,0	11,3	20,1	31,5	45,3
Condições: Espaçamento entre dois apoios consecutivos das barras: 550 mm. Distância entre barras: 80 mm									

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (5.7)

Dimensionar o barramento de um QGF, onde a corrente de curto-circuito simétrica tem valor eficaz de 15 kA, considerando-se que a distância entre os apoios isolantes é de 550 mm e a distância entre as barras é de 80 mm. As barras estão com as faces de maior dimensão em paralelo.

Para que os esforços na barra não ultrapassem o limite de 20 kgf/mm² (= 2.000 kgf/cm²), toma-se a barra de 63,5 × 6,35 mm na Tabela 5.2.

5.7.2 Solicitação Térmica das Correntes de Curto-circuito

As correntes de curto-circuito provocam efeitos térmicos nos barramentos, cabos, chaves e outros equipamentos, danificando-os, caso não estejam suficientemente dimensionados para suportá-las.

Os efeitos térmicos dependem da variação e da duração da corrente de curto-circuito, além do valor de sua intensidade. São calculados através da Equação (5.46).

$$I_{th} = I_{cs} \times \sqrt{M + N} \text{ (kA)} \tag{5.46}$$

I_{cis} – corrente eficaz inicial de curto-circuito simétrica, em kA;
M – fator de influência do componente de corrente contínua, dado na Tabela 5.4;
N – fator de influência do componente de corrente alternada, dado na Tabela 5.5;
I_{th} – valor térmico médio efetivo da corrente instantânea.

Em geral, os fabricantes indicam os valores da corrente térmica nominal de curto-circuito que seus equipamentos, cabos etc. podem suportar durante um período de tempo T_{th}, normalmente definido em 1 s.

TABELA 5.3
Dimensionamento de barramentos pelo esforço mecânico (faces de menor dimensão em paralelo)

Esforços Mecânicos em kgf/mm²									
Barramento		Corrente de curto-circuito em kA							
B	H	5	10	15	20	30	40	50	60
1,59	19,0	9,0	35,9	80,9	143,9	323,8	575,7	899,6	1.295,4
1,59	25,4	5,0	20,1	45,3	80,5	181,2	322,1	503,3	724,8
3,18	12,7	10,0	40,2	90,6	161,0	362,4	644,3	1.006,7	1.449,7
3,18	19,0	4,5	17,9	40,4	71,9	161,9	287,8	449,8	647,7
3,18	25,4	2,5	10,0	22,6	40,2	90,6	161,0	251,8	362,4
3,18	38,1	1,1	4,4	10,0	17,9	40,2	71,6	111,8	161,0
4,77	25,4	1,6	6,7	15,1	26,8	60,4	107,4	167,8	241,6
4,77	38,1	0,7	2,9	6,7	11,9	26,8	47,7	74,5	107,4
4,77	50,8	0,4	1,6	3,7	6,7	15,1	26,8	41,9	60,4
6,35	25,4	1,2	5,0	11,3	20,1	45,3	80,6	126,0	181,5
6,35	38,1	0,5	2,2	5,0	8,9	20,1	35,8	56,0	80,7
6,35	50,8	0,3	1,2	2,8	5,0	11,3	20,1	31,5	45,4
6,35	63,5	0,2	0,8	1,8	3,2	7,2	12,9	20,1	29,0
6,35	70,2	0,2	0,6	1,5	2,6	5,9	10,5	16,5	23,7
6,35	88,9	0,1	0,4	0,9	1,6	3,7	6,6	10,2	14,8
6,35	101,6	-	0,3	0,7	1,2	2,8	5,0	7,8	11,3
12,70	25,4	-	2,5	5,6	10,0	22,6	40,3	63,0	90,7
12,70	50,8	-	0,6	1,4	2,5	5,6	10,0	15,7	22,6
12,70	76,2	-	0,2	0,6	1,1	2,5	4,4	7,0	10,0
12,70	101,6	-	0,1	0,3	0,6	1,4	2,5	3,9	5,6

Condições: Espaçamento entre dois apoios consecutivos das barras: 550 mm. Distância entre barras: 80 mm

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (5.8)

Numa instalação industrial, a corrente inicial eficaz simétrica de curto-circuito no barramento do QGF é de 32 kA, sendo a relação X/R igual a 1,80. Calcular a corrente térmica mínima que devem ter as chaves seccionadoras ali instaladas.

$I_{cis} = I_{cs}$

TABELA 5.4
Fator de influência do componente contínuo de curto-circuito (M)

Duração T_d(s)	Fator de Assimetria								
	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
0,01	0,50	0,64	0,73	0,92	1,07	1,26	1,45	1,67	1,80
0,02	0,28	0,35	0,50	0,60	0,72	0,88	1,14	1,40	1,62
0,03	0,17	0,23	0,33	0,41	0,52	0,62	0,88	1,18	1,47
0,04	0,11	0,17	0,25	0,30	0,41	0,50	0,72	1,00	1,33
0,05	0,08	0,12	0,19	0,28	0,34	0,43	0,60	0,87	1,25
0,07	0,03	0,08	0,15	0,17	0,24	0,29	0,40	0,63	0,93
0,10	0,00	0,00	0,00	0,01	0,15	0,23	0,35	0,55	0,83
0,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,10	0,15	0,30	0,52
0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,19	0,20
1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01

Como mencionado anteriormente, esta relação só é válida quando o ponto de geração está distante do ponto de defeito.

$$\frac{X}{R} = 1{,}80 \rightarrow F_a = 1{,}16$$

Para $F_a = 1{,}16$ e $T_d = 1 \rightarrow M = 0$ (Tabela 5.4).

Para $I_{cu}/I_{cs} = 1$ e $T_d = 1 \rightarrow M = 0$ (Tabela 5.5).

$$I_m = I_{cs} \times \sqrt{N + M} = 32 \times \sqrt{1 + 0} = 32 \text{ kA}$$

TABELA 5.5
Fator de influência do componente alternado de curto-circuito (N)

Duração T_d(s)	Relação entre I_{cu}/I_{cs}								
	6,0	5,0	4,0	3,0	2,5	2,0	1,5	1,25	1,0
0,01	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	1,00	1,00
0,02	0,87	0,90	0,92	0,94	0,96	0,97	0,98	1,00	1,00
0,03	0,84	0,87	0,89	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00	1,00
0,04	0,78	0,84	0,86	0,90	0,93	0,96	0,97	0,99	1,00
0,05	0,76	0,80	0,84	0,88	0,91	0,95	0,97	0,99	1,00
0,07	0,70	0,75	0,80	0,86	0,88	0,92	0,96	0,97	1,00
0,10	0,68	0,70	0,76	0,83	0,86	0,90	0,95	0,96	1,00
0,20	0,53	0,58	0,67	0,75	0,80	0,85	0,92	0,95	1,00
0,50	0,38	0,44	0,53	0,64	0,70	0,77	0,87	0,94	1,00
1,00	0,27	0,34	0,40	0,50	0,60	0,70	0,84	0,91	1,00
2,00	0,18	0,23	0,30	0,40	0,50	0,63	0,78	0,87	1,00
3,00	0,14	0,17	0,25	0,34	0,40	0,58	0,73	0,86	1,00

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS

7.ª EDIÇÃO

JOÃO MAMEDE FILHO

Engenheiro eletricista

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1988-1990)

Ex-Diretor de Operação da Companhia Energética do Ceará — Coelce (1991-1994)

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1995-1998)

Ex-Presidente do Comitê Coordenador de Operações do Norte-Nordeste — CCON

Ex-Presidente da Nordeste Energia S.A. — Nergisa (1999-2000)

Atual Presidente da CPE — Consultoria e Projetos Elétricos

Professor de Eletrotécnica Industrial da Universidade de Fortaleza — Unifor (desde 1979)

LTC
EDITORA

CAPÍTULO 6

MOTORES ELÉTRICOS

6.1 INTRODUÇÃO

O motor elétrico é uma máquina que transforma energia elétrica em energia mecânica de utilização.

Os motores elétricos são divididos em dois grandes grupos, tomando o valor da tensão como base: corrente contínua e alternada. Para melhor visualizar os diferentes tipos de motores elétricos, analisar a Figura 6.1. A seguir será descrito resumidamente os principais tipos apresentados na figura mencionada.

6.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DOS MOTORES ELÉTRICOS

As principais características dos motores elétricos, em geral, são:

6.2.1 Motores de Corrente Contínua

São aqueles acionados através de uma fonte de corrente contínua. São muito utilizados nas indústrias quando se faz necessário manter o controle fino da velocidade num processo qualquer de fabricação. Como exemplo, pode-se citar a indústria de papel. São fabricados em três diferentes características.

a) Motores série

São aqueles em que a corrente de carga é utilizada também como corrente de excitação, isto é, as bobinas de campo são ligadas em série com as bobinas do induzido. Estes motores não podem operar a vazio, pois a sua velocidade tenderia a aumentar indefinidamente, danificando a máquina.

b) Motores em derivação

São aqueles em que o campo está diretamente ligado à fonte de alimentação e em paralelo com o induzido. Sob tensão constante, estes motores desenvolvem uma velocidade constante e um conjugado variável de acordo com a carga.

c) Motores compostos

São aqueles em que o campo é constituído de duas bobinas, sendo uma ligada em série e a outra em paralelo com o induzido. Estes motores acumulam as vantagens do motor série e do de derivação, isto é, possuem um elevado conjugado de partida e velocidade aproximadamente constante no acionamento de cargas variáveis.

6.2.2 Motores de Corrente Alternada

São aqueles acionados através de uma fonte de corrente alternada. São utilizados na maioria das aplicações industriais.

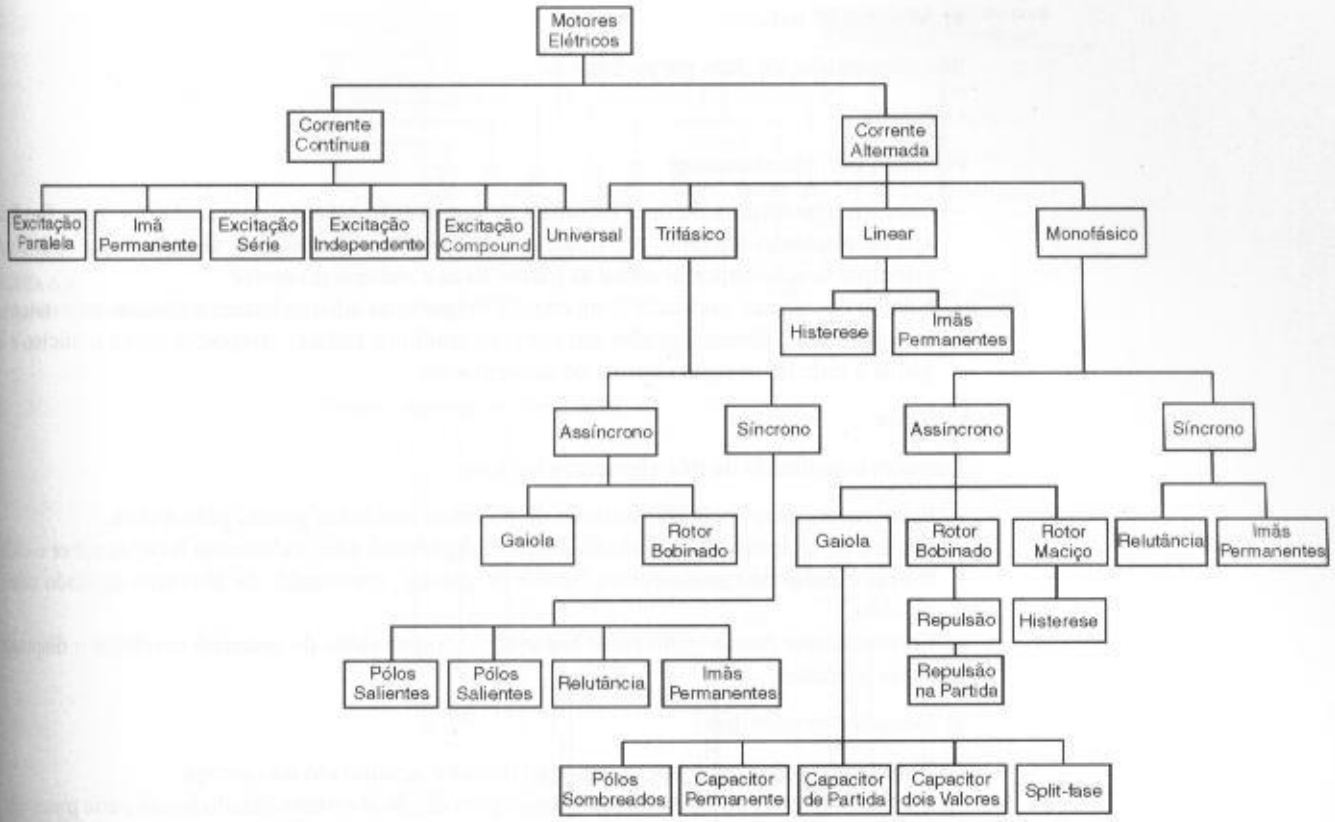
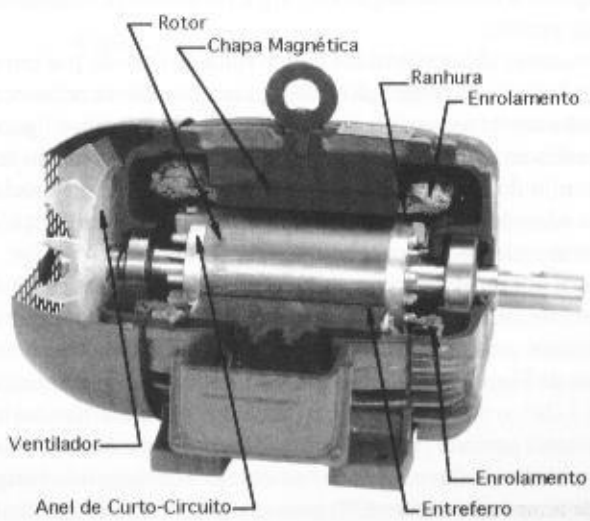


FIGURA 6.1
Classificação dos motores elétricos

Há vários tipos de motores elétricos empregados em instalações industriais. No entanto, por sua maior aplicação nesta área, devido à simplicidade de construção, vida útil longa, custo reduzido de compra e manutenção, este livro irá tratar mais especificamente dos motores elétricos assíncronos de indução.

6.2.2.1 Motores trifásicos

São aqueles alimentados por um sistema trifásico a três fios, em que as tensões estão defasadas de 120° elétricos. Representam a grande maioria dos motores empregados nas instalações industriais. A Figura 6.2 mostra os seus principais componentes. Podem ser do tipo indução ou síncrono.



...ra de indução trifásico

a) Motores de indução

São constituídos de duas partes básicas:

- Estator

Formado por três elementos

- Carcaça: constituída de uma estrutura de construção robusta, fabricada em ferro fundido, aço ou alumínio injetado, resistente à corrosão e com superfície aletada e que tem como principal função suportar todas as partes fixas e móveis do motor.
- Núcleo de chapas: constituído de chapas magnéticas adequadamente fixadas ao estator.
- Enrolamentos: dimensionados em material condutor isolado, dispostos sobre o núcleo e ligados à rede de energia elétrica de alimentação.

- Rotor

Também constituído de três elementos básicos.

- Eixo: responsável pela transmissão da potência mecânica gerada pelo motor.
- Núcleo de chapas: constituído de chapas magnéticas adequadamente fixadas sobre o eixo.
- Barras e anéis de curto-circuito (motor de gaiola): constituído de alumínio injetado sobre-pressão.
- Enrolamentos (motor com rotor bobinado): constituídos de material condutor e dispostos sobre o núcleo.

d) Demais componentes

- Ventilador: responsável pelo remoção do calor acumulado na carcaça.
- Tampa defletora: componente mecânico provido de aberturas instaladas na parte traseira do motor sobre o ventilador.
- Terminais: conectores metálicos que recebem os condutores de alimentação do motor.
- Rolamentos: componentes mecânicos sobre os quais está fixado o eixo.
- Tampa: componente metálico de fechamento lateral.
- Caixa de ligação: local onde estão fixados os terminais de ligação do motor.

As correntes rotóricas são geradas eletromagneticamente pelo estator, único elemento do motor ligado à linha de alimentação.

O comportamento de um motor elétrico de indução relativo ao rotor é comparado ao secundário de um transformador.

O rotor pode ser constituído de duas maneiras:

- Rotor bobinado

Constituído de bobinas, cujos terminais são ligados a anéis coletores fixados ao eixo do motor e isolados deste.

São de emprego freqüente nos projetos industriais, principalmente quando se necessita de controle adequado à movimentação de carga, ou se deseja acionar uma determinada carga através de reostato de partida.

Estes motores são construídos com o rotor envolvido por um conjunto de bobinas normalmente interligadas, em configuração estrela, com os terminais conectados a três anéis, presos mecanicamente ao eixo do motor, porém isolados eletricamente, e ligados através de escovas condutoras a uma resistência trifásica provida de cursor rotativo. Assim, as resistências são colocadas em série com o circuito do enrolamento do rotor, e a quantidade utilizada depende do número de estágios de partida adotado, que, por sua vez, é dimensionado em função exclusivamente do valor da máxima corrente admissível para acionamento da carga.

A Figura 6.3 mostra esquematicamente a ligação dos anéis acoplados ao reostato de partida, com a barra de curto-circuito medianamente inserida. Já a Figura 6.4 mostra também a ligação de um motor com reostato de partida ajustado para acionamento em três tempos.

Através da Figura 6.4, pode-se observar que, quando é acionado o contator geral C1 ligado aos terminais 1-2-3, o motor parte sob o efeito das duas resistências inseridas em cada bobina rotórica. Após um certo período de tempo, previamente ajustado, o contator C3 curto-circuita o primeiro grupo de resistência do reostato, o que equivale ao segundo estágio. Decorrido outro determinado período de tempo, o contator C2 opera mantendo em curto-circuito o último grupo de resistências

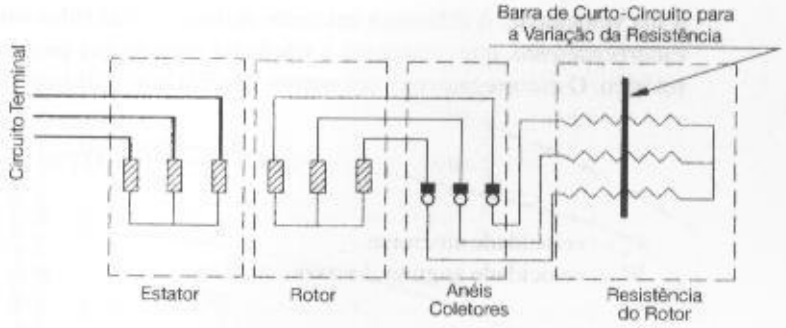


FIGURA 6.3
Motor de rotor bobinado

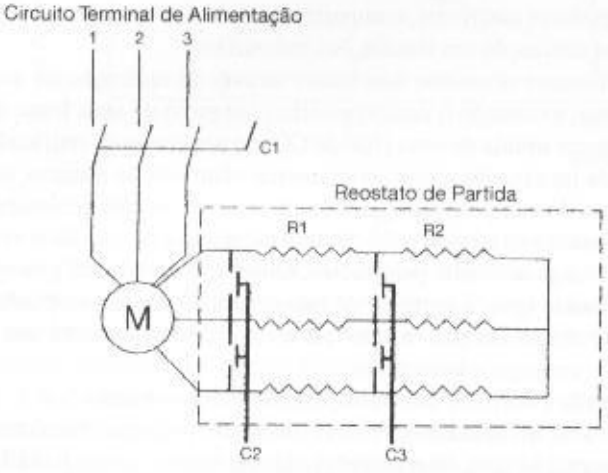


FIGURA 6.4
Reostato de partida

do reostato, o que equivale ao terceiro estágio. Nesta condição, o motor entra em regime normal de funcionamento.

Os motores de anéis são particularmente empregados na frenagem elétrica, controlando adequadamente a movimentação de cargas verticais, em baixas velocidades. Para isso, usa um sistema combinado de frenagem sobressíncrona ou subsíncrona com inversão das fases de alimentação. Na etapa de levantamento, o motor é acionado com a ligação normal, sendo que tanto a força necessária para vencer a carga resistente, quanto a velocidade de levantamento são ajustadas pela inserção ou retirada dos resistores do circuito do rotor. Para o abaixamento da carga, basta inverter duas fases de alimentação e o motor comporta-se como gerador, em regime sobressíncrono, fornecendo energia à rede de alimentação, girando, portanto, no sentido contrário ao funcionamento anterior.

São empregados no acionamento de guindastes correias transportadoras, compressores a pistão etc.

– Rotor em gaiola

Constituído de um conjunto de barras não isoladas e interligadas através de anéis condutores curto-circuitados. Por sua maior aplicação industrial, será o objeto maior deste capítulo.

O motor de indução opera normalmente a uma velocidade constante, variando ligeiramente com a aplicação da carga mecânica no eixo.

O funcionamento de um motor de indução baseia-se no princípio da formação de campo magnético rotativo produzido no estator pela passagem da corrente alternada em suas bobinas, cujo fluxo, por efeito de sua variação, se desloca em volta do rotor, gerando neste correntes induzidas que tendem a se opor ao campo rotativo, sendo, no entanto, arrastado por este.

O rotor em nenhuma hipótese atinge a velocidade do campo rotativo, pois, do contrário, não haveria geração de correntes induzidas, eliminando-se o fenômeno magnético rotórico responsável pelo trabalho mecânico do rotor.

Quando o motor está girando sem a presença de carga mecânica no eixo, comumente chamado *motor a vazio*, o rotor desenvolve uma velocidade angular de valor praticamente igual à velocidade síncrona do campo girante do estator. Adicionando-se carga mecânica ao eixo, o rotor diminui

a sua velocidade. A diferença existente entre as velocidades síncrona e a do rotor é denominada *escorregamento*, que representa a fração de rotação que perde o rotor a cada rotação do campo rotórico. O escorregamento, em termos percentuais, é dado pela Equação (6.1).

$$S = \frac{W_s - W}{W_s} \times 100\ (\%) \tag{6.1}$$

W_s – velocidade síncrona;
W – velocidade angular do rotor.

6.2.2.2 Motores síncronos

Os motores síncronos, comparativamente aos motores de indução e de rotor bobinado, são de pequena utilização em instalações industriais.

Os motores síncronos funcionam através da aplicação de uma tensão alternada nos terminais do estator, excitando o campo rotórico por meio de uma fonte de corrente contínua que pode ser diretamente obtida de uma rede de CC, de um conjunto retificador, de uma excitatriz diretamente acoplada no eixo do motor, comumente chamada de dínamo, ou de um grupo motor-gerador. A excitação do campo é feita geralmente através de anéis coletores acoplados ao eixo do motor.

A corrente absorvida pelo circuito estatório é função da corrente de excitação para uma determinada carga acionada pelo motor. Quando o motor está girando a vazio, a corrente do estator é praticamente igual à corrente de magnetização. Se for acoplada ao motor uma carga mecânica, a corrente absorvida pelo estator aumentará, estabelecendo um conjugado motor suficiente para vencer o conjugado resistente.

Quando a corrente de excitação é de valor reduzido, isto é, o motor está subexcitado, a força eletromotriz induzida no circuito estatórico é pequena, fazendo com que o estator absorva da rede de alimentação uma determinada potência reativa necessária à formação de seu campo magnético e cuja corrente está atrasada em relação à tensão da rede. Se a corrente de excitação for aumentada gradativamente, mantendo-se a grandeza da carga e, conseqüentemente, elevando-se o valor da força eletromotriz no estator, deve-se chegar num determinado instante em que a corrente estatórica, até então atrasada, fica em fase com a tensão da rede significando um fator de potência unitário. Se este procedimento continuar, isto é, se a corrente de excitação for aumentada ainda mais, a corrente estatórica se adiantará em relação à tensão, caracterizando a sobreexcitação do motor síncrono, fazendo com que este passe a fornecer potência reativa à rede, trabalhando com um fator de potência capacitivo.

Esse é o princípio básico da correção do fator de potência de uma instalação, utilizando o motor síncrono em alternativa a banco de capacitores.

A Figura 6.5 mostra a variação da corrente estatórica e do fator de potência relativamente à corrente de excitação. A Figura 6.6 relaciona percentualmente a potência capacitiva fornecida por um motor síncrono em relação à sua potência nominal, em função da variação de carga, para um dado fator de potência capacitivo.

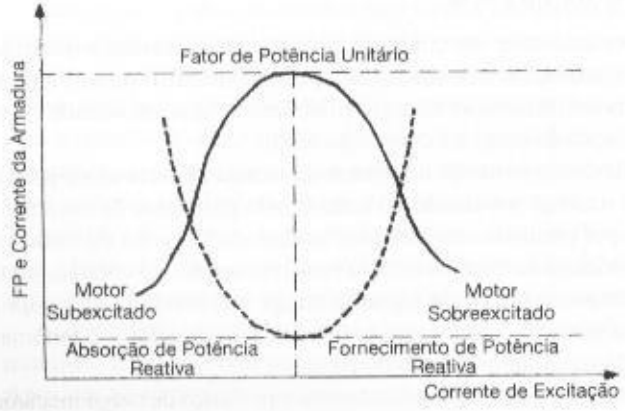
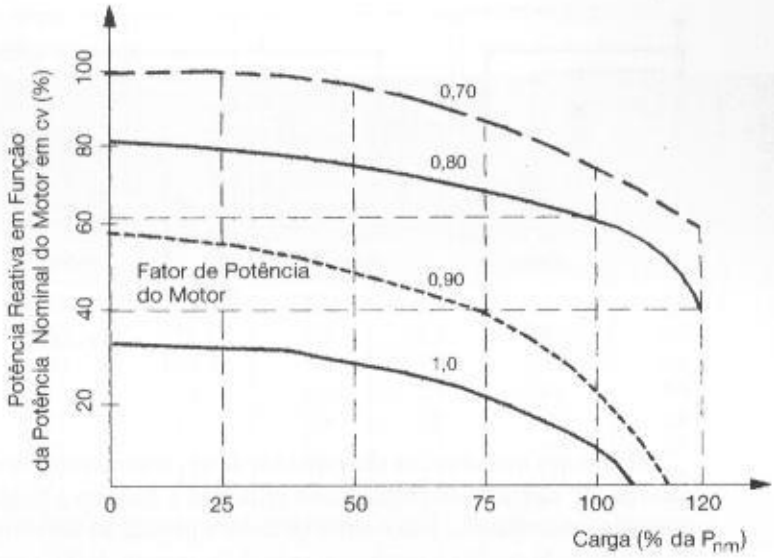


FIGURA 6.5
Fator de potência × corrente de excitação

FIGURA 6.6
Capacidade do motor síncrono to fornecimento de potência ativa



Através das curvas da Figura 6.6 conclui-se que um motor síncrono com fator de potência 0,80 pode fornecer, quando a vazio, 66% de sua potência em cv em potência reativa capacitiva. Se for acoplada ao seu eixo uma carga mecânica de valor igual à nominal, ainda pode fornecer 62% de sua capacidade em potência capacitiva. Cabe alertar que, neste caso, relativamente à Figura 6.6, o motor síncrono está operando sobreexcitado.

A utilização de motores síncronos acionando determinados tipos de carga mecânica para correção do fator de potência de uma instalação industrial requer cuidados adicionais com respeito às flutuações no torque, devido à natureza da própria carga. Também, motores síncronos, de potência inferior a 50 cv, não são adequados à correção do fator de potência, em virtude da sensibilidade de perda de sincronismo quando da ocorrência de flutuações de tensão na rede de alimentação.

Os motores síncronos apresentam dificuldades operacionais práticas, pois necessitam de fonte de excitação, requerendo manutenção constante e muitas vezes dispendiosa.

Uma das desvantagens de utilização do motor síncrono está na partida, pois é necessário que se leve o mesmo a uma velocidade suficientemente próxima da velocidade síncrona, a fim de que ele possa entrar em sincronismo com o campo girante.

São empregados vários recursos para tal finalidade, dos quais são citados dois:

- utilização de um motor de corrente contínua acoplado ao eixo do motor síncrono;
- utilização de enrolamento de compensação.

Através da aplicação deste último método, o comportamento do motor síncrono durante a partida é semelhante ao do motor de indução.

Durante a partida do motor síncrono, dotado de enrolamentos de compensação também conhecidos como enrolamentos amortecedores, o enrolamento de campo de corrente contínua deve ser curto-circuitado, enquanto se aplica a tensão da rede nos terminais do estator até levar o motor a vazio à condição de sincronismo, semelhantemente a um motor de indução. A seguir, desfaz-se a ligação de curto-circuito do enrolamento de campo e aplica-se nele uma corrente contínua, ajustando-se adequadamente à finalidade de utilização a que se propõe.

Construtivamente, os enrolamentos amortecedores podem ser do tipo gaiola de esquilo ou do tipo rotor bobinado. Neste último caso, o motor síncrono utiliza cinco anéis coletores, conforme esquema da Figura 6.7, sendo que em três destes se acoplam as resistências externas do reostato de partida, enquanto os outros dois são utilizados para a excitação do campo rotórico.

À semelhança do motor de indução, à medida que se reduz a resistência do circuito de amortecimento, o motor se aproxima da velocidade síncrona até que se aplica no enrolamento de campo uma tensão em corrente contínua, fazendo o motor entrar em sincronismo com o campo girante.

6.2.2.3 Motores monofásicos de indução

Os motores monofásicos são relativamente aos motores trifásicos de pequeno uso em instalações industriais. São construídos normalmente para pequenas potências (até 15 cv, em geral).

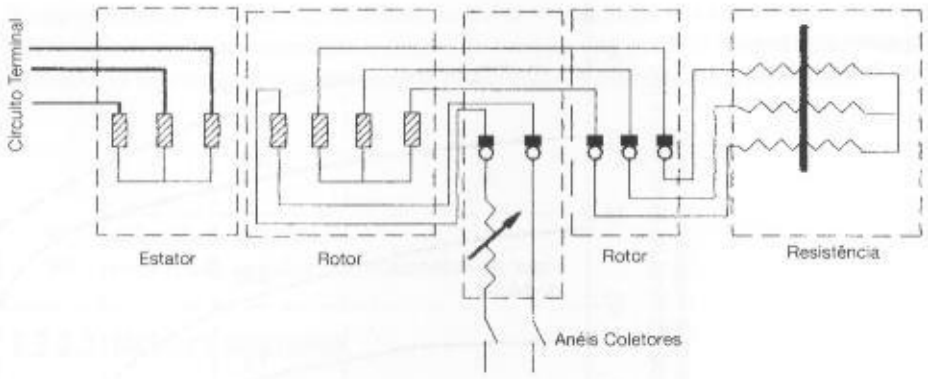


FIGURA 6.7
Motor síncrono

Os motores monofásicos são providos de um segundo enrolamento colocado no estator e defasado de 90° elétricos do enrolamento principal, e que tem a finalidade de tornar rotativo o campo estatórico monofásico. Isto é o que permite a partida do motor monofásico.

O torque de partida é produzido pelo defasamento de 90° entre as correntes do circuito principal e do circuito de partida. Para se obter esta defasagem, liga-se ao circuito de partida um condensador, de acordo com esquema da Figura 6.8(a).

O campo rotativo assim produzido orienta o sentido de rotação do motor. A fim de que o circuito de partida não fique ligado desnecessariamente após o acionamento do motor, um dispositivo automático desliga o enrolamento de partida, passando o motor a funcionar normalmente em regime monofásico. Este dispositivo pode ser acionado por um sistema de força centrífuga, conforme Figura 6.8(a).

A bobina que liga o circuito de partida é desenergizada pelo decréscimo do valor da corrente no circuito principal após o motor entrar em regime normal de funcionamento.

A Figura 6.8(b) fornece o detalhe de ligação desse dispositivo automático.

O condensador de partida é do tipo eletrolítico que tem a característica de funcionar somente quando solicitado por tensões com polaridade estabelecida. É montado, normalmente, sobre a carcaça do estator através de um suporte que também tem a finalidade de protegê-lo mecanicamente.

A Tabela 6.1 fornece as características básicas dos motores monofásicos.

Os motores monofásicos podem ser do tipo indução ou síncrono, cujas características básicas são idênticas às que foram estabelecidas para os motores trifásicos correspondentes.

6.2.2.4 Motores tipo universal

São aqueles capazes de operar tanto em corrente contínua como em corrente alternada. São amplamente utilizados em aparelhos eletrodomésticos, tais como enceradeiras, liqüidificadores,

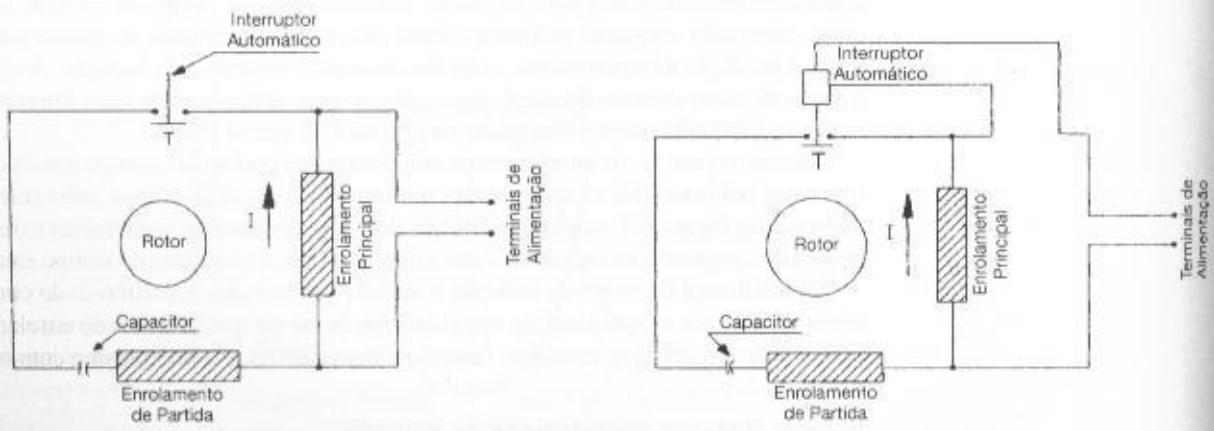


FIGURA 6.8
Interruptor automático

TABELA 6.1
Características dos motores elétricos monofásicos

Potência Nominal		Corrente (220 V)	Velocidade	Fator de Potência	Relação	Relação	Conjugado		Rendimento	Momento de Inércia
							Nominal	Cm/Cn		
cv	kW	A	rpm	%	Inp/In	Cp/Cn	kgf · m	%	%	kg · m²
					II pólos					
1,5	1,1	7,5	3.535	75	7,8	2,9	0,31	2,3	75	0,0020
2	1,5	9,5	3.530	76	7,2	2,9	0,61	2,3	76	0,0024
3	2,2	13,0	3.460	77	7,6	3,0	0,81	2,2	77	0,0064
4	3,0	18,0	3.515	79	8,7	2,8	0,61	2,6	79	0,0093
5	3,7	23,0	3.515	81	7,9	2,8	1,00	2,6	81	0,0104
7,5	5,5	34,0	3.495	78	6,2	2,1	1,50	2,1	78	0,0210
10	7,5	42,0	3.495	82	7	2,1	2,00	2,6	82	0,0295
					IV pólos					
1	0,75	5,8	1.760	71	8,2	3,0	0,41	2,5	71	0,0039
1,5	1,1	7,5	1.760	75	8,7	2,8	0,61	2,9	75	0,0052
2	1,5	9,5	1.750	77	8,7	3,0	0,81	2,8	77	0,0084
3	2,2	14,0	1.755	79	8,5	3,0	1,20	2,8	79	0,0163
4	3,0	19,0	1.745	80	7,1	2,9	1,60	2,6	80	0,0183
5	3,7	25,0	1.750	81	7,5	3,0	2,00	2,6	81	0,0336
7,5	5,5	34,0	1.745	84	7,4	3,0	3,10	2,6	84	0,0378
10	7,5	46,0	1.745	85	7,6	3,0	4,10	2,5	85	0,0434

batedeiras etc. São constituídos de uma bobina de campo em série com a bobina da armadura, e de uma bobina de compensação que pode estar ligada em série ou em paralelo com a bobina de campo, cuja compensação é denominada respectivamente de condutiva ou indutiva.

6.3 MOTORES ASSÍNCRONOS TRIFÁSICOS COM ROTOR EM GAIOLA

Os motores de indução trifásicos, rotor em gaiola, são usados na maioria das instalações industriais principalmente em máquinas não suscetíveis a variações de velocidade.

Para obtenção de velocidade constante, devem-se usar motores síncronos normalmente construídos para potências elevadas, devido a seu alto custo relativo, quando fabricados em potências menores.

A seguir, serão estudadas as principais características dos motores de indução trifásicos com rotor em gaiola.

6.3.1 Potência Nominal

É a potência que o motor pode fornecer no eixo, em regime contínuo, sem que os limites de temperatura dos enrolamentos sejam excedidos aos valores máximos permitidos por norma dentro de sua classe de isolamento. Sempre que são aplicadas aos motores cargas de valor muito superior ao da potência para a qual foram projetados, os seus enrolamentos sofrem um aquecimento anormal, diminuindo a vida útil da máquina, podendo danificar o isolamento até se estabelecer um curto-circuito interno que caracteriza a sua queima.

A potência desenvolvida por um motor representa a rapidez com que a energia é aplicada para mover a carga. Por definição, potência é a relação entre a energia gasta para realizar um determinado trabalho e o tempo em que o mesmo foi executado. Isto pode ser facilmente entendido quando se considera a potência necessária para levantar um objeto pesando 50 kgf do fundo de um poço de 40 m de profundidade, durante um período de tempo de 27 s. A energia gasta foi de 50 kgf × 40 m = 2.000 kgf · m. Como o tempo para realizar este trabalho foi de 27 s, a potência exigida pelo motor foi de P_{mt} = 2.000/27 kgf · m/s = 74 kgf · m/s. Se o mesmo trabalho tivesse

que ser realizado em 17 s, a potência do motor teria que ser incrementada para $P_{m2} = 2.000/17$ kgf · m/s = 117 kgf · m/s. Considerando que 1 cv equivale a 75 kgf · m/s, então as potências dos motores seriam:

$$P_{m1} = \frac{74}{75} = 0,98 \approx 1 \text{ cv}$$

$$P_{m2} = \frac{117}{75} = 1,56 \approx 11/2 \text{ cv}$$

A potência nominal normalmente é fornecida em cv, sendo que 1 cv equivale a 0,736 kW.

A potência nominal de um motor depende da elevação de temperatura dos enrolamentos durante o ciclo de carga. Assim, um motor pode acionar uma carga com potência superior à sua potência nominal até atingir um conjugado um pouco inferior a seu conjugado máximo. Essa sobrecarga, no entanto, não pode resultar em temperatura dos enrolamentos superiores à sua classe de temperatura. Do contrário, a vida útil do motor será sensivelmente afetada.

Quando o motor opera com cargas de regimes intermitentes, a potência nominal do motor deve ser calculada levando em consideração o tipo de regime. Esse assunto será tratado no Capítulo 7.

Como informação adicional, a seguir são dadas as expressões que permitem determinar a potência de um motor para as atividades de maior uso industrial:

a) Bombas

$$P_b = \frac{9,8 \times Q \times \gamma \times H}{\eta} \tag{6.2}$$

P_b – potência requerida pela bomba, em kW;
Q – quantidade do líquido, em m³/s;
γ – peso específico do líquido, em kg/dm³;
$\gamma = 1$ kg/dm³ – para a água
H – altura de elevação mais altura de recalque, em m;
η – eficiência da bomba
$0,87 \leq \eta \leq 0,90$ – para bombas a pistão;
$0,40 \leq \eta \leq 0,70$ – para bombas centrífugas.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (6.1)

Calcular a potência nominal de um motor que será acoplado a uma bomba centrífuga, cuja vazão é de 0,50 m³/s. A altura de recalque mais a de elevação é de 15 m e destina-se à captação de água potável.

$$P_b = \frac{9,8 \times 0,5 \times 1 \times 15}{0,70} = 105,0 \text{ kW} \rightarrow P_m = 150 \text{ cv (Tabela. 6.3).}$$

b) Elevadores de carga

$$P_e = \frac{C \times V}{102 \times \eta} \text{ (kW)} \tag{6.3}$$

P_e – potência requerida pelo motor do guindaste, kW;
$\eta \approx 0,70$
C – carga a ser levantada, em kg;
V – velocidade, em m/s:
$0,50 \leq V \leq 1,50$ m/s – para elevadores de pessoa;
$0,40 \leq V \leq 0,60$ m/s – para elevadores de carga.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (6.2)

Determinar a potência nominal de um motor de um elevador de carga destinado a levantar uma carga máxima de 400 kg.

$$P_e = \frac{400 \times 0,6}{102 \times 0,7} = 3,36 \text{ kW} \quad \rightarrow \quad P_m = 5 \text{ cv (Tabela. 6.3).}$$

c) Ventiladores

$$P_v = \frac{Q \times P}{1.000 \times \eta} \tag{6.4}$$

P_v – potência requerida pelo ventilador, em kW;
Q – vazão, em m^3/s;
P – pressão, em N/m^2;
η – rendimento:
$0,50 \leq \eta \leq 0,80$ – para ventiladores com $P > 400$ mmHg;
$0,35 \leq \eta \leq 0,50$ – para ventiladores com $100 \leq P \leq 400$ mmHg;
$0,20 \leq \eta \leq 0,35$ – para ventiladores com $P < 100$ mmHg.
Obs.: 1 mmHg = 9,81 N/m^2;
1 $N/m^2 = 1,02 \times 10^{-1}$ kgf/m^2

d) Compressores

$$P_c = \frac{2 \times \pi \times W_c \times C_{ac}}{1.000 \times \eta_{ac}} \tag{6.5}$$

P_c – potência requerida pelo compressor, em kW;
W_c – velocidade nominal do compressor, em rps;
C_{ac} – conjugado nominal do compressor, em mN;
η_{ac} – rendimento de acoplamento:
$\eta_{ac} = 0,95$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (6.3)

Determinar a potência de um compressor, sabendo-se que a redução do acoplamento é 0,66, a velocidade do compressor é de 1.150 rpm e o conjugado nominal de 40 mN.

- Velocidade nominal do motor

$$W_n = \frac{W_c}{R_{ac}} = \frac{1.150}{0,66} = 1.742 \text{ rpm}$$

- Velocidade nominal do compressor

$$W_c = \frac{1.150}{60} = 19,16 \text{ rps}$$

- Potência nominal do motor

$$P_c = \frac{2 \times \pi \times 19,16 \times 40}{1.000 \times 0,95} = 5 \text{ kW} \quad \rightarrow \quad P_m = 7,5 \text{ cv (Tabela. 6.3).}$$

Existe uma condição operacional de motores muito utilizada em processos industriais, notadamente em esteiras rolantes, quando dois ou mais motores funcionam mecanicamente em paralelo.

Se dois ou mais motores idênticos são acoplados por um mecanismo qualquer e trabalham mecanicamente em paralelo dividem a carga igualmente. Para isto, é necessário que os motores tenham o mesmo escorregamento, o mesmo número de pólos e a mesma potência nominal no eixo.

Se dois ou mais motores têm o mesmo número de pólos, mas diferentes potências nominais no eixo, normalmente dividem a carga na mesma proporção de suas potências de saída.

6.3.2 Tensão Nominal

As tensões de maior utilização nas instalações elétricas industriais são de 220, 380 e 440 V. A ligação do motor num determinado circuito depende das tensões nominais múltiplas para as quais foi projetado, o que será objeto de estudo posterior.

Os motores devem trabalhar dentro de limites de desempenho satisfatório para uma variação de tensão de ±10% de sua tensão nominal, desde que a freqüência não varie. No Capítulo 10 serão mostrados os efeitos das variações de tensão e freqüência sobre os motores, indicando-se os dispositivos de proteção adequados.

6.3.3 Corrente Nominal

É aquela solicitada da rede de alimentação pelo motor trabalhando à potência nominal, com a freqüência e tensões nominais. O valor da corrente é dado pela Equação (6.6).

$$I_{nm} = \frac{736 \times P_{nm}}{\sqrt{3} \times V \times \eta \times \cos\psi} \text{ (A)} \tag{6.6}$$

P_{nm} – potência nominal do motor, em cv;
V – tensão nominal trifásica, em volts;
η – rendimento do motor;
$\cos\psi$ – fator de potência sob carga nominal.

6.3.4 Freqüência Nominal

É aquela fornecida pelo circuito de alimentação e para a qual o motor foi dimensionado.

O motor deve trabalhar satisfatoriamente se a freqüência variar dentro de limites de ± 5% da freqüência nominal, desde que seja mantida a tensão nominal constante.

Os motores trifásicos com rotor bobinado quando ligados numa rede de energia elétrica cuja freqüência é diferente da freqüência nominal apresentam as seguintes particularidades:

a) Motor de 50 Hz ligado em 60 Hz
- a potência mecânica não varia;
- a corrente de carga não varia;
- a corrente de partida diminui em 17%;
- a velocidade nominal aumenta em 20%, isto é, na mesma proporção do aumento da freqüência;
- a relação entre o conjugado máximo e o conjugado nominal diminui em 17%;
- a relação entre o conjugado de partida e o conjugado nominal diminui em 17%.

b) Motor de 60 Hz ligado em 50 Hz
- a potência aumenta em 20% para motores de IV, VI e VIII pólos;
- a corrente de carga não varia;
- a velocidade nominal diminui na mesma proporção da redução da freqüência;
- a relação entre o conjugado máximo e o conjugado nominal aumenta;
- a relação entre o conjugado de partida e o conjugado nominal aumenta.

6.3.5 Fator de Potência

Deve-se consultar o Capítulo 4.

6.3.6 Fator de Serviço

É um número que pode ser multiplicado pela potência nominal do motor, a fim de se obter a carga permissível que o mesmo pode acionar, em regime contínuo, dentro de condições estabelecidas por norma.

O fator de serviço não está ligado à capacidade de sobrecarga própria dos motores, valor geralmente, situado entre 140 e 160% da carga nominal durante períodos curtos. Na realidade, o fator de serviço representa uma potência adicional contínua.

6.3.7 Perdas Ôhmicas

O motor absorve do circuito de alimentação uma determinada potência que deverá ser transmitida ao eixo para o acionamento da carga. Porém, devido a perdas internas em forma de calor gerado pelo aquecimento das bobinas dos enrolamentos e outras, a potência mecânica de saída no eixo é sempre menor do que a potência de alimentação. Deste fenômeno nasce o conceito de rendimento, cujo valor é sempre menor que a unidade.

As perdas verificadas num motor elétrico são:

- perdas Joule nas bobinas estatóricas: perdas no cobre (P_{cu});
- perdas Joule nas bobinas rotóricas: perdas no cobre (P_{cu});
- perdas magnéticas estatóricas: perdas no ferro (P_{fe});
- perdas magnéticas rotóricas: perdas no ferro (P_{fe});
- perdas por ventilação: (P_v);
- perdas por atrito dos mancais: perdas mecânicas (P_m).

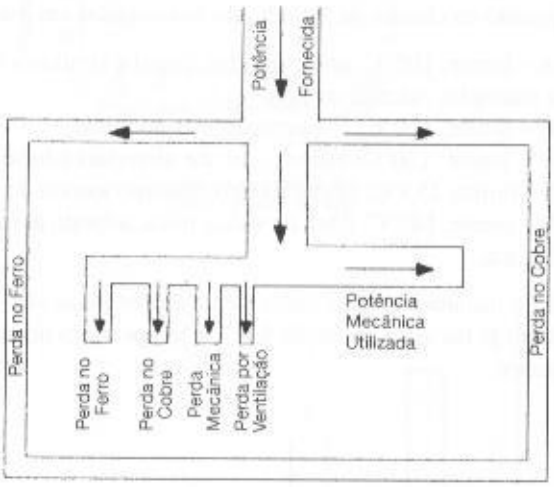
A Figura 6.9 ilustra o balanço das potências e perdas elétricas envolvidas num motor elétrico.

Todo o calor formado no interior do motor deve ser dissipado para o meio exterior através da superfície externa da carcaça, auxiliada, para determinados tipos de motores, por ventiladores acoplados ao eixo.

Não se deve julgar o aquecimento interno do motor simplesmente medindo-se a temperatura da carcaça, pois isto pode fornecer resultados falsos.

Os motores trifásicos ligados a fontes trifásicas desequilibradas sofrem o efeito do componente de seqüência negativa em forma de aquecimento, provocando o aumento das perdas, principalmente as perdas no cobre e, reduzindo, assim a potência de saída disponível dos mesmos.

Portanto, deve-se procurar manter o mais equilibrado possível a tensão entre fases de alimentação dos motores elétricos.



URA 6.9
das elétricas num motor

6.3.8 Expectativa de Vida Útil

A vida útil de um motor está intimamente ligada ao aquecimento das bobinas dos enrolamentos fora dos limites previstos na fabricação da máquina, o que acarreta temperaturas superiores aos limites da isolação. Assim, uma elevação de temperatura de 10°C na temperatura de isolação de um motor reduz a sua vida útil pela metade.

É também afetada pelas condições desfavoráveis de instalação, tais como umidade, ambiente com vapores corrosivos, vibrações etc.

O aquecimento, fator principal da redução da vida útil de um motor, provoca o envelhecimento gradual e generalizado do isolamento até o limite de tensão a que está submetido, quando então o motor ficará sujeito a um curto-circuito interno de conseqüência desastrosa.

Existem algumas teorias que justificam a perda de vida útil das isolações. De acordo com uma delas, conhecida como teoria disruptiva, as ligações moleculares dos materiais isolantes sólidos são rompidas, provocando a ruptura dos mesmos.

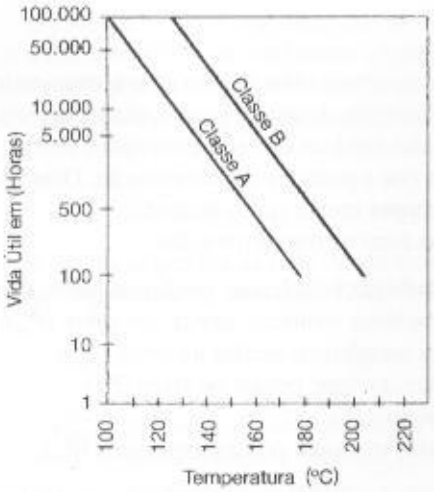


FIGURA 6.10
Vida útil das isolações

A vida útil de uma isolação pode ser avaliada pelo tempo decorrido após 10% das amostras do material em análise apresentarem falha. A Figura 6.10 permite determinar a vida útil das isolações para as classes A e B.

6.3.9 Classes de Isolamento

A norma agrupa os materiais isolantes e os sistemas de isolamento no que se denomina classe de isolamento, e estes são limitados pela temperatura que cada material isolante pode suportar em regime contínuo sem afetar a sua vida útil.

São as seguintes as classes de isolamento empregadas em máquinas elétricas:

- classe A – limite: 105°C: seda, algodão, papel e similares impregnados em líquidos isolantes. Por exemplo, esmalte de fios;
- classe E – limite: 120°C: fibras orgânicas sintéticas;
- classe B – limite: 130°C: asbesto, mica e materiais à base de poliéster;
- classe F – limite: 155°C: fibra de vidro, amianto associado a materiais sintéticos (silicones);
- classe H - limite: 180°C: fibra de vidro, mica, asbesto associado a silicones de alta estabilidade térmica.

As classes de isolamento mais comumente empregadas são A, E e B, sendo a H de pequena utilização. Como já foi visto na Seção 6.3.8, a temperatura do enrolamento é fundamental para a vida útil do motor.

6.3.10 Elevação de Temperatura

A temperatura de serviço dos motores elétricos não é uniforme em todas as suas partes componentes. Para fazer a sua medição, são usados detetores térmicos inseridos nos enrolamentos, o que permite a determinação da temperatura do chamado ponto mais quente.

No entanto, quando não se dispõe desses detetores pode-se determinar a temperatura dos enrolamentos através da Equação (6.7).

$$T = \frac{R_q}{R_f} \times (235 + T_f) - 235\ (°C) \tag{6.7}$$

T – temperatura média do enrolamento, em °C;
T_f – temperatura do enrolamento com o motor frio à mesma temperatura ambiente, em °C;
R_f – resistência ôhmica da bobina com o motor frio à mesma temperatura ambiente, em Ω;
R_q – resistência ôhmica do enrolamento do motor, medida quando este atingir o aquecimento de regime, em Ω.

Para se determinar a elevação de temperatura do enrolamento deve-se aplicar a expressão:

$$\Delta T = \frac{R_q - R_f}{R_f} \times (235 + T_f) + (T_f - T_a)\ (°C) \tag{6.8}$$

T_a – temperatura do meio refrigerante no fim do ensaio, em °C.

O valor de T obtido da Equação (6.7) representa a temperatura média do enrolamento, dado que a resistência ôhmica média é referente a todo o enrolamento e não somente ao ponto mais quente, o que seria o correto. Porém, na prática, observa-se que esta diferença de temperatura não varia significativamente.

O processo de medida, como se pode notar, é baseado na variação da resistência ôhmica do condutor do enrolamento em função da variação de temperatura.

O tempo de resfriamento de um motor, desde a sua temperatura de regime até a temperatura ambiente, é variável com as dimensões deste. Em média, para motores pequenos, pode-se tomá-lo como sendo de três horas, e para motores de potência elevada (acima de 60 cv) de cinco horas.

Por dificuldades de ventilação em determinadas altitudes, motivadas por rarefação do ar ambiente, os motores são dimensionados normalmente para trabalhar, no máximo, a 1.000 m acima do nível do mar. A Figura 6.11 mostra o decréscimo percentual da potência do motor em função da altitude de sua instalação, bem como a influência da temperatura do meio refrigerante.

Como o valor da temperatura é tomado pela média, a elevação de temperatura do motor é admitida inferior em 5°C para motores das classes A e E, em 10°C para a classe B, e em 15°C para as classes F e H. O gráfico da Figura 6.12 ilustra esse procedimento.

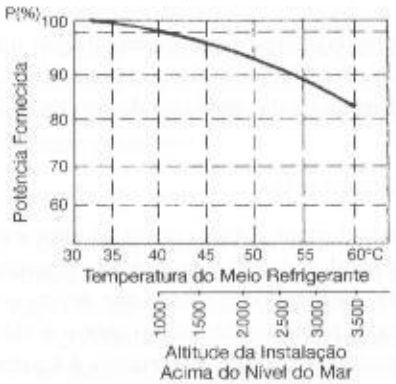


FIGURA 6.11
Potência de um motor × altitude

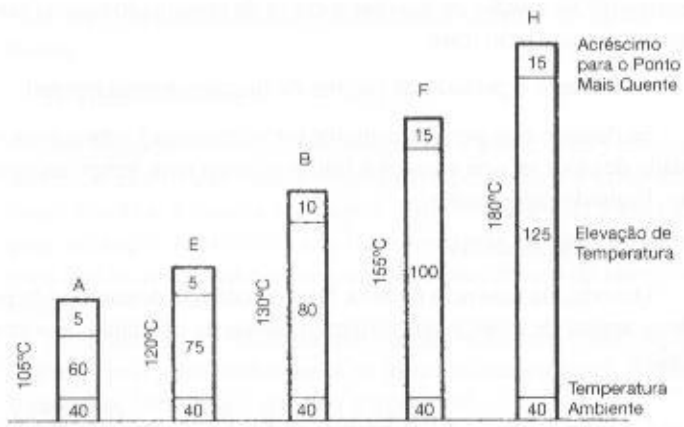


FIGURA 6.12
Temperaturas dos motores elétricos

Neste ponto é conveniente fazer uma análise das circunstâncias em que um motor de indução é conduzido a temperaturas elevadas em função das condições a que são submetidos. Para isso, pode-se representar um motor de indução como uma fonte de calor resultante dos efeitos térmicos das bobinas e do ferro do estator, bem como das barras de curto-circuito e do ferro do rotor. Por outro lado, o mesmo motor pode ser representado como um dissipador de calor, através da ação do meio refrigerante, de forma natural ou forçada. Se o fluxo de calor gerado está sendo retirado na forma do projeto da máquina pelo sistema de dissipação térmica, a temperatura nas diferentes partes do motor atinge um valor que permite classificar o seu funcionamento como de *regime permanente*.

Serão analisadas as seguintes condições operativas.

a) Sobrecarga de curta e longa duração

Ao se analisar um motor sob o aspecto de sobrecarga há duas considerações a serem feitas. A primeira diz respeito às sobrecargas de curta duração, caracterizadas pelas partidas diretas do motor, onde a corrente se eleva a valores entre seis e oito vezes a corrente nominal num curto espaço de tempo, da ordem de 0,5 a 5 s, impossibilitando a troca do calor gerado pelo estator e rotor para o meio ambiente. Devido à corrente elevada e ao calor produzido, medido pela energia dissipada igual a $E = RI^2 \times t$, a temperatura nas barras do rotor do motor se eleva a valores de 300 a 350°C, podendo ser danificadas por deformação permanente.

Como não há troca de calor com o exterior, os condutores dos enrolamentos se aquecem e, conseqüentemente, a sua isolação, cujo processo é chamado de *aquecimento adiabático*.

A segunda análise diz respeito às sobrecargas de longa duração caracterizadas por sobressolicitação mecânica no eixo do motor, onde a corrente de sobrecarga atinge valores modestos comparados com a situação anterior, porém com tempo excessivamente longo, de forma que os enrolamentos acumulam uma quantidade de calor exagerada elevando a sua temperatura acima da classe de isolação.

O funcionamento dos motores de indução pode ser classificado em três períodos distintos.

- Em repouso

Caracteriza-se pelo instante da partida, onde a velocidade rotórica é nula (veja a Figura 6.25). Também pode ocorrer o travamento do rotor quando, por exemplo, o conjugado de carga supera o conjugado motor.

Nestas circunstâncias, como o campo girante corta o rotor na velocidade síncrona, elevando o valor da reatância rotórica ($X = 2\pi FL$) e, conseqüentemente, as perdas Joule correspondentes, o rotor é o responsável pela limitação da operação do motor, já que alcança o seu limite térmico primeiro que o estator.

- Durante o período de aceleração

Caracteriza-se pelo período durante o qual o rotor adquire a sua velocidade inicial até atingir o regime de funcionamento normal, próximo à velocidade síncrona. O aquecimento do motor neste período depende da curva de conjugado resistente que define o tempo de aceleração.

Nesta circunstância, como a tensão induzida no motor é elevada, porém decrescente, o rotor alcança o seu limite térmico antes do estator e, portanto, é a parte limitante da operação do motor.

Cabe observar que durante o período de aceleração o rotor pode travar se a curva de conjugado resistente se igualar ou superar a curva de conjugado motor, sendo, neste caso, o motor limitado termicamente pelo rotor.

- Durante o período de regime de funcionamento normal

Se durante este período o motor for submetido à sobrecarga, o estator desenvolve uma quantidade de calor tal que alcança o limite térmico num tempo inferior ao do rotor e o motor é, portanto, limitado pelo estator.

b) Ausência de fase

Quando, da ausência de uma fase, a potência desenvolvida pelo motor basicamente não se altera, apesar de o seu funcionamento passar da condição de suprimento trifásico para bifásico, ou seja:

$$P_{tf} = P_{bi} \quad \rightarrow \quad \sqrt{3} \times V_{ff} \times I_n = V_{ff} \times I_i \quad \rightarrow \quad \sqrt{3} \times I_n = I_i$$

Nestas condições, a corrente que circula pelo relé na operação bifásica é de 57,7% superior à corrente nominal do motor que, em operação trifásica, circula pelo mesmo relé. Assim, um motor de 100 cv tem uma corrente nominal de 135,4 A e, quando em operação bifásica, a corrente que circulará pelo relé é de 234,5 A, isto é, a corrente que sensibilizará o relé é de 57,7% superior à corrente nominal do motor, ou seja:

$$I_{re} = \frac{I_n}{\sqrt{3}} \times 100 = 57{,}76\% \times I_n, \qquad \text{ou:} \qquad \Delta I = \frac{I_n}{I_i} \times 100 = \frac{135{,}4}{\sqrt{3} \times 135{,}4} \times 100 = 57{,}7\%$$

Se um relé térmico for ajustado para o valor da corrente nominal, como é aconselhável, a atuação do relé se dará aproximadamente em três minutos para o relé a frio, isto é, no seu início de funcionamento, ou em 45 s com o relé a quente, isto é, após decorrido tempo suficiente para se alcançar a estabilidade térmica. Se o motor estiver funcionando com uma carga de até 57,7% do seu valor nominal, o relé térmico não seria sensibilizado. Aparentemente não haveria danos no motor já que a corrente absorvida pelo mesmo seria igual à corrente nominal. Porém, nestas circunstâncias há um grande desequilíbrio de corrente circulando no estator da máquina e, conseqüentemente, aparecerá um forte componente de seqüência negativa, afetando termicamente o rotor.

c) Desequilíbrio de corrente

Quando as correntes absorvidas pelos motores de indução estão desequilibradas surge um conjugado de frenagem que se opõe ao conjugado motor. Porém, o motor continua girando no sentido normal, sofrendo uma ligeira queda de velocidade angular. A potência no eixo do motor praticamente permanece inalterada.

O campo de seqüência negativa que gira ao contrário do campo normal ou de seqüência positiva induz nas barras do rotor uma corrente na freqüência duas vezes superior à freqüência industrial. Motivado pelo efeito *skin*, em que as correntes indesejadas de alta freqüência tendem a circular através da superfície dos condutores dos enrolamentos, o rotor fica submetido de imediato aos efeitos térmicos resultantes do processo, enquanto o estator praticamente não é alterado termicamente e nem absorve nenhuma corrente adicional, já que a potência no eixo permanece constante.

Se o motor estiver operando na sua potência nominal, o rotor irá sofrer um aquecimento acima do seu limite térmico e as proteções instaladas nos condutores de alimentação não serão sensibilizadas.

Para que o motor seja protegido contra elevações de temperatura são utilizados protetores térmicos instalados no interior dos seus enrolamentos, dimensionados em função da isolação empregada e das características de projeto do motor. Assim, comumente são utilizados os seguintes elementos protetores:

a) Termostatos

São componentes bimetálicos construídos de duas lâminas com coeficientes de dilatação diferentes dotadas de contatos de prata em suas extremidades que se fecham quando ocorre uma elevação de temperatura definida para aquele tipo de projeto.

Para conferir maior grau de segurança ao motor, podem ser utilizados dois termostatos por fase. O primeiro termostato ao ser sensibilizado para o valor da elevação de temperatura do motor faz atuar um alarme sonoro e/ou visual, enquanto o segundo termostato ao ser sensibilizado para o valor da temperatura máxima do material isolante faz operar o sistema de proteção, desligando o motor.

b) Termorresistores

São componentes cujo funcionamento é baseado na variação da resistência elétrica em função da temperatura a que estão submetidos. Apenas alguns materiais seguem essas características, tais como o cobre, a platina e o níquel. São fabricados de forma a se obter uma resistência definida para cada aplicação e que varia linearmente de acordo com a temperatura. Essa característica permite que se acompanhe a evolução do aquecimento do enrolamento do motor durante a sua operação.

São aplicados em motores que operam máquinas com funções vitais para o processo e que trabalham em regime intermitente de forma muito irregular. Podem ser utilizados para alarme e desligamento, conforme o uso dos termostatos.

Esses componentes podem ser conectados em monitores de controle de um sistema industrial automatizado, permitindo o acompanhamento térmico do motor.

c) Termistores

São componentes térmicos constituídos de materiais semicondutores que variam sua resistência elétrica de forma brusca quando a temperatura do meio em que está inserido atinge o valor da temperatura de atuação do termistor. Esses componentes podem ser construídos de duas diferentes formas quanto ao coeficiente de temperatura:

- Tipo PTC

São elementos cujo coeficiente de temperatura é positivo, isto é, a sua resistência aumenta de forma brusca quando a temperatura do meio atinge o valor da temperatura de calibração do termistor. A elevação brusca da resistência elétrica do termistor faz interromper a circulação de corrente que mantém abertos os contatos de um contator auxiliar, responsável pelo acionamento do disjuntor ou de um contator de comando do motor.

Para dar maior grau de segurança ao motor, podem ser utilizados dois termistores por fase. O primeiro termistor, ao ser sensibilizado para o valor da temperatura do motor, faz atuar um alarme sonoro e/ou visual, enquanto o segundo termistor, ao ser sensibilizado para o valor da temperatura máxima do material isolante, faz operar o sistema de proteção, desligando o motor.

- Tipo NTC

São elementos cujo coeficiente de temperatura é negativo, isto é, a sua resistência diminui de forma brusca quando a temperatura do meio atinge o valor da temperatura de calibração do termistor. A redução brusca da resistência elétrica do termistor faz circular a corrente na bobina de um contator auxiliar responsável pelo acionamento do disjuntor ou de um contator de comando do motor.

Para dar maior grau de segurança ao motor, podem ser utilizados dois termistores por fase, da mesma forma que os termistores do tipo PTC.

Para a proteção dos motores elétricos, são utilizados os termistores do tipo PTC, visto que os circuitos eletrônicos disponíveis operam com característica PTC.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (6.4)

Determinar a temperatura média do enrolamento e a elevação de temperatura correspondente de um motor, cuja resistência do enrolamento medida a frio (temperatura ambiente de 40°C) foi de 0,240 Ω. O motor foi ligado em carga nominal e após três horas mediu-se a resistência de seus enrolamentos, obtendo-se 0,301 Ω. A temperatura do meio refrigerante no momento da tomada das medidas era igual a 40°C.

$$T = \frac{R_q}{R_f} \times (235 + T_f) - 235$$

$$T = \frac{0,301}{0,240} \times (235 + 40) - 235 = 109,8°C$$

$$\Delta T = \frac{0,301 - 0,240}{0,240} \times (235 + 40) + (40 - 40) = 69,80°C$$

6.3.11 Ventilação

O processo pelo qual é realizada a troca de calor entre o interior do motor e o meio ambiente define o seu sistema de ventilação. Os sistemas de ventilação mais usados são:

6.3.11.1 Motor aberto

É aquele em que o ar ambiente circula livremente no interior da máquina retirando calor das partes aquecidas. O grau de proteção característico desses motores é o IP 23. A Figura 6.13 ilustra esse tipo de motor.

6.3.11.2 Motor totalmente fechado

É aquele em que não há troca entre o meio refrigerante interno ao motor e o exterior. O motor, no entanto, não pode ser considerado estanque, pois as folgas existentes nas gaxetas permitem a saída do meio refrigerante interno quando este entra em operação, aquecendo-se, conseqüentemente, e também permitem a penetração do meio refrigerante externo quando é desligado e inicia o seu processo de resfriamento. A troca de calor desses motores é feita através da transferência de calor por meio da carcaça. Os motores totalmente fechados podem ser fabricados nos seguintes tipos:

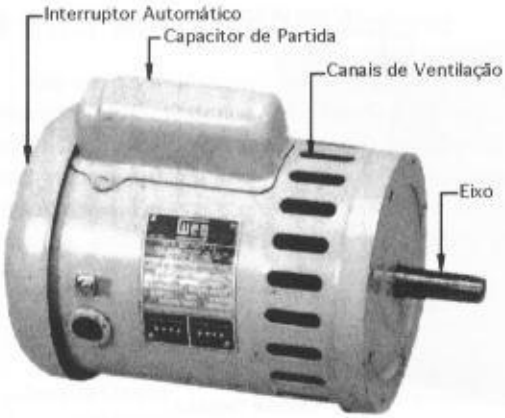


FIGURA 6.13
Motor aberto

a) Motor totalmente fechado com ventilação externa

São motores providos de um ventilador externo montado em seu eixo que acelera a dissipação do calor através da carcaça. A Figura 6.14 mostra este tipo de motor.

b) Motor totalmente fechado com trocador de calor ar-ar

São motores providos de um ventilador interno e um trocador de calor montado na sua parte superior, conforme se observa na Figura 6.15.

c) Motor totalmente fechado com trocador ar-água

São motores providos de um ventilador externo e um trocador de calor ar-água. O calor gerado no interior do motor é transferido para a água que circula no interior dos dutos que formam o trocador de calor, conforme demonstrado na Figura 6.16.

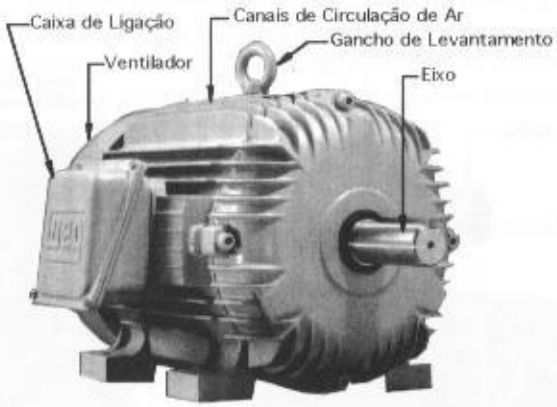


FIGURA 6.14
Motor totalmente fechado

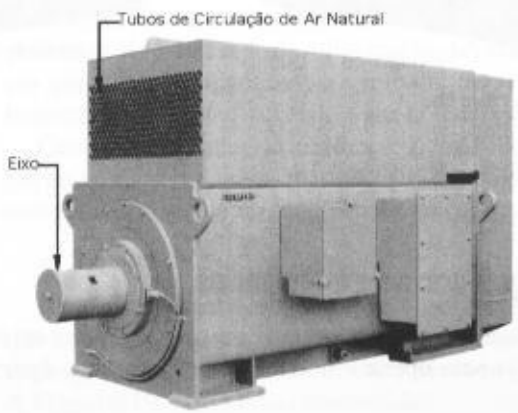


FIGURA 6.15
Trocador de calor ar-ar

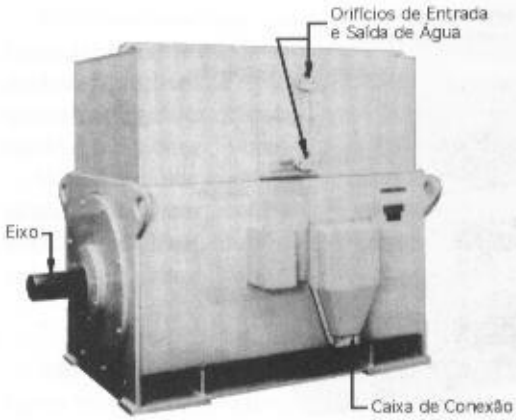


FIGURA 6.16
Trocador de calor ar-água

6.3.11.3 Motor com ventilação forçada

É aquele cuja refrigeração é efetuada por um sistema adequado, onde pequenos motores acionados independentemente forçam a entrada do meio refrigerante no interior do motor em questão. Os motores com ventilação forçada podem ser fabricados com diferentes tipos, destacando-se:

a) Motores com ventilação forçada sem filtro

Neste caso, um motor acoplado na extremidade de um duto de ar força a entrada do meio refrigerante de um ambiente de ar não poluído para o interior do motor, que o devolve, em seguida, ao meio ambiente, conforme demonstra a Figura 6.17(a).

b) Motor com ventilação forçada com filtro

Neste caso, o motor é provido de um ventilador que aspira o ar refrigerante do meio ambiente e o força, após sua passagem pelo filtro, a penetrar no interior do motor, sendo em seguida jogado no meio ambiente, conforme demonstra a Figura 6.17(b).

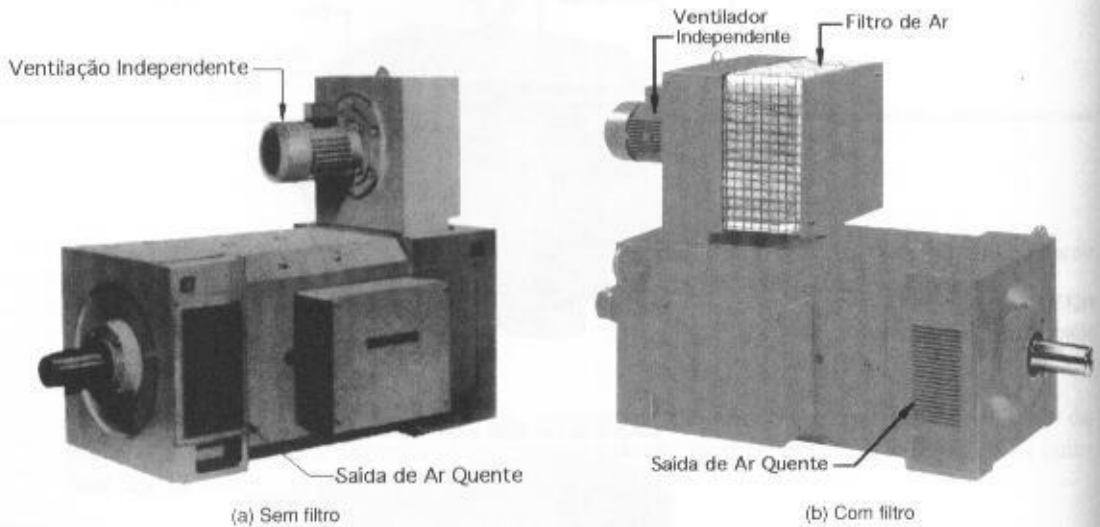


FIGURA 6.17
Motor com ventilação independente

6.3.11.4 Motor à prova de intempéries

É conhecido comumente como motor de uso naval. Possui um elevado grau de proteção IP(W)55 que lhe credencia para operar em ambientes com poeira, água em todas as direções e elevada salinidade.

6.3.11.5 Motor à prova de explosão

Em certas indústrias que trabalham com materiais inflamáveis de grande risco, tais como petroquímicas, têxteis e semelhantes, há necessidade de serem empregados motores que suportem os esforços mecânicos internos quando, por danos da isolação dos enrolamentos, em contato com o meio refrigerante contendo material combustível podem provocar acidentes de proporções desastrosas. Esses motores são dimensionados com uma carcaça e estrutura robustas, além de parafusos, juntas, tampas etc. de dimensões compatíveis com a solicitação dos esforços. Podem ser vistos na Figura 16.18.

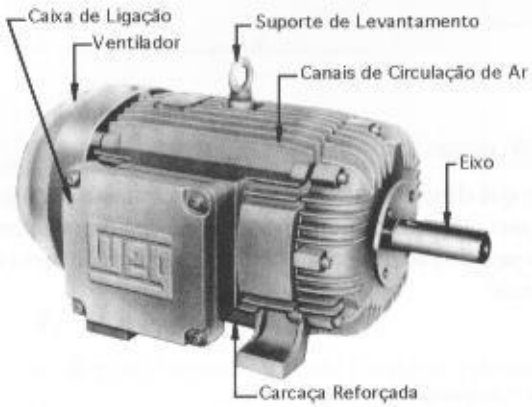


FIGURA 6.18
Motor a prova de explosão

6.3.12 Graus de Proteção

Refletem a proteção do motor quanto à entrada de corpos estranhos e penetração de água pelos orifícios destinados à entrada e saída do ar refrigerante. Os graus de proteção foram definidos no Capítulo 1. No caso dos motores elétricos, a indústria estabelece alguns graus de proteção que satisfaçam a uma faixa de condições previstas pela norma padronizando a sua produção. Assim, tem-se:

a) Motores abertos

As classes de proteção mais comumente fabricadas são: IP21 – IP22 – IP23.

b) Motores fechados

As classes de proteção mais comumente fabricadas são: IP44 – IP54 – IP55 – IP(W)55 (motores de uso naval).

6.3.13 Regime de Funcionamento

O regime de funcionamento de um motor elétrico indica o grau de regularidade na absorção de potência elétrica da rede de alimentação devido às variações do conjugado de carga. Os motores, em geral, são projetados para trabalharem regularmente com carga constante, por tempo indeterminado, desenvolvendo a sua potência nominal, o que é denominado regime contínuo.

Cabe ao comprador do motor a responsabilidade de indicar para o fabricante do motor o regime de funcionamento do mesmo. Isso normalmente é feito através de gráficos elaborados pelo comprador ou por meio da indicação do código dos regimes normalizados, ou seja:

a) Regime (S1)

É aquele em que o motor trabalha continuamente por um tempo significativamente maior do que a sua constante térmica de tempo. Neste tipo de regime, quando o motor é desligado, só retoma à operação quando todas as suas partes componentes estão em equilíbrio com o meio exterior. A Figura 6.19 ilustra essa característica.

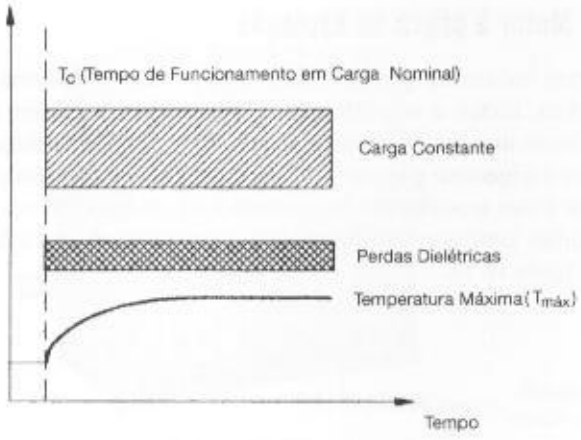


FIGURA 6.19
Regime de funcionamento S1

b) Regime de tempo limitado (S2)

É aquele em que o motor é acionado à carga constante por um dado intervalo de tempo, inferior ao necessário para alcançar o equilíbrio térmico, seguindo-se um período de tempo em repouso o suficiente para permitir ao motor atingir a temperatura do meio refrigerante. A Figura 6.20 ilustra essa característica.

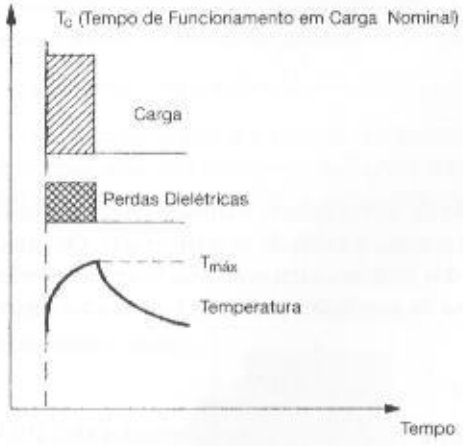


FIGURA 6.20
Regime de funcionamento S2

c) Regime intermitente periódico (S3)

É aquele em que o motor funciona à carga constante por um período de tempo definido e repousa durante um outro intervalo de tempo também definido, sendo tais intervalos de tempo muito curtos para permitir ao motor atingir o equilíbrio térmico durante o ciclo, não sendo afetado de modo significante pela corrente de partida. Cada um destes regimes de funcionamento é caracterizado pelo chamado fator de duração do ciclo, que é a relação entre o tempo de funcionamento da máquina e o tempo total do ciclo. A característica de funcionamento é apresentada na Figura 6.21. O fator de duração do ciclo é dado pela Equação (6.9).

$$F_{dc} = \frac{T_c}{T_c + T_r} \tag{6.9}$$

T_c – tempo de operação da máquina em regime constante;
T_r – tempo de repouso.

d) Regime intermitente periódico com partidas (S4)

É caracterizado por uma seqüência de ciclos semelhantes, em que cada ciclo consiste em um intervalo de partida bastante longo, capaz de elevar significativamente a temperatura do motor, um período de ciclo à carga constante e um período de repouso o suficiente para que o motor atin-

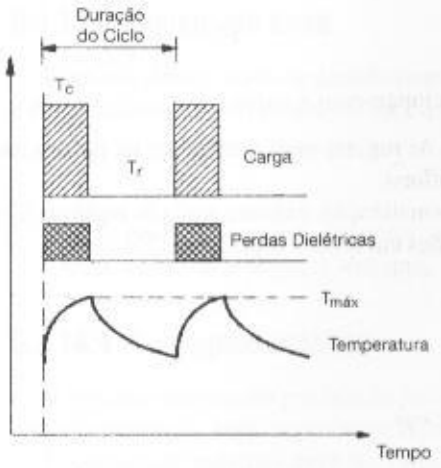


FIGURA 6.21
Regime de funcionamento S3

ja o seu equilíbrio térmico. A Figura 6.22 representa esta característica de funcionamento, sendo que o fator de ciclo é dado pela Equação (6.10).

$$F_{dc} = \frac{T_p + T_c}{T_p + T_c + T_r} \tag{6.10}$$

T_p – tempo de partida do motor.

e) Regime intermitente com frenagem elétrica (S5)

É caracterizado por uma seqüência de ciclos semelhantes, em que cada ciclo consiste em um intervalo de partida bastante longo, capaz de elevar significativamente a temperatura do motor, um período de ciclo a carga constante seguido de um período de frenagem elétrica e, finalmente, um período de repouso o suficiente para que o motor atinja o seu equilíbrio térmico. A Figura 6.23 representa esta característica de funcionamento, sendo que o fator de ciclo é dado pela Equação (6.11).

$$F_{dc} = \frac{T_p + T_c + T_f}{T_p + T_c + T_r + T_f} \tag{6.11}$$

T_f – tempo de frenagem ou contracorrente.

f) Regime contínuo periódico com carga intermitente (S6)

É caracterizado por uma seqüência de ciclos semelhantes, em que cada ciclo compreende duas partes, sendo uma à carga constante e outra em funcionamento a vazio. A Figura 6.24 representa esta característica de funcionamento, sendo que o fator de duração do ciclo é dada pela Equação (6.12).

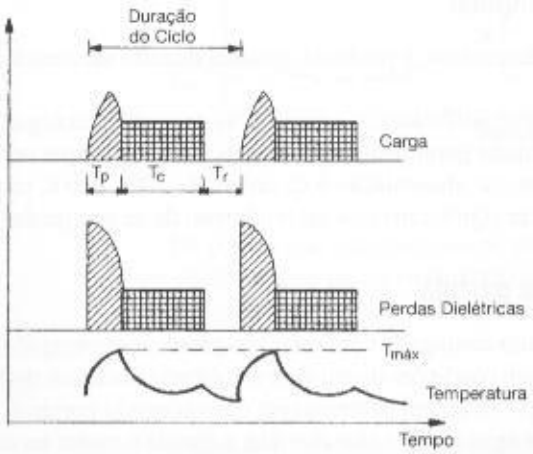


FIGURA 6.22
Regime de funcionamento S4

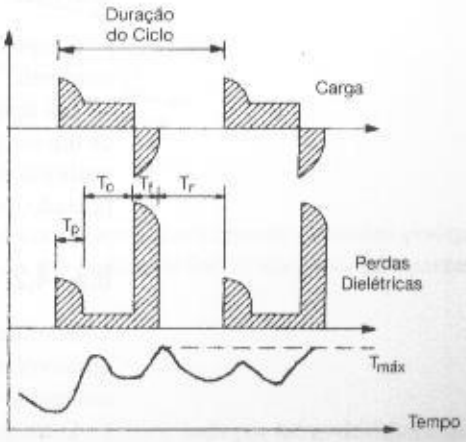


FIGURA 6.23
Regime de funcionamento S5

$$F_{dc} = \frac{T_c}{T_c + T_v} \tag{6.12}$$

T_v – tempo de funcionamento a vazio.

Este é um dos tipos de regime mais freqüentes na prática, também denominado regime intermitente com carga contínua.

De acordo com a normalização, existem ainda os regimes S7 – S8 – S9 – S10, dos quais o leitor poderá obter informações em leitura específica.

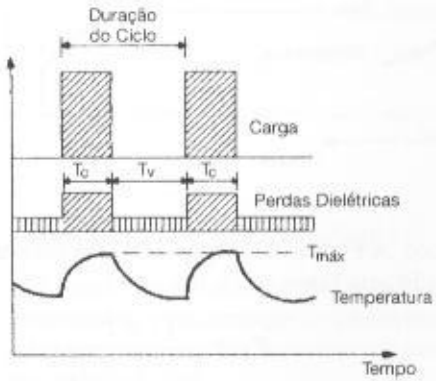


FIGURA 6.24
Regime de funcionamento S6

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (6.5)

Considerar um motor que trabalha durante três horas seguidas e depois pára durante uma hora (regime S3). Calcular o fator de duração do ciclo.

$$F_{dc} = \frac{3}{3+1} = 0{,}75 \quad \rightarrow \quad F_{dc} = 75\%$$

6.3.14 Conjugado Mecânico

Mede o esforço necessário que deve ter o motor para girar o seu eixo. É também conhecido como torque.

Existe uma estreita relação entre o conjugado mecânico e a potência desenvolvida pelo motor. Assim, se uma determinada quantidade de energia mecânica for utilizada para movimentar uma carga em torno do seu eixo, a potência desenvolvida depende do conjugado oferecido e da velocidade com que se movimenta essa carga.

O conjugado mecânico pode ser definido em diferentes fases do acionamento do motor, ou seja:

6.3.14.1 Conjugado nominal

É aquele que o motor desenvolve à potência nominal quando submetido à tensão e freqüência nominais.

Em tensões trifásicas desequilibradas, o componente de seqüência negativa da corrente provoca um torque negativo, situado geralmente em torno de 0,5% do torque nominal, quando o desequilíbrio de tensão no ponto de alimentação é da ordem de 10%. Isto é, na prática, pode ser desprezado, porém a influência significativa de tal fenômeno dá-se nas perdas ôhmicas do motor.

6.3.14.2 Conjugado de partida

Também conhecido como conjugado com rotor bloqueado ou conjugado de arranque, é aquele desenvolvido pelo motor sob condições de tensão e freqüência nominais durante a partida, e é normalmente expresso em kgf · m ou em percentagem do conjugado nominal.

O conjugado de partida deve ser de valor elevado, a fim de o motor ter condições de acionar a carga, desde a posição de inércia até a velocidade de regime em tempo reduzido.

No Capítulo 7, será abordado com maior detalhe este assunto.

6.3.14.3 Conjugado base

É aquele determinado de acordo com a potência nominal e velocidade síncrona (W_s) do motor e é, normalmente, obtido através da Equação (6.13).

$$C_b = \frac{716 \times P_{nm}}{W_s} \text{ (kgf} \cdot \text{m)} \tag{6.13}$$

P_{nm} – potência nominal do motor, em cv;
W_s – velocidade angular, em rpm.

6.3.14.4 Conjugado máximo

É o maior conjugado produzido pelo motor quando submetido às condições de tensão e freqüência nominais, sem, no entanto, ficar sujeito a variações bruscas de velocidade.

O conjugado máximo deve ter valor elevado capaz de superar satisfatoriamente os picos de carga eventuais, além de poder manter razoavelmente a velocidade angular quando da ocorrência de quedas de tensão momentâneas no circuito de suprimento.

6.3.14.5 Conjugado mínimo

É o menor conjugado na faixa de velocidade compreendida entre o conjugado nominal e o conjugado máximo, perante tensão e freqüência nominais.

6.3.14.6 Conjugado de aceleração

É o conjugado desenvolvido na partida do motor, desde o estado de repouso até a velocidade de regime. Observando as curvas da Figura 6.25, pode-se concluir que, durante a fase de aceleração, a curva do conjugado motor (C_m) é sempre superior à curva representativa do conjugado de carga (C_c). A diferença entre as curvas C_m e C_c fornece o conjugado de aceleração.

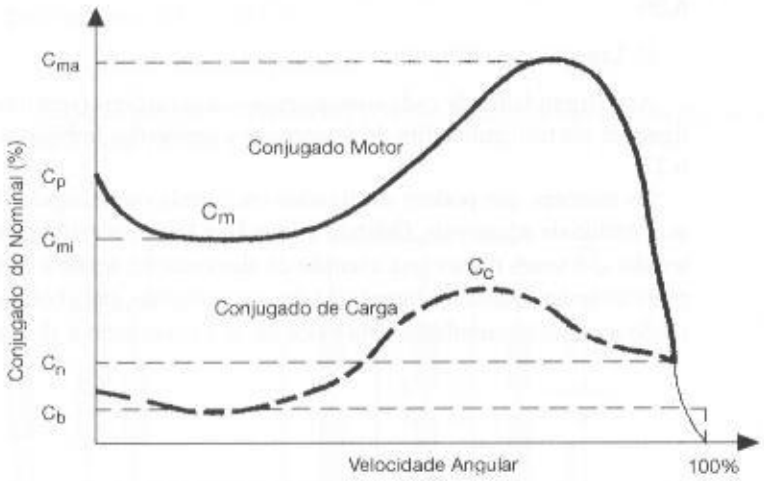


FIGURA 6.25
Conjugado × velocidade

Os pontos que caracterizam os diferentes tipos de conjugado anteriormente definidos podem ser determinados na curva de conjugado × velocidade, normalmente fornecida pelos fabricantes de motores.

6.3.15 Categoria

Indica as limitações dos conjugados máximo e de partida e é designada por letras devidamente normalizadas.

Este assunto será tratado com maiores detalhes no Capítulo 7.

6.3.16 Tipos de Ligação

Dependendo da maneira como são conectados os terminais das bobinas dos enrolamentos estatóricos, o motor pode ser ligado às redes de alimentação com diferentes valores de tensão. A maioria dos motores é fabricada para operar em circuitos trifásicos supridos por tensões de 220 V e 380 V, ou ainda 220 V e 440 V.

A identificação dos terminais de início e fim de uma bobina é feita somando-se 3 ao número que marca o início desta, obtendo-se o outro terminal correspondente. Isso pode ser observado nas Figuras 6.26 e 6.27, ou seja, ao terminal 1 soma-se 3 e obtém-se o terminal 4. Sempre os terminais 1-2-3 são utilizados para ligação à rede de suprimento.

Quando o motor é especificado para operar em tensões múltiplas, por exemplo, 220/380/440 V, a menor tensão, no caso 220 V, caracteriza a tensão nominal da bobina do motor e que não pode ser ultrapassada em qualquer tipo de ligação, sob pena de danificá-la.

As ligações normalmente efetuadas são:

6.3.16.1 Ligação em uma única tensão

a) Ligação em estrela

Cada enrolamento tem uma extremidade acessível (três terminais) e o motor é ligado na configuração estrela, conforme Figura 6.26, na qual os terminais 4 – 5 – 6 não são acessíveis.

b) Ligação em triângulo

Cada enrolamento tem uma extremidade acessível (três terminais) e o motor é ligado na configuração triângulo, conforme Figura 6.27, na qual os terminais 4 – 5 – 6 não são acessíveis.

6.3.16.2 Ligação em dupla tensão

a) Ligação em estrela

As extremidades de cada enrolamento são acessíveis (seis terminais), permitindo que se façam ligações em estrela a fim de se adequar a tensão das bobinas à tensão da rede, conforme Figura 6.26.

b) Ligação em triângulo

As extremidades de cada enrolamento são acessíveis (seis terminais), permitindo que se façam ligações em triângulo a fim de se adequar a tensão das bobinas à tensão da rede, conforme Figura 6.27.

Os motores que podem ser ligados em estrela ou triângulo (Figuras 6.26 e 6.27) dispõem de seis terminais acessíveis. Quando a ligação é feita em estrela, cada bobina fica submetida a uma tensão $\sqrt{3}$ vezes menor que a tensão da alimentação, tendo a corrente circulante valor igual à corrente de linha. Quando a ligação é feita em triângulo, cada bobina fica submetida à tensão da rede, tendo a corrente circulante nela valor de $\sqrt{3}$ vezes menor do que a corrente de linha, ou seja:

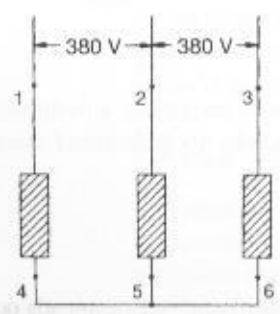


FIGURA 6.26
Ligação em estrela

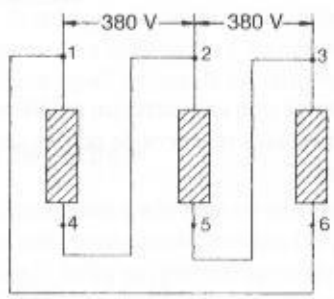


FIGURA 6.27
Ligação em triângulo

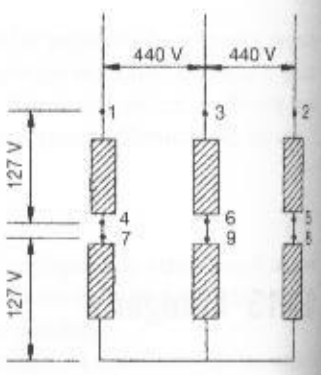


FIGURA 6.28
Ligação estrela-série

- Ligação estrela

$V_f = V_l/\sqrt{3}$

$I_f = I_l$

- Ligação triângulo

$V_f = V_l$

$I_f = I_l/\sqrt{3}$

É importante observar que nem todo o motor de dupla ligação estrela-triângulo pode ser acionado através de chave estrela-triângulo; isto depende da tensão nominal do sistema. Para citar um exemplo, um motor em cuja placa está indicada a ligação 220/380 V só pode ser conectado à rede de suprimento, partindo através de uma chave estrela-triângulo, se a tensão nominal do circuito for de 220 V. Para uma rede, cuja tensão nominal seja 380 V, o mesmo motor só pode ser conectado na ligação estrela. Para melhor identificar, basta caracterizar a menor tensão (no caso 220 V) como tensão de suprimento do motor, quando este está ligado em triângulo; a tensão superior (no caso, 380 V) deve ser a tensão da rede para o motor ligado em estrela.

c) Ligação estrela-série

O enrolamento de cada fase é dividido em duas partes (9 terminais). Ao se ligar duas dessas partes em série e depois conectá-las em estrela, cada bobina ficará submetida à tensão nominal de fase do motor, conforme Figura 6.28. Neste caso, nove terminais do motor são acessíveis.

d) Ligação dupla estrela paralelo

Da mesma forma anterior o enrolamento de cada fase é dividido em duas partes (nove terminais). Ao se conectar dois conjuntos de três bobinas em estrela e os dois conjuntos ligados em formação de dupla estrela, cada bobina ficará submetida à tensão nominal de fase do motor, conforme Figura 6.29. Neste caso, nove terminais do motor são acessíveis.

e) Ligação triângulo-série

Ligação conforme Figura 6.30. Nove terminais são acessíveis. A tensão nominal das bobinas pode ser em 127 ou 220 V.

f) Ligação triângulo paralelo

Ligação conforme Figura 6.31. Nove terminais são acessíveis. A tensão nominal das bobinas pode ser em 127 ou 220 V.

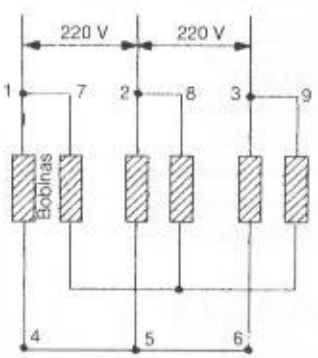


FIGURA 6.29
Dupla estrela paralelo

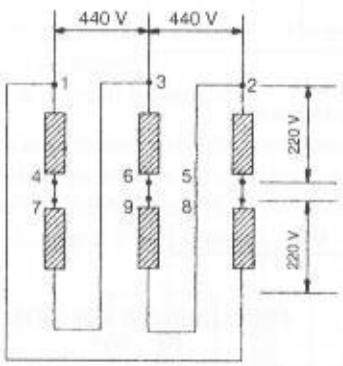


FIGURA 6.30
Triângulo série

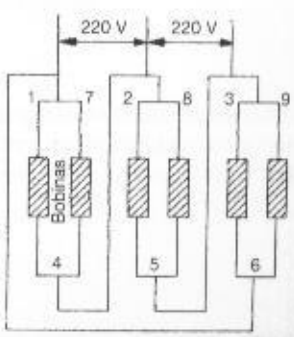


FIGURA 6.31
Triângulo paralelo

6.3.16.3 Ligação em tripla tensão nominal

O enrolamento de cada fase é dividido em duas partes, podendo ser ligadas em série-paralelo. Todos os terminais das bobinas, num total de doze, são acessíveis, permitindo ligar o motor em várias tensões de rede, como, por exemplo, 220/380/440/760 V.

a) Ligação em triângulo-paralelo

Conforme Figura 6.32.

b) Ligação estrela-paralelo

Conforme Figura 6.33.

c) Ligação triângulo-série

Conforme Figura 6.34.

d) Ligação estrela-série

Conforme Figura 6.35.

Relativamente à rede de suprimento, as tensões de placa do motor devem ser assim definidas:

- a primeira tensão corresponde à ligação em triângulo-paralelo: Figura 6.32 (220 V);
- a segunda tensão corresponde à ligação estrela-paralelo: Figura 6.33 (380 V);
- a terceira tensão corresponde à ligação em triângulo-série: Figura 6.34 (440 V);
- a quarta tensão corresponde à ligação em estrela-série: Figura 6.35 (760 V).

As tensões colocadas em parênteses referem-se à tensão da rede a que será ligado um motor cujas tensões nominais de placa são: 220/380/440/760 V. Observe que a tensão de 760 V, por norma, está fora do limite da classe 600 V; portanto, apenas indica a possibilidade de ligação em estrela-triângulo. Esses motores normalmente têm custos mais elevados.

A Tabela 6.2 orienta a ligação de motores trifásicos, relacionando as tensões nominais de placa com a correspondente tensão nominal da rede de alimentação, indicando a possibilidade de acionamento dos mesmos através de chave estrela-triângulo. Cabe observar que esses motores podem partir diretamente da rede ou através de chaves compensadoras.

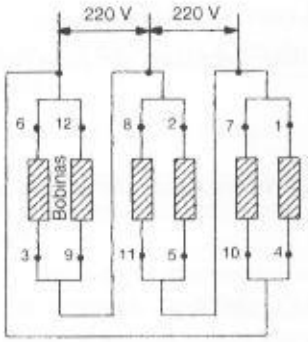


FIGURA 6.32
Triângulo-paralelo

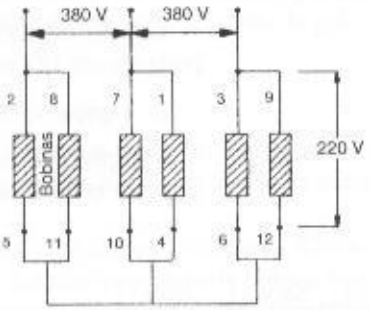


FIGURA 6.33
Estrela-paralelo

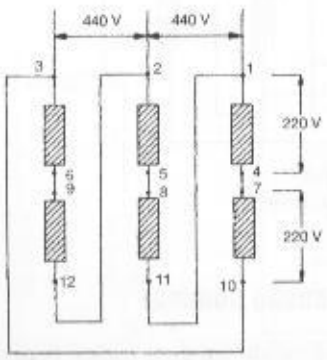


FIGURA 6.34
Triângulo-série

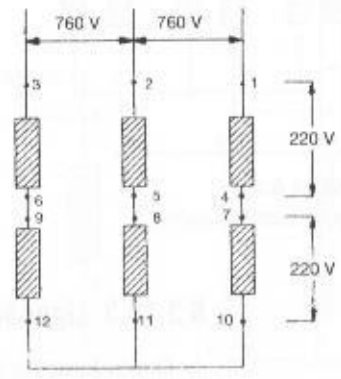


FIGURA 6.35
Estrela-série

TABELA 6.2
Possibilidade de ligação de motores de indução através de chave estrela-triângulo

Ligação dos Enrolamentos (V)	Tensão de Alimentação	Partida com Chave Estrela-triângulo
220/380	220	Possível em 220 V
220/380	380	Não é possível
220/380/440	220	Possível em 220 V
220/380/440	380	Não é possível
220/380/440	440	Não é possível
380/660	380	Possível em 380 V
220/380/440/760	220	Possível em 220 V
220/380/440/760	380	Não é possível
220/380/440/760	440	Possível em 440 V

A Tabela 6.3 fornece as principais características dos motores de indução de rotor em curto-circuito. Vale ressaltar que estes são valores médios e podem variar, em faixas estreitas, para cada fabricante, dependendo de sua tecnologia e projeto construtivo.

6.3.17 Formas Construtivas

6.3.17.1 Aspectos dimensionais

As dimensões dos motores no Brasil seguem a norma NBR 5432 que está de acordo com a normalização da *International Electrotechnical Commission* – IEC-72.

Esta norma toma como base as dimensões de montagem de máquinas elétricas e atribuem letras designando determinadas distâncias mostradas na Figura 6.36, conforme especificado.

- H – é a altura do plano da base ao centro da ponta do eixo;
- C – é a distância do centro do furo dos pés do lado da ponta do eixo ao plano do encosto da ponta do eixo. Esta dimensão está associada ao valor H;
- B – é a dimensão axial da distância entre centros dos furos dos pés. A cada dimensão de H podem ser associadas várias dimensões B, o que permite reconhecer motores mais *longos* e mais *curtos*;
- A – é a dimensão entre os centros dos furos dos pés, no sentido frontal;
- D – diâmetro do eixo do motor;
- E – dimensão externa do eixo do motor.

As normas padronizam as dimensões dos motores usando a simbologia dada pelas letras vistas anteriormente. Assim, utilizando-se uma tabela dimensional de motores, pode-se identificar que o motor designado por 160M (ABNT) tem H = 160 mm; A = 254 mm; B = 210 mm; C = 108 mm; K = 15 mm; ϕD = 42 mm e E = 110 mm.

6.3.17.2 Formas construtivas normalizadas

A norma NBR 5031 padroniza as diversas formas construtivas dos motores, tomando como base o arranjo de suas partes em relação à fixação, à ponta do eixo e à disposição dos mancais.

De acordo com a NBR 5432, a caixa de ligação de um motor deve ser instalada de forma que a sua linha de centro passe por um setor compreendido entre a parte superior do motor e 10 graus abaixo da linha de centro horizontal do lado direito, quando o motor for visto pelo lado do acionamento. A Figura 6.37 mostra algumas das diversas formas construtivas normalizadas tanto para montagem horizontal como para montagem vertical.

TABELA 6.3
Motores assíncronos trifásicos com rotor em curto-circuito

Potência Nominal	Potência Ativa	Corrente Nominal		Velocidade (rpm)	Fator de Potência	Relação Inp/In	Relação Cp/Cn	Conjugado Nominal	Rotor Bloqueado	Rendimento	Momento de Inércia
cv	kW	220 V	380 V				%	kgf · m	s	%	kg · m²
						II pólos					
1	0,7	3,3	1,9	3.440	0,76	6,2	180,0	0,208	7,1	0,81	0,0016
3	2,2	9,2	5,3	3.490	0,76	8,3	180,0	0,619	6,0	0,82	0,0023
5	4	13,7	7,9	3.490	0,83	9,0	180,0	1,020	6,0	0,83	0,0064
7,5	5,5	19,2	11,5	3.480	0,83	7,4	180,0	1,540	6,0	0,83	0,0104
10	7,5	28,6	16,2	3.475	0,85	6,7	180,0	2,050	6,0	0,83	0,0179
15	11	40,7	23,5	3.500	0,82	7,0	180,0	3,070	6,0	0,83	0,0229
20	15	64,0	35,5	3.540	0,73	6,8	250,0	3,970	6,0	0,83	0,0530
25	18,5	69,0	38,3	3.540	0,82	6,8	300,0	4,960	6,0	0,86	0,0620
30	22	73,0	40,5	3.535	0,88	6,3	170,0	5,960	6,0	0,89	0,2090
40	30	98,0	54,4	3.525	0,89	6,8	220,0	7,970	9,0	0,90	0,3200
50	37	120,0	66,6	3.540	0,89	6,8	190,0	9,920	10,0	0,91	0,3330
60	45	146,0	81,0	3.545	0,89	6,5	160,0	11,880	18,0	0,91	0,4440
75	55	178,0	98,8	3.550	0,89	6,9	170,0	14,840	16,0	0,92	0,4800
100	75	240,0	133,2	3.560	0,90	6,8	140,0	19,720	11,0	0,93	0,6100
125	90	284,0	158,7	3.570	0,90	6,5	150,0	24,590	8,9	0,93	1,2200
150	110	344,0	190,9	3.575	0,90	6,8	160,0	29,460	27,0	0,93	1,2700
						IV pólos					
1	0,7	3,8	2,2	1.715	0,65	5,7	200,0	0,420	6,0	0,81	0,0016
3	2,2	9,5	5,5	1.720	0,73	6,6	200,0	1,230	6,0	0,82	0,0080
5	4	13,7	7,9	1.720	0,83	7,0	200,0	2,070	6,0	0,83	0,0091
7,5	5,5	20,6	11,9	1.735	0,81	7,0	200,0	3,100	6,0	0,84	0,0177
10	7,5	26,6	15,4	1.740	0,85	6,6	190,0	4,110	8,3	0,86	0,0328
15	11	45,0	26,0	1.760	0,75	7,8	195,0	6,120	8,1	0,86	0,0433
20	15	52,0	28,8	1.760	0,86	6,8	220,0	7,980	7,0	0,88	0,0900
25	18,5	64,0	35,5	1.760	0,84	6,7	230,0	9,970	6,0	0,90	0,1010
30	22	78,0	43,3	1.760	0,83	6,8	235,0	11,970	9,0	0,90	0,2630
40	30	102,0	56,6	1.760	0,85	6,7	215,0	15,960	10,0	0,91	0,4050
50	37	124,0	68,8	1.760	0,86	6,4	300,0	19,950	12,0	0,92	0,4440
60	45	150,0	83,3	1.765	0,86	6,7	195,0	23,870	12,0	0,92	0,7900
75	55	182,0	101,1	1.770	0,86	6,8	200,0	29,750	15,0	0,92	0,9000
100	75	244,0	135,4	1.770	0,87	6,7	200,0	39,670	8,3	0,92	1,0600
125	90	290,0	160,9	1.780	0,87	6,5	250,0	49,310	14,0	0,94	2,1000
150	110	350,0	194,2	1.780	0,87	6,8	270,0	59,170	13,0	0,95	2,5100
180	132	420,0	233,1	1.785	0,87	6,5	230,0	70,810	11,0	0,95	2,7300
200	150	470,0	271,2	1.785	0,87	6,9	230,0	80,000	17,0	0,95	2,9300
220	160	510,0	283,0	1.785	0,87	6,5	250,0	86,550	15,0	0,95	3,1200
250	185	590,0	327,4	1.785	0,87	6,8	240,0	95,350	15,0	0,95	3,6900
300	220	694,0	385,2	1.785	0,88	6,8	210,0	118,020	24,0	0,96	6,6600
380	280	864,0	479,5	1.785	0,89	6,9	210,0	149,090	25,0	0,96	7,4000
475	355	1.100,0	610,5	1.788	0,89	7,6	220,0	186,550	26,0	0,96	9,1000
600	450	1.384,0	768,1	1.790	0,89	7,8	220,0	265,370	29,0	0,96	12,1000

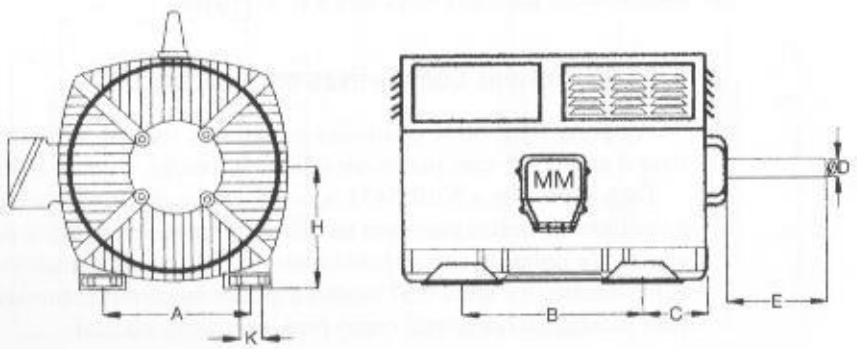


FIGURA 6.36
Aspectos dimensionais dos motores

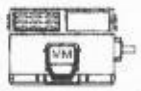
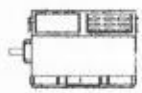
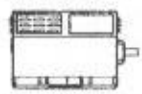
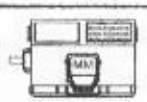
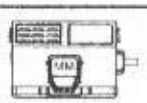
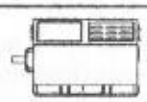
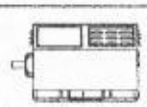
Figura	Simbolo Correspondente a			
	ABNT NBR-5031	DIN 42950	Carcaça	Fixação ou Montagem
	B3E	B3	Com Pés	Montada sobre Estrutura
	B3D			
	B5E	B5	Sem Pés	Fixada no Flange
	B5D			
	B35E	B3/B5	Com Pés	Montada sobre Subestrutura pelos Pés, com Fixação Suplementar pelo Flange
	B35D			
	B14E	B14	Sem Pés	Fixado pelo Flange
	B14E			

FIGURA 6.37
Algumas formas construtivas normalizadas

6.3.18 Placa de Identificação

A placa de identificação dos motores é o elemento mais rápido que se utiliza para se obter as informações principais necessárias à sua operação adequada. A Figura 6.38 mostra a placa de identificação de um motor WEG.

Com exceção do MOD (modelo), os demais dados são características técnicas de fácil identificação. Para decifrar o conteúdo do campo MOD deve-se conhecer o seu significado. Tomando como exemplo a placa de identificação mostrada na Figura 6.38, tem-se:

DRM MOTORES S.A
RUA MONSELHOR SALAZAR, 1344
FORTALEZA - CEARÁ
CGCMF 65879141/0001-00
INDÚSTRIA BRASILEIRA

MOTOR DE INDUÇÃO TRIFÁSICO

kW 450	Hz 60				FS 1,15	
cv 600	PRIMÁRIO				COS 0,91	
MOD KBF355C	V 380	A 768,1		LIG Y	AMB 40°C	
RPM 1778	V	A			ALT 1000 M	
CAT	V	A			T 80°C	
ISOL F	SECUNDÁRIO					
REG S1	A	A		LIG Y		
NR						
ABNT NBR - 7094						

FIGURA 6.38
Placa de identificação de um motor WEG

- 1.ª letra: linha de fabricação do motor, variando de K a F
- 2.ª letra: tipo do motor
  - A: motor em anéis;
  - B: motor de gaiola.
- 3.ª letra: sistema de refrigeração
  - A: aberto;
  - F: trocador de calor ar-ar;
  - W: trocador de calor ar-água;
  - I: ventilação forçada independente com trocador de calor ar-ar;
  - D: autoventilado por dutos;
  - T: ventilação forçada independente por dutos;
  - L: ventilação forçada independente com trocador de calor ar-água;
  - V: ventilação forçada independente aberta;
  - Número: representa a carcaça (355, 400 etc.);
- 4.ª letra: furação dos pés (L, A, B, C, D, E).

6.4 MOTOFREIO TRIFÁSICO

É constituído por um motor trifásico de indução acoplado a um freio monodisco. O motor, em geral, é fabricado totalmente fechado, provido de ventilação externa, enquanto o freio, constituído por duas pastilhas e com o mínimo de partes móveis, desenvolve baixo aquecimento devido ao atrito, sendo resfriado pelo sistema de ventilação do motor. O conjunto motor e freio forma uma unidade compacta.

O freio é acionado por um eletroímã, cuja bobina opera normalmente dentro de uma faixa de tensão de $\pm 10\%$, sendo alimentada por uma fonte externa de corrente contínua constituída por uma ponte retificadora suprida pela rede elétrica local.

A alimentação do eletroímã é controlada pela chave de comando do motor. Toda vez que o motor é desligado a alimentação do eletroímã é interrompida, provocando o deslocamento das molas de pressão contra a armadura do eletroímã que pressiona as pastilhas de metal sinterizado alojadas no disco de frenagem, solidamente preso ao eixo do motor. Dessa forma, as pastilhas são comprimidas pelas duas superfícies de atrito, sendo uma formada pela tampa e a outra pela própria armadura do eletroímã, conforme pode ser observado pela Figura 6.39.

Para que a armadura se desloque pela ação da mola é necessário que a força eletromagnética seja superior à força exercida pela mola, o que ocorre quando o motor é energizado. Quando o motor é acionado, o eletroímã é também energizado atraindo a sua armadura na direção oposta à força da mola, permitindo ao disco de frenagem girar livre sem atrito.

O motofreio é comumente utilizado nas mais diferentes atividades industriais, onde haja necessidade de paradas rápidas para requisitos de segurança, além de precisão no posicionamento das máquinas. Podem-se citar alguns tipos de aplicação de motofreio em diferentes atividades de produção: guindastes, elevador, pontes-rolantes, transportadores, bobinadeiras, teares etc.

Deve-se evitar a aplicação de motofreio em atividades em que possam provocar a penetração de partículas abrasivas, tais como água, óleo e outros derivados congêneres, de forma a reduzir a eficiência do sistema de frenagem ou mesmo danificá-lo. Podem ser utilizados em qualquer posição.

A fim de manter a unidade de frenagem dentro de suas características nominais, é necessário determinar a potência desenvolvida pela mesma durante um determinado ciclo de operação e comparar com os valores de placa. Todo o calor gerado pelo atrito durante a operação de frenagem deve ser retirado pelo sistema de ventilação do motor.

A potência dissipada resultante do atrito do sistema de frenagem pode ser dado pela Equação (6.14).

$$P_a = \frac{J_{mc} \times N_{rpm}^2 \times N_{oph}}{657 \times 10^3 \times T_f} \text{ (W)} \tag{6.14}$$

J_{mc} – momento de inércia do motor com a carga referida ao eixo do motor, em kg · m²;
N_{rpm} – rotação do motor, em rpm;
N_{oph} – número de operações por hora;
T_f – fração de tempo do motor, em funcionamento, em horas.

A Tabela 6.4 fornece as características dos freios de fabricação WEG.

TABELA 6.4
Características técnicas dos freios WEG

Carcaça ABNT	Pólos	Tempo de Atuação (ms)[1]			Conjugado de Frenagem (N · m)	Potência Máxima de Frenagem P(W)	Consumo de Potência pelo Freio (W)	Corrente Absorvida pelo Freio (A)	N.º Operações até a Próxima Reajustagem do Entreferro
		Frenagem Lenta	Frenagem Média	Frenagem Rápida					
71	II	350	200	80	15	55	30	0,14	200.000
	IV	250				40			500.000
	VI	200				30			900.000
	VIII	150				25			1.200.00
80	II	450	250	120	20	70	35	0,16	80.000
	IV	350				45			350.000
	VI	250				40			650.000
	VIII	200				30			1.000.000
90 S/L	II	650	300	170	25	100	40	0,20	60.000
	IV	500				75			250.000
	VI	400				55			550.000
	VIII	280				45			1.000.000
100 L	II	700	350	220	40	150	50	0,25	60.000
	IV	550				100			250.000
	VI	450				85			550.000
	VIII	300				60			1.000.000
112 M	II	800	450	250	70	250	60	0,30	50.000
	IV	600				150			150.000
	VI	450				120			300.000
	VIII	350				100			600.000
132 S/M	II	1.000	600	300	80	400	100	0,50	30.000
	IV	800				250			110.000
	VI	600				170			250.000
	VIII	400				150			450.000
160 M/L	II	1.200	800	370	160	550	120	0,55	20.000
	IV	1.000				300			80.000
	VI	850				230			150.000
	VIII	600				200			320.000

[1] Tempo decorrido entre o instante da interrupção da corrente e o início da frenagem.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (6.6)

Determinar a potência dissipada por atrito desenvolvida por um motofreio constituído por um motor 25 cv/IV pólos/380 V, escorregamento de 1,1%, sabendo-se que o freio é acionado 30 vezes por hora, perfazendo neste período um total de uso de 10 minutos de duração.

$$T_f = 1\text{ h} - \frac{10}{60}\text{ h} = 1 - 0{,}166 = 0{,}834\text{ h}$$

$$P_a = \frac{1{,}0812 \times 1.780^2 \times 30}{657 \times 10^3 \times 0{,}834} = 187{,}5\text{ W}$$

$J_{mc} = 0{,}1010 + 0{,}9802 = 1{,}0812\text{ kg} \cdot \text{m}^2$ (valores conhecidos pelo usuário)

$$N_{rpm} = 1.800 - \frac{1{,}1 \times 1.800}{100} = 1.780\text{ rpm}$$

Conclui-se que é necessário usar uma carcaça 132S/MIV pólos em conformidade com a Tabela 6.4.

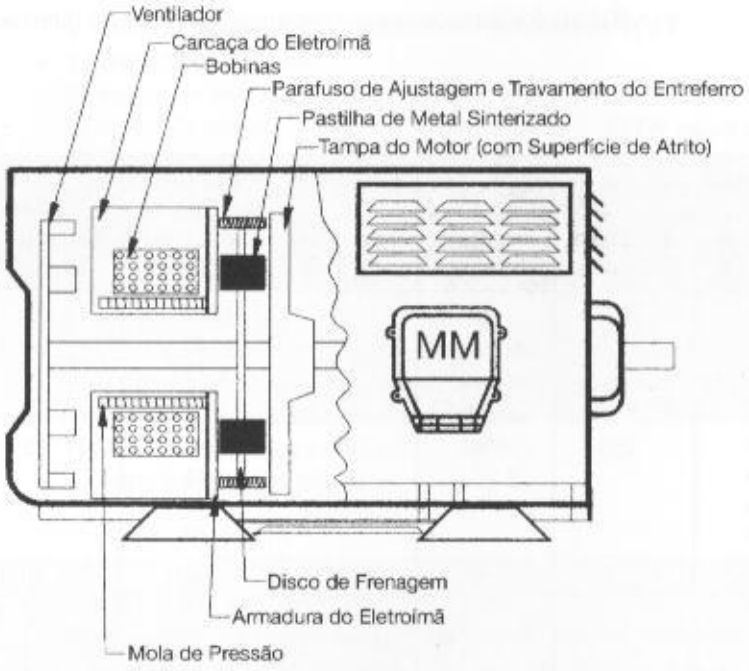


FIGURA 6.39
Motofreio trifásico

Os motofreios podem ser ligados, em geral, de três diferentes modos.

a) Ligação para condição de frenagem lenta

A ponte retificadora é alimentada diretamente dos terminais do motor, em conformidade com a Figura 6.40, sendo esta a forma de ligação padronizada de fábrica.

b) Ligação para a condição de frenagem média

A ponte retificadora é alimentada a partir da rede local, de corrente alternada, sendo que este circuito é conectado a um contato auxiliar do contator de comando do motor, garantindo-se que o freio seja ligado ou desligado conjuntamente com o motor, de acordo com a Figura 6.41.

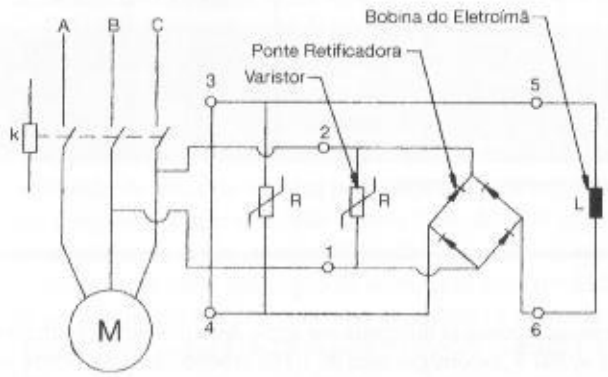


FIGURA 6.40
Condição de frenagem lenta

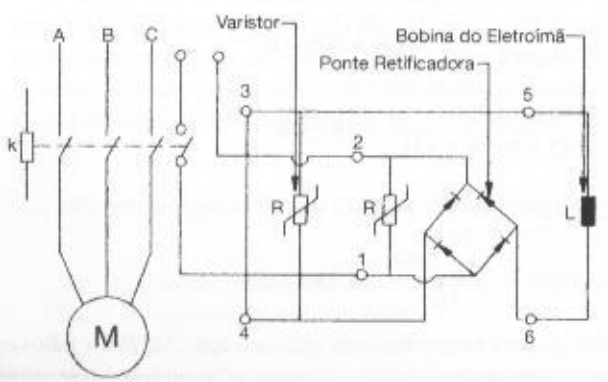


FIGURA 6.41
Condição de frenagem média

c) Ligação para a condição de frenagem rápida

A ponte retificadora é alimentada a partir da rede local de corrente alternada, porém, o circuito de alimentação de corrente contínua da referida ponte é conectado a um contato auxiliar N.A. do contator de comando do motor, de acordo com a Figura 6.42.

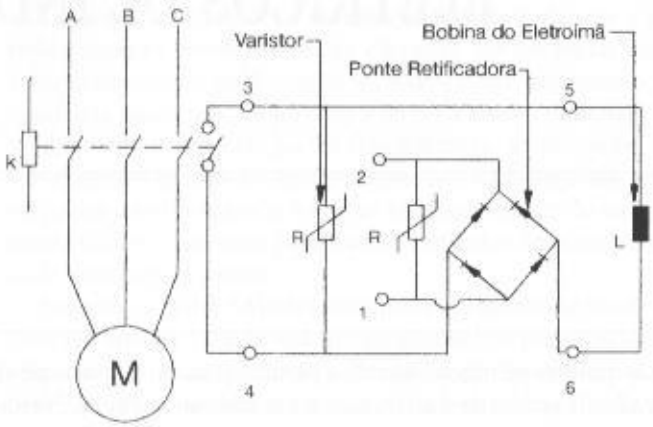


FIGURA 6.42
Condição de frenagem rápida

Para se obter uma parada do motofreio mais suave, pode-se diminuir o conjugado de frenagem, retirando-se parte da quantidade das molas do freio. Dessa forma, o conjugado de frenagem nominal pode ser induzido na proporção da quantidade de molas retiradas e do mínimo de molas originais do freio, sendo que as referidas molas devem ser retiradas de forma simétrica a partir de suas posições em torno do eixo do freio.

6.5 MOTORES DE ALTO RENDIMENTO

Os fabricantes de motores elétricos tem buscado nos últimos anos aumentar o rendimento dos motores elétricos. Esses motores utilizam materiais de melhor qualidade e, para a mesma potência no eixo, consomem menos energia durante um mesmo ciclo de operação.

Os motores de alto rendimento são dotados das seguintes características:

- uso de chapas magnéticas de aço silício de qualidade superior, que proporcionam a redução da corrente de magnetização e, conseqüentemente, aumentam o rendimento do motor;
- uso de maior quantidade de cobre nos enrolamentos, permitindo reduzir as perdas Joule;
- alto fator de enchimento das ranhuras, proporcionando uma melhor dissipação do calor gerado pelas perdas internas;
- tratamento térmico do rotor, reduzindo as perdas suplementares;
- dimensionamento adequado das ranhuras do rotor e anéis de curto-circuito, permitindo reduzir as perdas Joule.

Com base nas considerações anteriores, os motores de alto rendimento operam com temperaturas inferiores às dos motores convencionais, permitindo maior capacidade de sobrecarga e resultando um fator de serviço normalmente superior a 1,10.

Quando se processa uma auditoria energética numa indústria, normalmente se estuda a conveniência econômica de substituição de alguns motores de construção convencional por motores de alto rendimento. Estes estudos recaem principalmente sobre os motores que operam continuamente.

Teoricamente, o rendimento dos motores pode crescer e atingir um número muito próximo à unidade, porém a um custo comercialmente insuportável para o comprador.

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS

7.ª EDIÇÃO

JOÃO MAMEDE FILHO

Engenheiro eletricista

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1988-1990)

Ex-Diretor de Operação da Companhia Energética do Ceará — Coelce (1991-1994)

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1995-1998)

Ex-Presidente do Comitê Coordenador de Operações do Norte-Nordeste — CCON

Ex-Presidente da Nordeste Energia S.A. — Nergisa (1999-2000)

Atual Presidente da CPE — Consultoria e Projetos Elétricos

Professor de Eletrotécnica Industrial da Universidade de Fortaleza — Unifor (desde 1979)

LTC
EDITORA

CAPÍTULO 7

PARTIDA DE MOTORES ELÉTRICOS DE INDUÇÃO

7.1 INTRODUÇÃO

Os motores elétricos, durante a partida, solicitam da rede de alimentação uma corrente de valor elevado, da ordem de 6 a 10 vezes a sua corrente nominal. Nestas condições, o circuito, que inicialmente fora projetado para transportar a potência requerida pelo motor, é solicitado agora pela corrente de acionamento durante um certo período de tempo. Em conseqüência, o sistema fica submetido a uma queda de tensão normalmente muito superior aos limites estabelecidos para o funcionamento em regime, podendo provocar sérios distúrbios operacionais nos equipamentos de comando e proteção, além de afetar o desempenho da iluminação, notadamente a incandescente.

Os equipamentos de comando, tais como os contatores, podem operar diante de uma queda de tensão, de acordo com os valores normativos ou com a especificação do próprio fabricante. Também, os motores síncronos e assíncronos, quando submetidos a tensões inferiores aos limites estabelecidos, podem parar por perda de sincronismo ou por insuficiência de conjugado motor.

A Tabela 7.1 fornece os valores percentuais de tensão sob os quais os motores e diversos dispositivos de comando podem operar indevidamente.

Em virtude dos motivos expostos, durante a elaboração de um projeto de instalação elétrica industrial devem ser analisados, dentre os motores de potência elevada, aqueles que podem degradar a operação em regime normal do sistema, a fim de aplicar a solução adequada do método de partida ou dimensionar circuitos exclusivos. Estes circuitos tanto podem ser alimentados do QGF, como diretamente de um transformador, também exclusivo.

Ao contrário do que muitos pensam, a partida dos motores não afeta praticamente em nada o valor da demanda e o consumo de energia elétrica, já que a demanda vista pelo medidor é integralizada no tempo de 15 min, muito superior ao tempo de partida dos motores, normalmente da ordem de 0,5 a 10 s, enquanto o consumo em kWh também é extremamente pequeno, tendo em vista o baixo fator de potência de partida num tempo de pouca expressividade.

Durante a elaboração de um projeto industrial, é de suma importância verificar a possibilidade de partida simultânea de dois ou mais motores de potência muito elevada capaz de provocar graves perturbações na instalação. Medidas preventivas devem ser tomadas de modo a evitar tal fenômeno, cujo assunto será tratado com detalhes mais adiante.

TABELA 7.1
Limites da tensão percentual e seus efeitos no sistema

Tensão de V_{nm} (%)	Conseqüências
85	Tensão abaixo da qual os contatores da classe 600 V não operam
76	Tensão em que os motores de indução e síncronos deixam de operar, quando funcionando a 115% de sua potência nominal
71	Tensão em que os motores de indução deixam de operar, quando em funcionamento a plena carga
67	Tensão em que motores síncronos deixam de operar

Em algumas instalações industriais, certas máquinas, como os compressores de ar, são instaladas de tal modo que, quando há falta momentânea de energia, os seus respectivos motores retornam automaticamente ao estado de operação após o distúrbio. Se estes motores estiverem ligados a dispositivos de partida que permitam um baixo conjugado e a carga solicitar um alto conjugado de partida, então há grandes possibilidades de estes motores serem danificados se não houver um apropriado sistema de proteção.

Como já mencionado, a iluminação é afetada durante a partida dos motores que solicitam da rede correntes demasiadamente elevadas. As lâmpadas fluorescentes sofrem pouca influência comparativamente às lâmpadas incandescentes. No entanto, são suscetíveis de apagar se a tensão resultante da partida for inferior a 85% da tensão nominal.

Ao contrário das lâmpadas fluorescentes, as lâmpadas incandescentes não apagam quando submetidas a quedas de tensão excessivas. Estão sujeitas, porém, ao fenômeno de cintilação, que prejudica a uniformidade do fluxo luminoso diante de um observador. A cintilação, ou simplesmente *flicker*, é tolerada para valores limitados do número de partidas dos motores num determinado intervalo de tempo.

Segundo a NBR 5410/04 recomenda, a queda de tensão durante a partida de um motor não deve ultrapassar 10% de sua tensão nominal no ponto de instalação do dispositivo de partida correspondente, desde que respeitados os limites previstos para a queda de tensão fornecidos na Tabela 3.21. Pode-se adotar uma queda de tensão superior a 10% em casos específicos, quando são acionadas cargas de alto conjugado resistente, desde que a tensão mínima das bobinas da chave de partida seja inferior à tensão resultante durante a partida do motor.

7.2 INÉRCIA DAS MASSAS

Inicialmente, deve-se conhecer o conceito de carga. Genericamente, pode-se definir carga de um motor como o conjunto de massa formado pelos componentes da máquina que está em movimento e firmemente preso ao eixo do motor.

As cargas acionadas pelos motores elétricos podem ser classificadas de duas diferentes formas:

a) Carga com conjugado constante

É aquela que apresenta o mesmo valor de conjugado durante toda a faixa de variação de velocidade a que é submetido o motor. Nesse caso, a demanda de potência cresce linearmente com a variação da velocidade. Como exemplo, podem ser citados os laminadores, os elevadores de carga, esteira transportadora etc.

b) Carga com potência constante

É aquela em que o conjugado inicial é elevado, reduzindo-se de forma exponencial durante toda a faixa de variação da velocidade. Nesse caso, a demanda de potência permanece constante com a variação da velocidade. Como exemplo, podem ser citadas as bobinadeiras de fios ou de chapas, cujo diâmetro da bobina varia ao longo do processo, necessitando maior conjugado motor para maiores diâmetros e menor conjugado motor para menores diâmetros. Quando o diâmetro da bobinadeira aumenta, a velocidade do motor deve diminuir e vice-versa, mantendo-se, assim, constante a velocidade periférica da bobinadeira.

Agora, pode-se conhecer o conceito de momento de inércia das massas. Assim, o rotor dos motores elétricos apresenta uma determinada massa que *resiste* à mudança de seu estado de movimento. Logo, o rotor *reage* quando, submetido a uma determinada rotação, é obrigado a acelerar. A partir destas considerações básicas, percebe-se que a inércia do rotor é um obstáculo à sua aceleração. Da mesma forma pode-se considerar o movimento das massas que estão ligadas ao eixo do motor, no caso a carga, e que, como o rotor, *resiste* à mudança de movimentos.

O momento de inércia é uma característica fundamental das massas girantes e que pode ser definida como a resistência que os corpos oferecem à mudança de seu movimento de rotação em torno de um eixo considerado, que, no caso do rotor, é a sua própria massa, cuja unidade de medida é o kg · m². A inércia a ser vencida pelo motor é dada pela Equação (7.1).

$$J_{mc} = J_m + J_c \text{ (kg} \cdot \text{m}^2\text{)} \tag{7.1}$$

J_m – momento de inércia do rotor do motor;
J_c – momento de inércia da carga.

7.2.1 Momento de Inércia do Motor (J_m)

Depende do tipo, do fabricante e é função do projeto do motor. Seu valor típico pode ser encontrado na Tabela 6.3.

7.2.2 Momento de Inércia da Carga (J_c)

É um valor particularmente característico do tipo de carga do motor. A NBR 7094 fornece a expressão que permite determinar o valor máximo do momento de inércia J_c, que deve ter uma determinada carga a ser acoplada ao eixo de um motor de potência nominal P_{nm} com N_p de pares de pólos, ou seja:

$$J_c = 0{,}04 \times P_{nm}^{0,9} \times N_p^{2,5} \quad (\text{kg} \cdot \text{m}^2) \tag{7.2}$$

P_{nm} – potência nominal do motor, em kW;
N_p – número de pares de pólos do motor.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.1)

Considerar um motor cuja potência nominal seja de 50 cv/380 V, 1V pólos. Determinar o momento de inércia máximo que deve ter a carga a ser acoplada ao seu eixo.

$J_c = 0{,}04 \times (0{,}736 \times 50)^{0,9} \times 2^{2,5} = 5{,}80\ (\text{kg} \cdot \text{m}^2)$

A inércia da carga determina o aquecimento do motor durante a partida, devendo-se, portanto, limitar o acionamento ao que estabelece a NBR 7094.

Quando a carga é acoplada ao eixo do motor através de polia, engrenagem ou através de qualquer acoplamento que permita que a sua rotação seja diferente da do motor, pode-se determinar o seu momento de inércia em relação ao eixo do motor através da Equação (7.3).

$$J_{cm} = J_c \times \left(\frac{W_c}{W_{nm}}\right)^2 \tag{7.3}$$

J_{cm} – momento de inércia da carga em relação ao eixo do motor;
W_{nm} – velocidade angular nominal do eixo do motor, em rpm;
W_c – velocidade angular do eixo da carga, em rpm.

A Figura 7.1 mostra um exemplo de acoplamento indireto entre carga e motor.

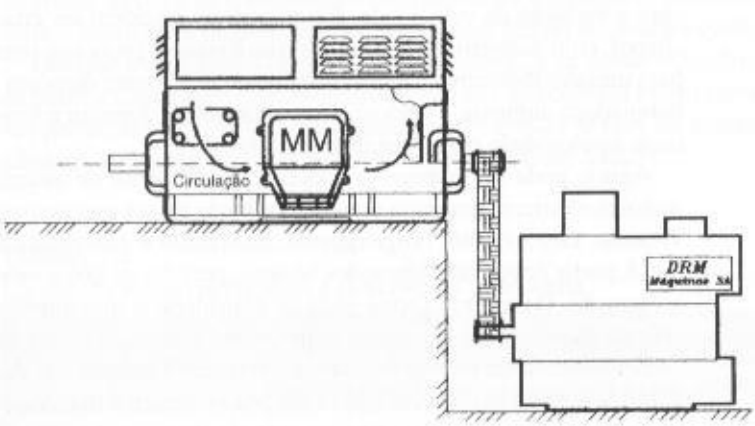


FIGURA 7.1
Acoplamento indireto motor-carga

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.2)

Supondo que uma carga esteja acoplada ao eixo do motor de 50 cv mencionado anteriormente, determinar o momento de inércia do conjunto, sabendo-se que a carga é ligada ao motor através de uma polia que lhe permite uma rotação de 445 rpm.

$$J_{cm} = 5{,}80 \times \left(\frac{445}{1.780}\right)^2 = 0{,}362 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$$

$W_{ns} = 1.800 - 1.800 \times 0{,}011 = 1.780$ rpm

$S = 1{,}1\%$ (escorregamento do motor)

7.3 CONJUGADO

Os motores elétricos quando ligados apresentam um esforço que lhes permite girar o seu eixo. A este esforço dá-se o nome de *conjugado do motor*. Já a carga acoplada *reage* a este esforço negativamente, ao que se dá o nome de *conjugado de carga* ou conjugado resistente.

7.3.1 Conjugado do Motor

Todo motor dimensionado para acionar adequadamente uma determinada carga acoplada ao seu eixo necessita, durante a partida, possuir em cada instante um conjugado superior ao conjugado resistente de carga.

A curva do conjugado motor deve guardar uma distância da curva do conjugado resistente durante o tempo de aceleração do conjunto (motor-carga) até que o motor adquira a velocidade de regime. Este intervalo de tempo é especificado pelo fabricante, acima do qual o motor deve sofrer sobreaquecimento, podendo danificar a isolação dos enrolamentos.

Por esse motivo, cuidados especiais devem ser tomados na utilização de dispositivos de partida com redução de tensão. Nessas circunstâncias, o conjugado motor é reduzido, enquanto o conjugado da carga não é alterado. Como conseqüência, o tempo de aceleração é aumentado e, sendo superior ao tempo de rotor bloqueado, pode danificar o motor.

A Especificação Brasileira de Motores de Indução, que leva no Sistema Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial o número NBR 7094, define as características de partida dos motores, que, em seguida, são analisadas resumidamente:

a) Categoria N

Abrange os motores de aplicação geral que acionam a maioria das cargas de utilização prática. Os motores enquadrados nesta categoria apresentam conjugado de partida normal e corrente de partida elevada.

No dimensionamento de motores da categoria N, é aconselhável estabelecer o conjugado mínimo superior em pelo menos 30% ao conjugado resistente da carga. Em situações críticas, pode-se admitir um conjugado mínimo de 15%.

b) Categoria H

Abrange os motores que acionam cargas cujo conjugado resistente durante a partida é de valor aproximado ao conjugado nominal. Os motores enquadrados nesta categoria apresentam conjugado de partida elevado e corrente de partida normal.

c) Categoria D

Abrange os motores que acionam cargas cujo conjugado resistente durante a partida é de valor elevado. Os motores enquadrados nesta categoria apresentam conjugado de partida muito elevado e corrente de partida normal.

A Figura 7.2 apresenta, esquematicamente, as curvas características de *conjugado* × *velocidade* dos motores de indução, segundo as categorias mencionadas.

7.3.1.1 Conjugado médio do motor

Muitas vezes, para facilidade de cálculo, é desejável substituir a curva de conjugado do motor C_m pelo seu valor médio C_{mm}, conforme representado na Figura 7.3. Neste caso, a soma das áreas A1 e A2 deve ser igual à área A3. Cada categoria de motor obviamente apresenta uma expressão que determina o valor médio de seu conjugado, ou seja:

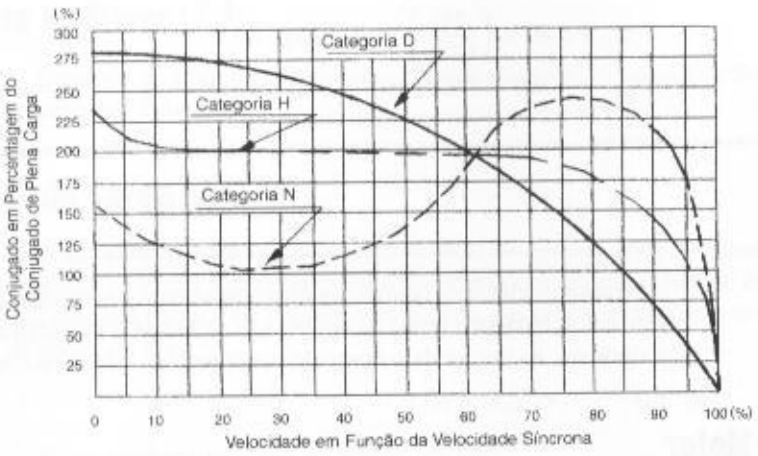


FIGURA 7.2
Curvas típicas conjugado × velocidade

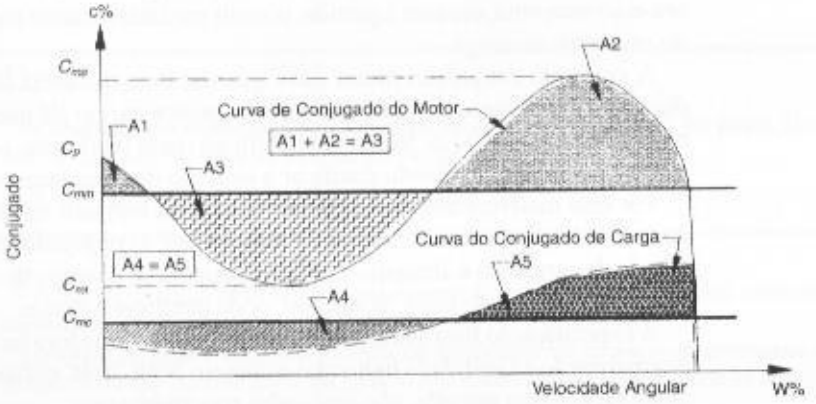


FIGURA 7.3
Curvas de conjugado do motor e de carga

a) Motores de categoria N e H

$$C_{nm} = 0{,}45 \times (C_p + C_{mr}) \tag{7.4}$$

b) Motores de categoria D

$$C_{nm} = 0{,}60 \times C_p \tag{7.5}$$

7.3.2 Conjugado da Carga

O conjugado da carga pode reagir de diferentes formas, de acordo com a Equação (7.6).

$$C_c = C_i + \alpha \times W_{nm}^{\beta} \tag{7.6}$$

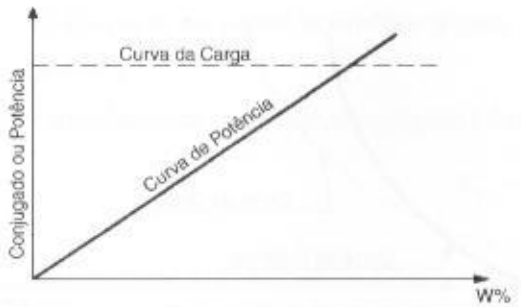
C_c – conjugado da carga, em kgf · m; ou N · m ou, ainda, em % de C_{nm};
C_i – conjugado da carga em repouso, ou seja, no instante da partida ou conjugado inercial em kgf · m; ou N · m, ou, ainda, em % de C_{nm}. É obtido diretamente dos gráficos dos conjugados da carga apresentados nos catálogos dos respectivos fabricantes das máquinas: bombas, por exemplo;
W_{nm} – velocidade angular em qualquer instante a que está submetido o motor, em rps, considerando-se que a carga está diretamente solidária ao eixo do motor;
α – constante que depende das características da carga;
β – constante que depende da natureza da carga (bombas, ventiladores, britadores etc.).

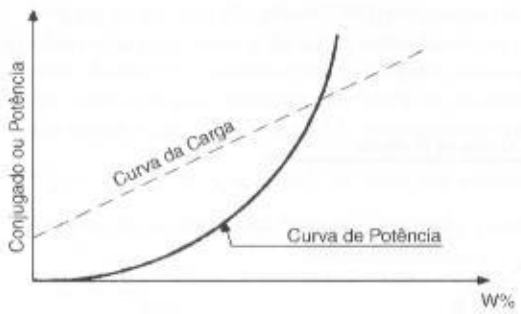
A partir do valor de β, define-se a forma da curva do conjugado da carga, ou seja:

a) Conjugado da carga constante

É definido para $\beta = 0$. Podem ser tomadas como exemplo as cargas acionadas por guindastes, britadores etc. Sua representação gráfica é dada na Figura 7.4, ou seja:

GURA 7.4
onjugado da carga constante





IGURA 7.5
Conjugado da carga linear

$C_c = C_i + \alpha \times W_{nm}^0$

$C_c = C_i + \alpha$ (constante)

Nesse caso, a potência requerida pela carga aumenta na mesma proporção da velocidade angular, ou seja:

$$P_c = K \times W_{nm} \tag{7.7}$$

K – constante que depende da carga.

b) Conjugado de carga linear

É aquele definido para $\beta = 1$. Podem ser tomadas como exemplo a serra para madeira, calandras etc. Sua representação gráfica é dada na Figura 7.5, ou seja:

$C_c = C_i + \alpha \times W_{nm}$ (linear)

Nesse caso, a potência varia com o quadrado da velocidade, ou seja:

$$P_c = C_i \times W_{nm} + K \times W_{nm}^2 \tag{7.8}$$

c) Conjugado da carga parabólico

É aquele definido para $\beta = 2$. Podem ser tomadas como exemplo as bombas centrífugas, ventiladores, compressores, exaustores, misturadores centrífugos etc. Sua representação gráfica é dada na Figura 7.6, ou seja:

$C_c = C_i + \alpha \times W_{nm}^2$ (parabólico)

Nesse caso, a potência varia com o cubo da velocidade, ou seja:

$$P_c = C_i \times W_{nm} + K \times W_{nm}^3 \tag{7.9}$$

d) Conjugado da carga hiperbólico

É aquele definido para $\beta = -1$. Podem ser tomados como exemplo os tornos elétricos, as bobinadeiras de fio, fresas etc. Sua representação gráfica é dada na Figura 7.7, ou seja:

$C_i = 0$

$$C_c = \frac{\alpha}{W_{nm}} \text{ (hiperbólico)}$$

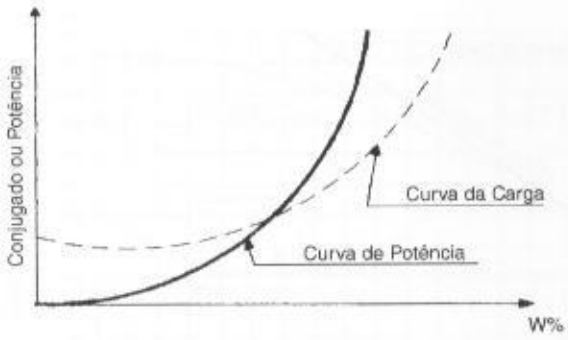


FIGURA 7.6
Conjugado da carga parabólico

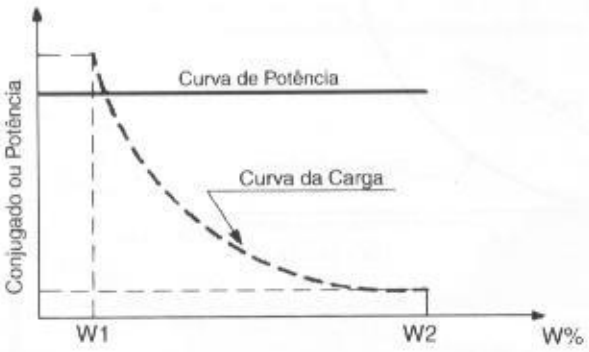


FIGURA 7.7
Conjugado da carga hiperbólico

Nesse caso, a potência permanece constante, ou seja:

$P_c = K$ (constante)

Como todos os valores da Equação (7.6) já foram facilmente identificados, fica, por conseguinte, determinado o valor de α.

7.3.2.1 Conjugado da carga médio

O conjugado da carga médio pode reagir de diferentes formas, de acordo com a Equação (7.10).

$$C_{mc} = C_i + \alpha \times \frac{W_{nm}^{\beta}}{\beta + 1} \tag{7.10}$$

W_{nm} – velocidade angular a que está submetida a carga que, neste estudo, é considerada solidária ao eixo do motor e, portanto, ambos submetidos à mesma velocidade.

Semelhantemente ao conjugado médio do motor, pode-se determinar o conjugado médio da carga, C_{mc}, representado na Figura 7.3. Nesse caso, as áreas A4 e A5 devem ser iguais. Com base na Equação (7.10), podem-se obter as seguintes expressões:

a) Cargas de conjugado constante (Figura 7.4)

$\beta = 0$

$$C_{mc} = C_i + \alpha \tag{7.11}$$

b) Cargas de conjugado linear (Figura 7.5)

$\beta = 1$

$$C_{mc} = C_i + 0{,}5 \times \alpha \times W_{nm} \tag{7.12}$$

c) Cargas de conjugado parabólico (Figura 7.6)

$\beta = 2$

$$C_{mc} = C_i + 0{,}33 \times \alpha \times W_{nm}^2 \tag{7.13}$$

d) Cargas de conjugado hiperbólico (Figura 7.7)

$\beta = -1$

Particularmente, nesse caso, o conjugado é dado com base na Equação (7.6) para $C_i = 0$, ou seja:

$$C_{mc} = \frac{\alpha}{W_{nm}} \tag{7.14}$$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.3)

Um motor de 50 cv/IV pólos/1.780 rpm, categoria N, aciona uma bomba centrífuga. Determinar os conjugados médios do motor e da carga, sabendo-se que o conjugado da carga em repouso é 25% do conjugado nominal do motor. A bomba, cujo conjugado nominal é de 16 mkgf, está acoplada diretamente ao eixo do motor, cujo conjugado máximo é de 240% do seu nominal.

De acordo com a Equação (7.13), o conjugado médio da carga vale:

$C_{mc} = C_i + 0{,}33 \times \alpha \times W_{nm}^2$ (o conjugado resistente das bombas é do tipo parabólico)

O valor de α é dado pela Equação (7.6) para a condição de $\beta = 2$.

$$\alpha = \frac{C_c - C_i}{W_{nm}^2}$$

$C_i = 25\% \times C_{nm}$
$C_i = 0{,}25 \times 19{,}95 = 4{,}98$ Kgf · m
$C_{nm} = 19{,}95$ kgf · m (Tabela 6.3)
$C_c = 16$ kgf · m
$W_{nm} = 1.780$ rpm (a velocidade angular da carga é a mesma velocidade do eixo do motor)

$$W_{nm} = 1.780 \text{ rpm} = \frac{1.780}{60} = 29{,}66 \text{ rps}$$

$$\alpha = \frac{16 - 4{,}98}{29{,}66^2} = 0{,}0125$$

$C_{mc} = 4{,}98 + 0{,}33 \times 0{,}0125 \times 29{,}66^2$
$C_{mc} = 8{,}6$ kgf · m

De acordo com a Equação (7.4), o conjugado médio do motor vale:

$C_{nm} = 0{,}45 \times (C_p + C_{mo})$
$C_{mo} = 240\% \, C_{nm}$
$C_{mo} = 2{,}4 \times 19{,}95 = 47{,}8$ kgf · m
$C_p = 3 \times C_{nm}$ (Tabela 6.3)
$C_p = 2 \times 19{,}95 = 59{,}85$ kgf · m
$C_{nm} = 0{,}45 \times (47{,}8 + 59{,}85)$
$C_{nm} = 107{,}6$ kgf · m2

7.3.2.2 Estimativa do conjugado da carga

Como será visto adiante, a escolha das chaves de partida dos motores necessita do conhecimento do comportamento do conjugado da carga ao longo do processo de partida. É muito difícil encontrar no catálogo do fornecedor da máquina a curva *conjugado* × *velocidade*. Afora do uso dos laboratórios especializados, o conjugado da carga pode ser determinado de forma aproximada, registrando-se os valores de corrente para as diferentes condições de operação do motor, desde o momento de sua partida até o momento de operação nominal. Além disso, deve-se fazer os mesmos registros nas condições de sobrecarga eventual. Para isso, pode-se aplicar a Equação (7.15), ou seja:

$$C_c = \frac{P_{nm} \times 0{,}736 \times 10^3}{\frac{2 \times \pi}{60} \times W_{nm}} \text{ (N · m)} \tag{7.15}$$

P_{nm} – potência nominal do motor, cv;
W_{nm} – velocidade angular do motor, em rpm.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.4)

Um motor de 100 cv/IV pólos/380 V aciona uma determinada carga. Foram registradas com um medidor digital de precisão as correntes durante o acionamento do motor, cujos valores estão expressos na Tabela 7.2. O rendimento do motor a plena carga vale 92%.

TABELA 7.2
Correntes registradas durante a aceleração do motor

Variação do Tempo (s)	Corrente (A)	Conjugado na Aceleração (kgf · m)
0:00	783	263
0:10	758	255
0:20	727	244
0:30	680	228
0:40	620	208
0:50	530	177
1:00	450	150
1:10	370	123
1:20	215	70
1:30	117	37

- Cálculo do conjugado nominal

$$C_c = \frac{P_{nm} \times 0,736 \times 10^3}{\frac{2 \times \pi}{60} \times W_{nm}} = \frac{100 \times 0,736 \times 10^3}{\frac{2 \times \pi}{60} \times 1.770} = 397 \text{ N} \cdot \text{m} \rightarrow C_c = 39,7 \text{ kgf} \cdot \text{m} = 397 \text{ N} \cdot \text{m}$$

- Cálculo da taxa de conjugado por corrente que produz torque

$I_{nm} = 117$ A (corrente nominal)
$\eta = 0,92$

– Corrente que produz torque motor

$$I_{toc} = \eta \times I_{nm} = 0,92 \times 117 = 107,6 \text{ A}$$

– Corrente que só produz perda

$$I_{per} = (1 - 0,92) \times 117 = 9,36 \text{ A}$$

– Conjugado que produz torque, por ampère

$$R_{ci} = \frac{397}{117} = 3,4 \text{ N} \cdot \text{m/A}$$

- Cálculo do conjugado durante a aceleração

– No momento da partida

$$C_{acel} = (783 - 9,36) \times 3,4 = 2.630 \text{ N} \cdot \text{m} \rightarrow C_{acel} = 263 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$

– A 50% da velocidade de aceleração

$$C_{acel} = (530 - 9,36) \times 3,4 = 1.770 \text{ N} \cdot \text{m} \rightarrow C_{acel} = 177 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$

– No final do período de aceleração ou conjugado nominal

$$C_{acel} = (117 - 9,36) \times 3,4 = 366 \text{ N} \cdot \text{m} \rightarrow C_{acel} = 37 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$

A Figura 7.8 mostra as curvas de conjugado e corrente durante a aceleração do motor. Já a Tabela 7.2 reproduz os dados da Figura 7.8.

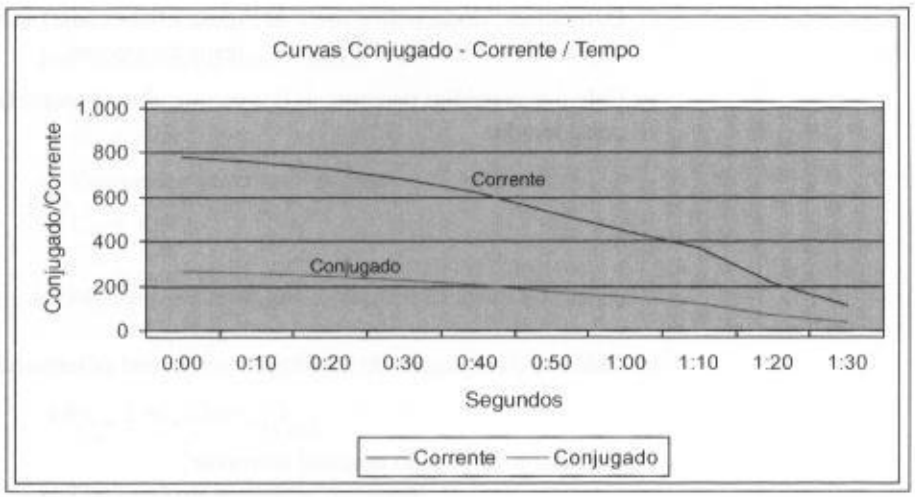


FIGURA 7.8
Curvas conjugado e corrente × tempo

7.4 TEMPO DE ACELERAÇÃO DE UM MOTOR

A determinação do tempo de aceleração de um motor acoplado a uma carga é baseada no conhecimento das curvas dos conjugados do motor e da carga traçadas num mesmo gráfico.

Divide-se a velocidade angular em intervalos de pequenos incrementos, calculando-se para cada incremento o tempo correspondente à aceleração nesses intervalos, com base no conjugado médio desenvolvido a cada incremento.

A seguir será explanada a metodologia de cálculo:

a) Conhecer os momentos de inércia do motor (J_m) e da carga (J_c) na unidade kg · m².

b) Conhecer as curvas dos conjugados do motor e da carga representadas genericamente no gráfico da Figura 7.9.

c) Escolher os incrementos percentuais e aplicá-los sobre a velocidade angular síncrona W_s. Normalmente, atribuem-se incrementos regulares de 10%, exceto para os intervalos da curva, onde os conjugados assumem valores de acentuada declividade.

$W_1 = 0 \times W_s$ rpm
$W_2 = 10\% \times W_s$ rpm

d) Determinar a diferença entre as velocidades.

$\Delta W = W_2 - W_1$ rpm

e) Determinar, pelo gráfico da Figura 7.9, os conjugados percentuais do motor (C_{m1}, C_{m2}) à velocidade angular W_1 e W_2, respectivamente.

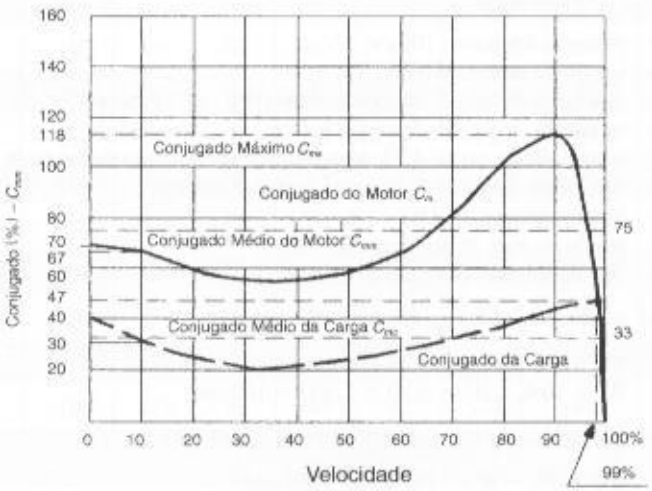


FIGURA 7.9
Curvas conjugado × velocidade do motor e da carga

f) Determinar, ainda, pelo gráfico da Figura 7.9, os conjugados, em percentagem, da carga (C_{c1}, C_{c2}) à velocidade angular W_1 e W_2, respectivamente.

g) Calcular as médias percentuais dos conjugados do motor (C_{mm}) e da carga (C_{mc}) no intervalo considerado.

$$C_{mm} = \frac{C_{m1} + C_{m2}}{2} \ (\%) \tag{7.16}$$

$$C_{mc} = \frac{C_{c1} + C_{c2}}{2} \ (\%) \tag{7.17}$$

h) Calcular o conjugado de aceleração percentual desenvolvido no intervalo considerado.

$$C_{acp} = C_{mm} - C_{mc} \ (\%) \tag{7.18}$$

i) Calcular o conjugado nominal do motor.

$$C_{mc} = \frac{0,716 \times P_{nm}}{W_{nm}} \ (\text{kgf} \cdot \text{m}) \tag{7.19}$$

P_{nm} – potência nominal do motor, em cv;
W_{nm} – velocidade angular nominal do motor, em rpm.

Os motores assíncronos, funcionando com carga nominal, possuem escorregamento variável entre 1 e 5%.

j) Calcular o conjugado de aceleração no intervalo considerado.

$$C_{ac} = C_{nm} \times C_{acp} \ (\text{kgf} \cdot \text{m}) \tag{7.20}$$

k) Calcular o tempo de aceleração do motor entre os instantes de velocidade angular W_1 e W_2.

$$T = \frac{J_{mc} + \Delta W}{94 \times C_{ac}} \ (\text{s}) \tag{7.21}$$

Esse processo se repete até o motor atingir a velocidade de regime. Por ser um método normalmente trabalhoso, é conveniente que seja elaborado um programa para computador. Quando não se deseja uma maior precisão no resultado, o tempo de aceleração pode ser obtido através dos conjugados médios do motor e da carga durante todo o intervalo de acionamento, isto é, do estado de repouso até a velocidade de regime.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.5)

Determinar o tempo de aceleração de um motor de categoria N, ao qual está acoplada uma bomba hidráulica, cujas curvas conjugado × velocidade estão mostradas na Figura 7.9. Os dados disponíveis do motor, da carga e do sistema são:

- potência do motor: 100 cv;
- tensão do motor: 380/660 V;
- momento de inércia do motor: 1,0600 kg · m² (Tabela 6.3);
- momento de inércia da carga: 9,4 kg · m² (valor dado);
- conjugado da carga: 47% do conjugado nominal do motor (veja gráfico da Figura 7.9);
- velocidade angular síncrona do motor: 1.800 rpm;
- escorregamento: 1,1%;
- tensão da rede de alimentação: 380 V;
- tipo de acionamento: direto da rede.

a) Incrementos percentuais

$W_1 = 0\% \times W_s = 0 \times 1.800 = 0$ rpm
$W_2 = 10\% \times W_s = 0,10 \times 1.800 = 180$ rpm

b) Variação da velocidade no intervalo de 0 a 10%

$\Delta W = W_2 - W_1 = 180 - 0 = 180$ rpm

c) Conjugados percentuais do motor

Pelo gráfico da Figura 7.9, tem-se:

$C_{m1} = 70\%$
$C_{m2} = 67\%$

d) Conjugados percentuais da carga

$C_{c1} = 40\%$
$C_{c2} = 30\%$

e) Médias percentuais dos conjugados do motor e da carga

$$C_{mm} = \frac{70 + 67}{2} = 68{,}5\%$$

$$C_{mc} = \frac{40 + 30}{2} = 35{,}0\%$$

f) Conjugado de aceleração percentual

$$C_{acp} = C_{mm} - C_{mc} = 68{,}5 - 35 = 33{,}5\% = 0{,}335$$

g) Conjugado nominal do motor

$$C_{nm} = \frac{716 \times P_{nm}}{W_{nm}} = \frac{716 \times 100}{1.780} = 40{,}2 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$

$$W_{nm} = 1.800 - \frac{1{,}1 \times 1.800}{100} = 1.780 \text{ rpm}$$

O conjugado nominal do motor pode também ser obtido a partir da Tabela 6.3, em função da velocidade nominal do motor, em rpm.

h) Conjugado de aceleração no intervalo considerado

$$C_{ac} = C_{nm} \times C_{acp} = 40{,}2 \times 0{,}335 = 13{,}47 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$

i) Tempo de aceleração do motor no intervalo considerado

$$T_{0\text{-}10} = \frac{J_{mc} \times \Delta W}{94 \times C_{ac}} = \frac{10{,}46 \times 180}{94 \times 13{,}47} = 1{,}48 \text{ s}$$

$J_{mc} = 1{,}0600 + 9{,}4 = 10{,}46 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$

TABELA 7.3
Determinação do tempo de aceleração

Intervalo		Itens Correspondentes ao Cálculo											
P_1	P_2	W_1	W_2	ΔW	C_{m1}	C_{m2}	C_{c1}	C_{c2}	C_{mm}	C_{mc}	C_{acp}	C_{ac}	C_a	T
0	10	0	180	180	70	67	40	30	68,5	35,0	33,5	40,22	13,47	1,48
10	20	180	360	180	67	62	30	23	64,5	26,5	38,0	40,22	15,28	1,31
20	30	360	540	180	62	54	23	20	58,0	21,5	36,5	40,22	14,68	1,36
30	40	540	720	180	54	50	20	21	52,0	20,5	31,5	40,22	12,67	1,58
40	50	720	900	180	50	57	21	22	53,5	21,5	32,0	40,22	12,87	1,55
50	60	900	1080	180	57	69	22	25	63,0	23,5	39,5	40,22	15,89	1,26
60	70	1080	1260	180	69	82	25	33	75,5	29,0	46,5	40,22	18,70	1,07
70	80	1260	1440	180	82	103	33	38	92,5	35,5	57,0	40,22	22,93	0,87
80	90	1440	1620	180	103	118	38	45	110,5	41,5	69,0	40,22	27,75	0,72
90	99	1620	1782	180	118	98	45	52	108,0	48,5	59,5	40,22	23,93	0,83
Tempo total da partida (s)														12,03

A aplicação dessa metodologia a cada intervalo de tempo considerado até o motor atingir a velocidade de regime permite calcular o tempo total gasto na partida. A formação da Tabela 7.3 auxilia a seqüência de cálculo.

O tempo total de aceleração do motor é $T = 12{,}03$ s.

Esse mesmo valor poderia ser obtido também com base nos valores médios de conjugado do motor e da carga, ou seja:

a) Conjugado médio do motor

Por se tratar de motor de categoria N, adotar a Equação (7.4).

$$C_{mm} = 0{,}45 \times (C_p + C_{mn})$$
$$C_p = K_1 \times C_{nn} = 0{,}70 \times 40{,}2 = 28{,}14 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$
$$K_1 = 70\% = 0{,}70 \text{ (gráfico da Figura 7.9)}$$
$$C_{nn} = 40{,}2 \text{ kgf} \cdot \text{m (Tabela 6.3)}$$
$$C_{mn} = K_1 \times C_{nn} = 1{,}18 \times 40{,}2 = 47{,}43 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$
$$K_2 = 118\% = 1{,}18 \text{ (gráfico da Figura 7.8)}$$
$$C_{mm} = 0{,}45 \times (28{,}14 + 47{,}43) = 34{,}0 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$

b) Conjugado médio da carga ou resistente

Por se tratar de uma carga de conjugado parabólico, adotar a Equação (7.13).

$$C_{mc} = C_i + 0{,}33 \times \alpha \times W_c^2$$
$$C_i = K_3 \times C_{nn} = 0{,}40 \times 40{,}2 = 16{,}08 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$
$$K_3 = 40\% = 0{,}40 \text{ (gráfico da Figura 7.9)}$$

Da Equação (7.6), toma-se o valor de α para $\beta = 2$.

$$\alpha = \frac{C_c - C_i}{W_{nn}^{\beta}} = \frac{18{,}9 - 16{,}08}{29{,}67^2} = 0{,}0032$$

$$C_c = 47{,}0\% \times C_{nn} = 0{,}47 \times 40{,}2 = 18{,}9 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$

$$W_c = \frac{1.800 - 0{,}011 \times 1.800}{60} = 29{,}67 \text{ rps}$$

$$W_{nn} = 29{,}67 \text{ rps (acoplamento direto: carga e motor)}$$
$$C_{mc} = 16{,}08 + 0{,}33 \times 0{,}0032 \times 29{,}67^2$$
$$C_{mc} = 17{,}0 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$

c) Tempo de aceleração

De acordo com a Equação (7.20), toma-se o valor do tempo de aceleração do motor.

$$T_{ac} = \frac{J_{mc} \times \Delta W}{94 \times C_{ac}} = \frac{10{,}46 \times 1.780}{94 \times 17{,}0} = 11{,}65 \text{ s}$$

$$C_{ac} = C_{mm} - C_{mc} = 34{,}00 - 17{,}0 = 17{,}0 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$

De forma imprecisa, esse valor ainda poderia ser obtido traçando-se aproximadamente os valores médios dos conjugados motor e da carga, conforme se mostra no gráfico da Figura 7.9, ou seja:

$C_{acp} = 75 - 33 = 42\%$ (valores marcados com aproximação no gráfico da Figura 7.9).

$$C_{ac} = 0{,}42 \times 40{,}2 = 16{,}88 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$

$$T_{ac} = \frac{J_{mc} \times \Delta W}{94 \times C_{ac}} = \frac{10{,}46 \times 1.780}{94 \times 16{,}88} = 11{,}73 \text{ s}$$

Observar que os três resultados são praticamente iguais. É importante também saber que os motores de indução trifásicos acionados sob carga plena apresentam um tempo total de aceleração variável entre 2 e 15 s, na maioria dos casos. Quando o acionamento é feito através de redução de tensão, o tempo de aceleração é função dos ajustes aplicados aos dispositivos de partida.

.1 Influência da Partida de um Motor sobre o Consumo e a Demanda de Energia Elétrica

A partida de um motor elétrico de indução pouco influencia no consumo e na demanda registrados no medidor de energia elétrica de uma instalação.

a) Influência sobre o consumo

O medidor de consumo de energia elétrica registra somente a potência ativa absorvida pela carga num intervalo de tempo determinado. Como o fator de potência de partida dos motores elétricos

de indução é muito pequeno, da ordem de 0,30 a 0,40, e o tempo de partida destes motores é também de valor reduzido, o consumo de energia no intervalo de partida é, conseqüentemente, muito pequeno.

b) Influência sobre a demanda

Muitas vezes se confunde a corrente de partida elevada, característica do acionamento dos motores elétricos de indução, com um conseqüente e proporcional aumento de demanda. Na realidade, mesmo o motor partindo no período de demanda máxima, o acréscimo de demanda é muito pequeno. Isto se deve ao fato de o medidor da concessionária de energia elétrica registrar a demanda máxima integrando todas as demandas transitórias no período de 15 min. Logo, a partida do motor, apesar de solicitar da rede uma corrente elevada, tem uma duração muito pequena quando comparada com o tempo de integração do medidor. Ademais, a corrente de partida é acompanhada de um fator de potência muito baixo. E como o medidor registra potência ativa, kW, e não potência aparente, kVA, a potência ativa envolvida neste transitório é relativamente pequena, quando comparada com a potência total solicitada pela rede de alimentação.

A partida com carga ou através de chaves de redução de tensão é, acentuadamente, mais lenta que a partida com motor a vazio ou utilizando dispositivos de partida direta. Ainda continuam válidas, porém, as afirmações anteriores, pois, mesmo que o intervalo de tempo na partida tenha sido ampliado, a potência ativa correspondente é severamente reduzida. Assim, é aconselhável desligar todos os motores ligados desnecessariamente, a fim de economizar energia elétrica. Para demonstrar a grandeza do acréscimo do consumo e demanda durante a partida de um motor de indução, veja o exemplo seguinte:

EMPLO DE APLICAÇÃO (7.6)

Considerar uma indústria dotada de várias cargas, dentre elas a de um motor de 200 cv/380 V – IV pólos acionado diretamente da rede. O consumo médio mensal da instalação é de 100.000 kWh e a demanda registrada de 685 kW no horário de ponta de carga. Determinar os acréscimos de consumo e demanda durante a partida do motor de 200 cv. Os valores da tarifa de consumo e demanda de energia estão contidos na Tabela 1.13. O tempo de partida do motor é de 2 s, o fator de potência 0,35.

a) Demanda de partida do motor, em kW

$$D_1 = \sqrt{3} \times V_{sm} \times I_{pm} \times \cos\psi = \sqrt{3} \times 0{,}38 \times 1.871{,}2 \times 0{,}35 = 431{,}05 \text{ kW}$$

$I_{pm} = K \times I_p = 6{,}9 \times 271{,}2 = 1.871{,}2$ A

$I_p = 271{,}2$ A (Tabela 6.3)

$K = 6{,}9$ (Tabela 6.3)

$\cos\psi = 0{,}35$ (valor de resultado prático)

b) Energia consumida no intervalo de partida de 2 s

$$E_{c1} = D_1 \times T_p = 431{,}05 = \frac{2}{3.600} = 0{,}239 \text{ kWh}$$

c) Energia consumida no intervalo de 15 min de integração do medidor

$$E_2 = 0{,}239 + 200 \times 0{,}736 \times \left(\frac{15 \times 60 - 2}{3.600}\right) = 36{,}95 \text{ kWh}$$

d) Demanda registrada pelo medidor no intervalo de 15 min considerando-se toda a carga da instalação ligada

$$D_m = \left(685 - 200 \times 0{,}736 + 36{,}95 \frac{\text{kWh}}{1/4 \text{ h}}\right) = 685{,}60 \text{ kW}$$

e) Acréscimo na fatura de energia

A conta de energia, sem considerar a partida do motor na hora de ponta, vale:

$$C_1 = 685 \times 3{,}23 + 100.000 \times 0{,}278 = \text{US\$ } 30.012{,}55$$

A conta de energia considerando a partida do motor na hora de ponta vale:

$$C_2 = 685{,}60 \times 3{,}23 + (100.000 + 0{,}239) \times 0{,}278 = \text{US\$ } 30.014{,}55$$

$$C_2 = \Delta C = C_2 - C_1 = 30.014{,}55 - 30.012{,}55 = \text{US\$ } 2{,}00$$

Vale ressaltar que nas próximas partidas durante aquele mês de leitura do medidor somente se contará o consumo correspondente, pois a demanda já atingiu o seu valor máximo e somente será afetada se for registrado o acionamento de um segundo motor no mesmo instante da partida da máquina de 200 cv. Para que o medidor não registre a partida simultânea de todos os motores, em muitas indústrias costuma-se desligar o disjuntor geral quando ocorre a falta de energia na rede de alimentação, o que não é necessário, na maioria delas, devido, normalmente, ao fato de os contatores e as chaves de partida com redução de tensão que ligam os referidos motores terem as suas bobinas ligadas a um autocontato auxiliar que impede a partida de qualquer máquina com o retorno da tensão de alimentação.

7.4.2 Influência de Partidas Freqüentes sobre a Temperatura de Operação do Motor

Durante a partida, a elevada corrente resultante provoca perdas excessivas nos enrolamentos estatóricos e rotóricos. Se o motor já está em operação e, portanto, aquecido à sua temperatura de regime, e se for desligado e logo em seguida religado, sem que haja tempo suficiente para a temperatura de suas partes ativas declinarem de um certo valor, este procedimento pode elevar a temperatura dos enrolamentos a níveis superiores àqueles indicados para a classe de isolação do motor.

Há muitas aplicações em que o motor funciona em ciclos de operação que leva a freqüentes acionamentos. Neste caso, é necessário especificar o motor para aquela atividade em particular. A verificação da capacidade do motor em funcionar para um ciclo de operação determinado pode ser obtida da seguinte forma:

a) Determinação do tempo de aceleração

Este procedimento já foi discutido na seção anterior.

b) Potência de perda nos enrolamentos durante a partida transformada em calor

- Enrolamentos estatóricos

$$P_e = \frac{3 \times R_e \times I_p^2}{1.000} \text{ (kW)} \tag{7.22}$$

R_e – resistência estatórica, em Ω;
I_p – corrente de partida, em A.

- Enrolamentos rotóricos

$$P_r = \frac{0,01974 \times J_{mc} \times W_s^2}{F^2 \times T_{ac}} \text{ (kW)} \tag{7.23}$$

W_s – velocidade angular síncrona do motor, em rpm;
F – freqüência da rede, em Hz;
J_{mc} – momento de inércia do motor e da carga em kg · m²;
T_{ac} – tempo de aceleração do motor, em s.

Logo, a potência de perda total na partida vale:

$$P_p = P_e + P_r$$

c) Potência de perda em regime normal

$$P_{rn} = P_{nm} \times 0,736 \times \frac{1 - \eta}{\eta} \tag{7.24}$$

P_{nm} – potência nominal do motor;
η – rendimento do motor.

d) Potência de perda eficaz referente à operação normal durante o ciclo de carga

$$P_{ef} = \sqrt{\frac{\sum (P_p^2 \times T_{ac} + P_{rn}^2 \times T_r)}{\Sigma T_c}} \text{ (kW)} \tag{7.25}$$

T_{ac} – tempo de aceleração do motor;

T_r – tempo de regime de operação normal, em s;
T_c – tempo total de um ciclo completo de operação, em s.

e) Temperatura do motor devida ao ciclo de operação

Neste caso, considera-se que a temperatura do ambiente esteja a 40°C. Logo, a elevação de temperatura acima da temperatura ambiente é de:

$$\Delta T_{op} = \frac{\Delta T_n \times P_{ef}}{P_m} \ (°C) \tag{7.26}$$

ΔT_{op} – elevação da temperatura acima da ambiente, em °C;
ΔT_n – elevação de temperatura nominal do motor, em °C.

A sobrelevação da temperatura nominal dos motores depende de sua classe de isolamento, cujos valores são dados na Tabela 7.4.

TABELA 7.4
Sobrelevação de temperatura nominal

Classe de Isolamento	Sobrelevação de Temperatura	Acréscimo para o Ponto Mais Quente	Limite da Temperatura
A	60	5	105
E	75	5	120
B	80	10	130
F	100	15	155
H	125	15	180

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.7)

Considerar um motor de 300 cv/380 V – IV pólos, cuja resistência do enrolamento estatórico é de 0,016 Ω/fase. O momento de inércia da carga está no limite da capacidade do motor. O escorregamento do motor é de 1, 1% e tem classe de isolação F. O ciclo de acionamento do motor é dado na Figura 7.10. Determinar a temperatura do motor para o ciclo de carga considerado.

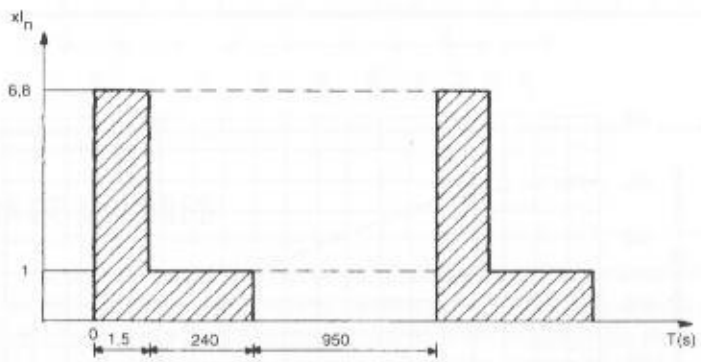


FIGURA 7.10
Ciclo de acionamento do motor

a) Momento de inércia da carga

De acordo com a Equação (7.2), tem-se:

$$J_c = 0{,}04 \times P_{nn}^{0,9} \times N_p^{2,5}$$
$$J_c = 0{,}04 \times (0{,}736 \times 300)^{0,9} \times 2^{2,5} = 29{,}12 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$$

b) Momento de inércia motor-carga

$$J_{mc} = J_m + J_c = 6{,}66 + 29{,}12 = 35{,}78 \text{ kg} \cdot \text{m}^2$$
$$J_m = 6{,}66 \text{ kg} \cdot \text{m}^2 \text{ (Tabela 6.3)}$$

c) Potência de perda nos enrolamentos durante a partida

- Enrolamentos estatóricos

$$P_e = \frac{3 \times R_s \times I_p^2}{1.000} = \frac{3 \times 0{,}016 \times 2.619{,}3^2}{1.000} = 329{,}31 \text{ kW}$$

$I_p = 6{,}8 \times I_{an}$ (Figura 7.10)
$I_p = 6{,}8 \times 385{,}2 = 2.619{,}3$ A

- Enrolamentos rotóricos

De acordo com a Equação (7.23), tem-se:

$$P_r = \frac{0{,}01974 \times 35{,}78 \times 1.800^2}{60^2 \times 1{,}5} = 423{,}77 \text{ kW}$$

$T_{ac} = 1{,}5$ s (Figura 7.10)

d) Potência total de perda na partida

$$P_p = P_e + P_r = 329{,}31 + 423{,}77 = 753{,}08 \text{ kW}$$

e) Potência de perda em regime normal

$$P_{rn} = P_{nn} \times 0{,}736 \times \frac{1-\eta}{\eta} = 300 \times 0{,}736 \times \frac{1-0{,}96}{0{,}96} = 9{,}2 \text{ kW}$$

$\eta = 0{,}96$ (Tabela 6.3)

f) Potência de perda eficaz

$$P_{ef} = \sqrt{\frac{\sum (P_p^2 \times T_{ac} + P_{rn}^2 \times T_r)}{\Sigma T_c}} = \sqrt{\frac{753{,}08^2 \times 1{,}5 + 9{,}2^2 \times 240}{1.191{,}5}}$$

$P_{ef} = 27{,}03$ kW
$T_r = 240$ s (Figura 7.10)
$T_c = 1{,}5 + 240 + 950 = 1.191{,}5$ s

g) Temperatura do motor devida ao ciclo de carga

$$\Delta T_{op} = \frac{\Delta T_n \times P_{ef}}{P_{nn}} = \frac{100 \times 27{,}03}{9{,}2} = 293{,}8°\text{C}$$

$\Delta T_n = 100°$C (Tabela 7.4)

Conclui-se que o motor fica submetido a uma temperatura muito superior ao limite de sua classe de isolação, no caso, 155°C. Portanto, é necessário alterar o ciclo de operação, permitindo um maior tempo entre cada ciclo.

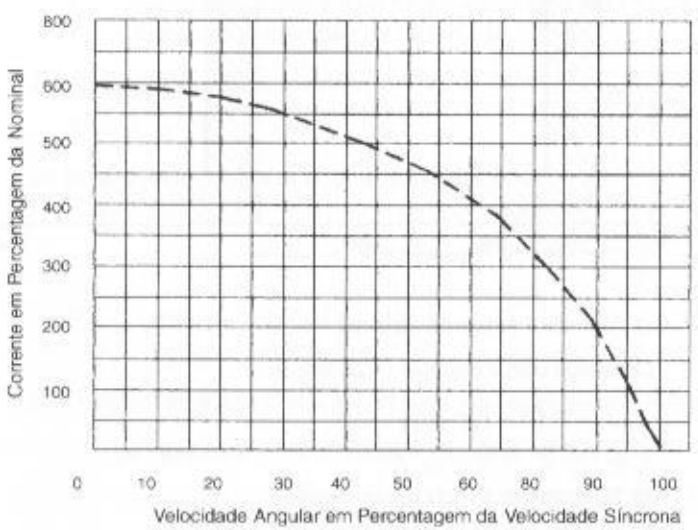


FIGURA 7.11
Curva corrente × velocidade angular de um motor

7.5 TEMPO DE ROTOR BLOQUEADO

É aquele durante o qual o motor pode permanecer com o rotor travado, absorvendo, neste período, a sua corrente nominal de partida sem afetar a sua vida útil.

O fabricante normalmente informa na *folha de dados* do motor o tempo de rotor bloqueado a partir da temperatura de operação, bem como a sua corrente de rotor bloqueado. Estes valores assumem uma importância fundamental na montagem do esquema de proteção dos motores.

O tempo de rotor bloqueado é calculado em função do gráfico *corrente* × *velocidade angular* fornecido pelo fabricante. Tomando-se os valores médios destas correntes para os intervalos de tempo de aceleração determinados, obtém-se a curva média *corrente* × *tempo de aceleração*. No ponto de inflexão dessa curva marca-se o tempo de aceleração que corresponde ao tempo de rotor bloqueado.

A curva *corrente* × *velocidade angular* é uma característica própria do motor. Já a curva *corrente* × *tempo de aceleração* é função da carga e do sistema utilizado para o acionamento do motor.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.8)

Tomando como base o Exemplo de Aplicação (7.5), determinar o tempo de rotor bloqueado do motor em questão.

Traça-se inicialmente a curva de conjugado aceleração × velocidade. Com base no gráfico da corrente × velocidade angular, dado na Figura 7.9 e na Tabela 7.3, dos tempos de aceleração, determina-se a curva média corrente × tempo de aceleração vista na Figura 7.12. O ponto T_{rb} mede o tempo de rotor bloqueado, que, no caso, é de 11,48 s, no ponto em que a curva mostra o seu ponto de inflexão.

Para exemplificar a determinação de um ponto no gráfico da Figura 7.12, considerar que o tempo de 1,48 s corresponde à velocidade de 10% da velocidade angular síncrona do gráfico da Figura 7.9. Com esse valor, obtém-se a corrente de partida que vale 5,7 vezes a corrente nominal.

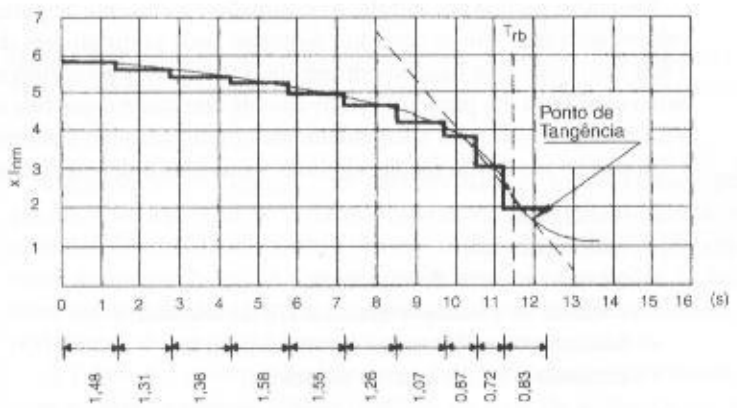


FIGURA 7.12
Curva média corrente × tempo de aceleração

7.6 SISTEMA DE PARTIDA DE MOTORES

A adoção de um sistema de partida eficiente pode ser considerada uma das regras básicas para se obter do motor uma vida útil prolongada, custos operacionais reduzidos, além de dar à equipe de manutenção da indústria tranqüilidade no desempenho das tarefas diárias.

Os critérios para a seleção do método de partida adequado envolvem considerações quanto à capacidade da instalação, requisitos da carga a ser considerada, além da capacidade do sistema gerador.

Os principais tipos de partida e suas características particulares serão objeto de estudo detalhado nas seções seguintes.

7.6.1 Partida Direta

É o método de partida mais simples em que não são empregados dispositivos especiais de acionamento do motor. Apenas são utilizados contatores, disjuntores ou chaves interruptoras.

Os motores somente podem partir diretamente da rede se forem satisfeitas as seguintes condições:

- a corrente nominal da rede é tão elevada que a corrente de partida do motor não é relevante;
- a corrente de partida do motor é de baixo valor porque a sua potência é pequena;
- a partida do motor é feita sem carga, o que reduz a duração da corrente de partida e, conseqüentemente, atenua os efeitos sobre o sistema de alimentação.

Os fatores que impedem a partida direta dos motores são:

- a potência do motor é superior ao máximo permitido pela concessionária local, normalmente estabelecida em 5 cv, quando a unidade de consumo é alimentada em baixa tensão pela rede da concessionária;
- a carga a ser movimentada necessita acionamento lento e progressivo.

7.6.2 Partida Através da Chave Estrela-triângulo

Em instalações elétricas industriais, principalmente aquelas sobrecarregadas, podem ser usadas chaves estrela-triângulo como forma de suavizar os efeitos de partida dos motores elétricos.

Como já observado, só é possível o acionamento de um motor elétrico através de chaves estrela-triângulo se este possuir seis terminais acessíveis e dispor de dupla tensão nominal, tal como 220/380 V ou 380/660 V.

O procedimento para o acionamento do motor é feito, inicialmente, ligando-o na configuração estrela até que este alcance uma velocidade próxima da velocidade de regime, quando, então, esta conexão é desfeita e executada a ligação em triângulo. A troca da ligação durante a partida é acompanhada por uma elevação de corrente, fazendo com que as vantagens de sua redução desapareçam se a comutação for antecipada em relação ao ponto ideal. A Figura 7.13 representa esquematicamente uma chave estrela-triângulo conectada aos terminais de um motor.

Durante a partida em estrela, o conjugado e a corrente de partida ficam reduzidos a 1/3 de seus valores nominais. Neste caso, um motor só pode partir através de chave estrela-triângulo quando o seu conjugado, na ligação em estrela, for superior ao conjugado da carga do eixo. Devido ao baixo conjugado de partida e relativamente constante a que fica submetido o motor, as chaves estrela-triângulo são mais adequadamente empregadas em motores cuja partida se dá em vazio.

A seguir, são apresentadas algumas vantagens e desvantagens das chaves estrela-triângulo:

a) Vantagens
- custo reduzido;
- elevado número de manobras;
- corrente de partida reduzida a 1/3 da nominal;
- baixas quedas de tensão durante a partida;
- dimensões relativamente reduzidas.

b) Desvantagens
- aplicação específica a motores com dupla tensão nominal e que disponham de pelo menos seis terminais acessíveis;

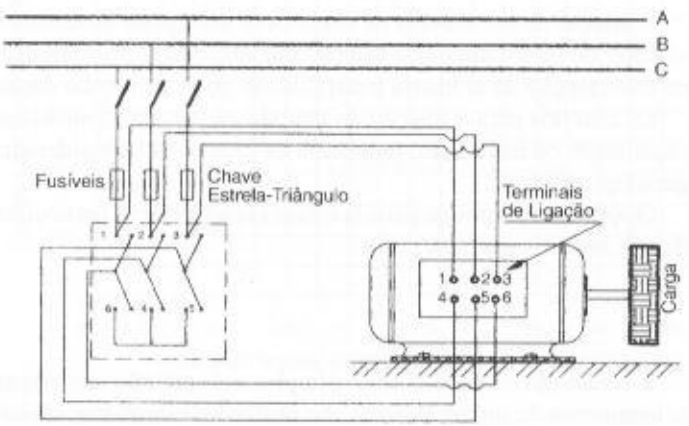


FIGURA 7.13
Esquema de ligação tripolar de chave estrela-triângulo

- conjugado de partida reduzido a 1/3 do nominal;
- a tensão da rede deve coincidir com a tensão em triângulo do motor;
- o motor deve alcançar, pelo menos, 90% de sua velocidade de regime para que, durante a comutação, a corrente de pico não atinja valores elevados, próximos, portanto, da corrente de partida com acionamento direto.

A Figura 7.14 caracteriza o diagrama que relaciona a corrente de partida pela corrente nominal quando o motor está submetido a um conjugado resistente M_r. Conectando-se o motor em estrela, este acelera a carga até a velocidade aproximada de 85% de sua rotação nominal, quando, neste ponto, a chave é levada à posição triângulo. Assim, a corrente, que era de praticamente 170% da nominal, alcança o valor de 380% da corrente nominal, não apresentando, portanto, redução significativa, já que na partida em estrela o seu valor atingiu 270% da corrente nominal. A Figura 7.15 mostra o comportamento do conjugado do motor em percentagem do nominal relativamente à sua velocidade de acionamento.

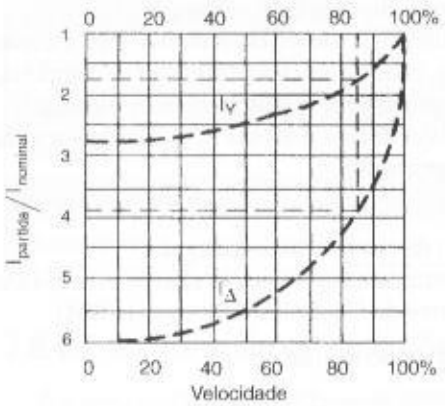


FIGURA 7.14
Curvas corrente × velocidade

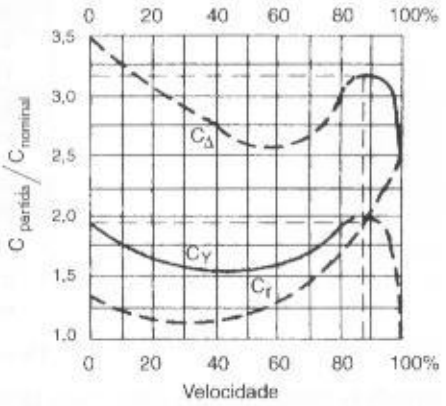


FIGURA 7.15
Curvas conjugado × velocidade

Observando-se a Figura 7.15, característica do mesmo motor, partindo na conexão em estrela e acelerando agora até 95% da velocidade nominal, obtém-se uma corrente de partida de 130% da nominal. Quando neste ponto a chave é comutada para a ligação em triângulo, a corrente atinge o valor de apenas 290% da nominal, melhorando as condições do acionamento. Se o acionamento fosse direto da rede, a corrente atingiria o valor de 600% da nominal. A Figura 7.17 mostra o comportamento do conjugado motor nas mesmas circunstâncias.

A Tabela 6.2 orienta a ligação de motores trifásicos, relacionando as tensões nominais de placa com a correspondente tensão nominal da rede de alimentação, indicando a possibilidade de acionamento dos mesmos através de chave estrela-triângulo.

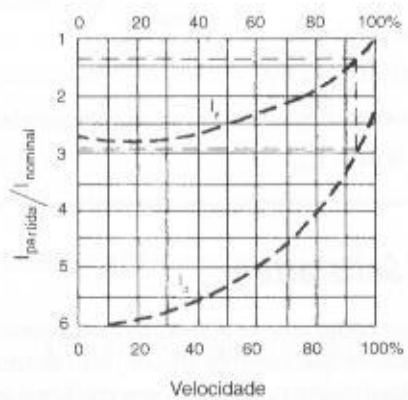


FIGURA 7.16
Curvas corrente × velocidade

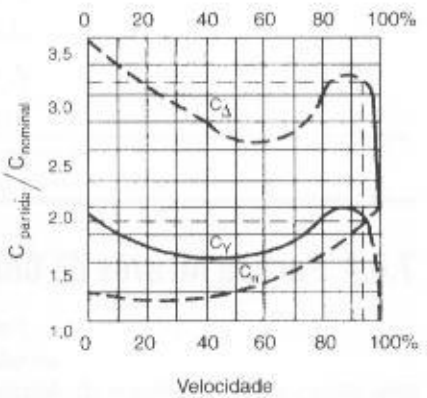


FIGURA 7.17
Curvas conjugado × velocidade

7.6.3 Partida Através de Chave Compensadora

A chave compensadora é composta, basicamente, de um autotransformador com várias derivações, destinadas a regular o processo de partida. Este autotransformador é ligado ao circuito do estator. O ponto estrela do autotransformador fica acessível e, durante a partida, é curto-circuitado e esta ligação se desfaz logo que o motor é conectado diretamente à rede. Normalmente, este tipo de partida é empregado em motores de potência elevada, acionando cargas com alto índice de atrito, tais como britadores, máquinas acionadas por correias transportadoras, calandras e semelhantes. A Figura 7.18 representa esquematicamente uma chave compensadora construída a partir de três autotransformadores monofásicos.

As derivações, normalmente encontradas nos autotransformadores de chaves compensadoras são de 65% e 80%. Relativamente às chaves estrela-triângulo, podem-se enumerar algumas vantagens e desvantagens da chave compensadora.

a) Vantagens:
- na derivação 65%, a corrente de partida na linha se aproxima do valor da corrente de acionamento, utilizando chave estrela-triângulo;
- a comutação da derivação de tensão reduzida para a tensão de suprimento não acarreta elevação da corrente, já que o autotransformador se comporta, neste instante, semelhantemente a uma reatância que impede o crescimento da mesma;
- variações gradativas de tape para que se possa aplicar a chave adequadamente à capacidade do sistema de suprimento.

b) Desvantagens:
- custo superior ao da chave estrela-triângulo;
- dimensões normalmente superiores às chaves estrela-triângulo, acarretando o aumento no volume dos Centros de Controle de Motores (CCM).

Deve-se alertar para o fato de que:

$V_1 \times I_1 = V_s \times I_s$

V_1 – tensão de linha ou de alimentação do autotransformador;
I_1 – corrente de linha;
V_s – tensão de saída do autotransformador equivalente ao tape de ligação;
I_s – corrente de saída do autotransformador.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.9)

Determinar a tensão nos terminais de um motor de 50 cv (68,8 A/380 V) durante a sua partida quando a chave compensadora está ajustada ao tape de 80%.

$V_s = 0{,}80 \times 380 = 304$ V

Nessas condições, a corrente nos terminais do motor também se reduzirá ao valor de 80% da corrente nominal, ou seja:

$I_s = 0{,}80 \times 68{,}8 = 55{,}04$ A

A corrente de linha assume o valor de:

$I_1 = 0{,}80 \times I_s = 0{,}80 \times 55{,}04 = 44{,}0$ A

O conjugado de partida fica reduzido relativamente ao valor nominal de:

$C_p = 0{,}8 \times 0{,}80 \times C_{np} = 0{,}64 \times C_{np}$

7.6.4 Partida Através de Chaves Estáticas (*Softstarter*)

Popularmente conhecidas como chaves *softstarters*, são constituídas de um circuito eletrônico acoplado a um microprocessador que controla um conjunto de tiristores responsáveis pelo ajuste da tensão aplicada aos terminais do motor. Ademais, através de ajustes acessíveis, pode-se controlar o torque do motor e a corrente de partida a valores desejados em função da exigência da carga.

As principais características das chaves de partida estáticas são:

7.6.4.1 Corrente nominal da chave

A determinação correta da corrente nominal da chave estática muitas vezes é prejudicada pela falta de informação das condições operacionais do motor. Assim, o dimensionamento da corrente nominal da chave estática pode ser realizado, de forma prática, aplicando sobre a corrente nominal do motor um fator de sobrecarga, cujo resultado é a corrente que deve ser adotada para a chave estática, de acordo com a Tabela 7.5.

TABELA 7.5
Fator de multiplicação de corrente do motor

Tipo de Máquina	Fator de Multiplicação
Compressores	1
Bomba centrífuga	1
Ventiladores inferiores a 25 cv	1,3
Ventiladores superiores a 25 cv	1,5
Moinhos	2
Transportadores	2
Máquinas centrífugas	2
Misturadores	2

7.6.4.2 Acionamento em rampa de tensão

É a principal função da chave de partida estática quando empregada para substituir as chaves de partida eletromecânicas. Essa função gera na saída uma tensão controlada de valor crescente e contínuo, a partir do valor ajustado, conforme pode ser observado na Figura 7.19.

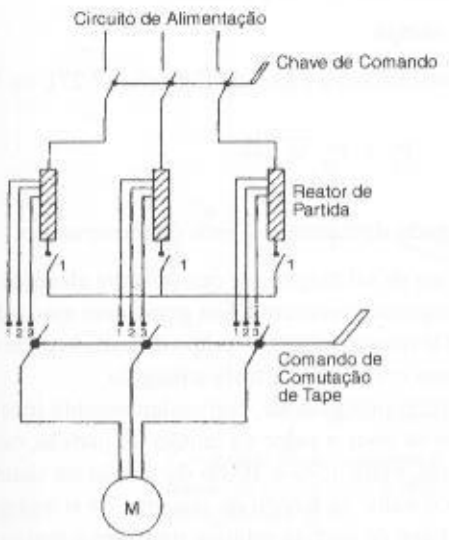


FIGURA 7.18
Ligação da chave compensadora

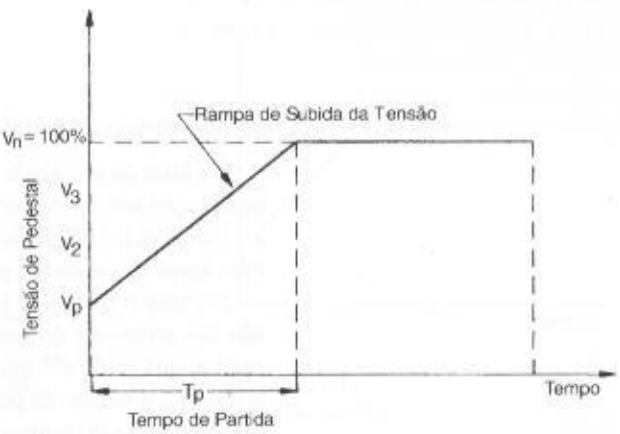


FIGURA 7.19
Elevação da tensão aplicada

a) Ajuste do valor da tensão em rampa

As chaves de partida estáticas podem ser ajustadas no módulo de tensão, de forma a se ter uma tensão inicial de partida responsável pelo conjugado inicial que irá acionar a carga. Ao se ajustar a tensão de partida num valor V_p e um tempo de partida ou tempo de rampa T_p, a tensão cresce do

valor V_p até atingir a tensão de linha do sistema no intervalo de tempo T_p, conforme está mostrado na Figura 7.19. Ajustado o tempo de rampa T_p na chave estática, o seu valor poderá não ocorrer no final da partida em função das condições operacionais do motor, tais como momento de inércia da carga, curva conjugado × velocidade do motor e da carga etc.

O valor do ajuste da tensão de rampa pode ser determinado aproximadamente pela Equação (7.27), ou seja:

$$V_p = V_{nm} \times \sqrt{\frac{C_i + 0{,}15 \times C_{nm}}{C_p}} \tag{7.27}$$

V_{nm} – tensão nominal do motor;
C_{nm} – conjugado nominal do motor;
C_i – conjugado nominal da carga no momento da partida;
C_p – conjugado nominal do motor no momento da partida.

O valor do ajuste da tensão de partida V_p é função do tipo de carga que se deseja acionar, conforme se pode explanar através dos seguintes exemplos:

- Bombas

Neste caso, a tensão de partida não deve receber um ajuste elevado, a fim de evitar o fenômeno conhecido como golpe de aríete que se traduz pela onda de pressão da coluna de líquido durante os processos de partida e parada. Por outro lado, a tensão não pode receber um ajuste muito baixo sob pena de não se realizar o processo de partida. Durante a aceleração do motor, o conjugado do motor deve ser, no mínimo, superior a 15% do conjugado resistente, neste caso, o conjugado da bomba. As bombas são cargas beneficiadas pelas características da função da tensão de partida.

- Ventiladores

Assim como as bombas, o valor de ajuste da tensão de partida V_p deve ser baixo mas suficiente para permitir um torque motor adequado à carga. O ajuste do tempo de partida T_p não deve ser muito curto. Em geral, usa-se a limitação da corrente de partida para estender o tempo de partida T_p enquanto a inércia do sistema é superada. O conjugado de partida do motor deve estar, no mínimo, 15% acima do conjugado do ventilador.

a) Ajuste do tempo de partida em rampa

O tempo de partida T_p pode ser determinado a partir da Equação (7.27), ou seja:

$$T_p = T_{pd} \times \frac{V_{nm}}{V_p} \tag{7.28}$$

T_{pd} – tempo de partida do motor ligado diretamente à rede de alimentação.

O ajuste da tensão de partida deve ser de tal magnitude que permita alcançar um conjugado de aceleração suficiente para vencer o conjugado resistente. Em geral, esse ajuste deve corresponder a 75% do pulso de tensão de partida. De forma prática, o tempo de partida pode ser admitido também igual ao tempo de partida do motor com chave estrela-triângulo.

Durante o tempo de partida T_p, o microprocessador, convenientemente instruído, eleva a tensão nos terminais do motor, iniciando-se com o valor da tensão de partida, ou tensão inicial de rampa, que pode ser ajustada, em geral, entre 15% e 100% da tensão do sistema e, ao cabo do tempo T_p, a tensão de partida assume o valor da tensão do sistema. Se o motor atingir a rotação nominal antes do tempo T_p, então a chave de partida estática transfere a tensão plena do sistema aos terminais do motor.

A Figura 7.19 mostra a curva de corrente resultante durante o processo de aceleração do motor em partida direta e com chave estática. A curva de característica de corrente × tempo está definida na Figura 7.20.

Considerando-se que o conjugado motor varia de forma quadrática com a tensão e a corrente cresce de forma linear, pode-se limitar o conjugado de partida do motor, bem como a sua corrente de partida, mediante o controle da tensão eficaz que é aplicada aos terminais do motor.

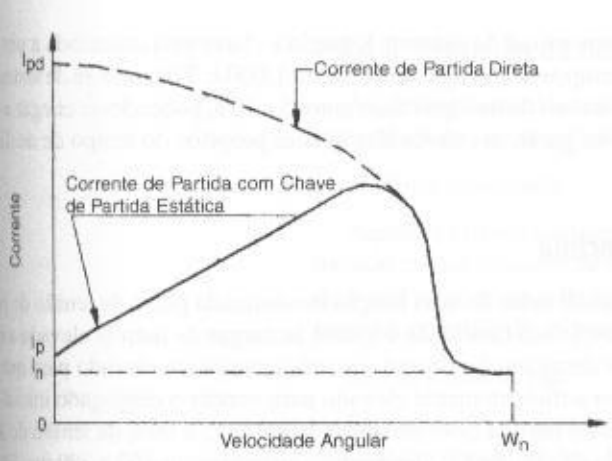


FIGURA 7.20
Redução da corrente de partida

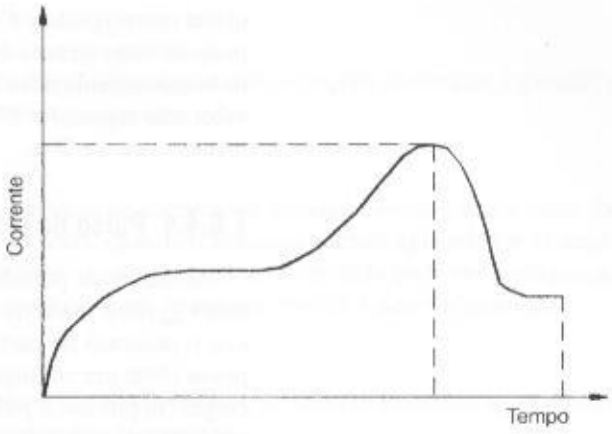
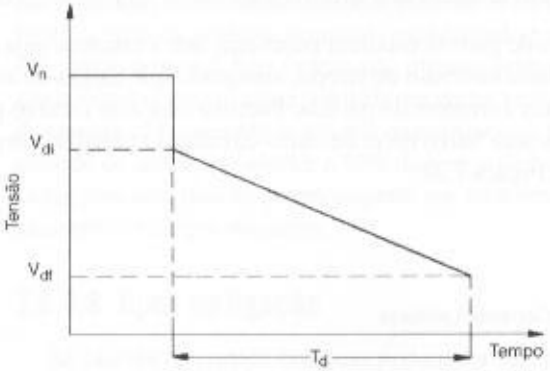


FIGURA 7.21
Característica corrente × tempo

7.6.4.3 Desaceleração em rampa de tensão

Muitas cargas necessitam de uma desaceleração suave. Assim, no caso de uma esteira transportadora de garrafas, é fundamental que se faça uma parada lenta, a fim de evitar que as garrafas tombem, quebrando-se ou derramando o líquido. Outro caso típico são as bombas centrífugas que, quando desligadas, podem produzir o denominado golpe de aríete que consiste numa brusca parada da coluna d'água, podendo provocar a ruptura da tubulação ou danos à própria bomba. Na indústria têxtil, pode-se citar o exemplo de paradas bruscas nos filatórios ou teares que acarretam a quebra dos fios, prejudicando a qualidade do tecido.

As chaves estáticas permitem que se desacelere o motor de duas diferentes formas. A primeira forma consiste em tornar repentinamente nula a tensão nos terminais de saída da chave, fazendo o motor parar por inércia das massas acopladas ao eixo. No segundo caso, a chave estática controla tempo de desaceleração do motor, decrescendo a tensão de seu valor nominal até um valor mínimo de tensão, conforme Figura 7.22.



T_d – tempo de desligamento; V_n – tensão nominal; V_{di} – tensão de desligamento inicial; V_{df} – tensão de desligamento final.

FIGURA 7.22
Desaceleração do motor

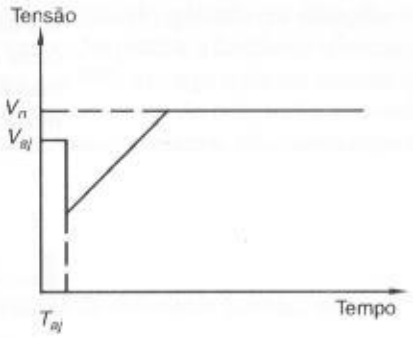


FIGURA 7.23
Pulso de tensão

A função de desaceleração em rampa V_{di} é normalmente ajustada no valor em que se quer que o motor inicie a sua desaceleração. A tensão V_{di} vai reduzindo o seu valor na forma de uma rampa declinante até o valor da tensão de desligamento final V_{df}, quando o motor parar de girar. Neste instante, a tensão é retirada dos terminais do motor.

O tempo de desligamento T_d pode ser ajustado entre 1 e 20 s, sendo que a tensão inicial de desligamento V_{di} é igual, em geral, a 90% da tensão nominal do sistema, enquanto a tensão de desligamento final V_{df} é cerca de 85% da tensão de partida V_p, ou seja, no nível mais baixo de

ajuste corresponde a 47% da tensão nominal do sistema. Quando a chave está conectada a um PC pode-se obter através de *software* tempos de desligamento de até 1.000 s. Tratando-se de sistemas de bombeamento deve-se ajustar o tempo de desligamento entre 5 e 15 s, podendo-se chegar a um valor não superior a 80 s. Porém, em geral, as chaves têm ajustes próprios do tempo de desligamento entre 1 e 20 s.

7.6.4.4 Pulso de tensão de partida

As chaves de partida estáticas são dotadas de uma função denominada pulso de tensão de partida V_{imp} *(kick start)* de valor ajustável. Sua finalidade é ajudar as cargas de inércia elevada a iniciar o processo de partida. O valor dessa tensão deverá ser suficientemente elevado para que se possa obter um conjugado do motor suficientemente elevado para vencer o conjugado inicial da carga. Na prática, o pulso de tensão de partida deve ser ajustado entre 75 e 90% da tensão do sistema. Já o tempo de pulso de tensão de partida T_{imp} deve estar ajustado entre 100 e 300 ms. Existem casos em que é necessário um ajuste maior.

Um exemplo prático para o uso do pulso de tensão de partida refere-se às estações de saneamento onde as bombas, que em muitos casos acumulam lama ou detritos no seu interior, necessitam vencer a sua inércia.

É importante observar que ao se habilitar a função do pulso de tensão de partida, fica eliminada a atuação da limitação da corrente de partida e, portanto, o sistema elétrico pode sofrer elevadas quedas de tensão durante o tempo ajustado para o pulso de tensão. Esse recurso só é aconselhável em condições muito desfavoráveis de partida, pois elimina as vantagens da chave estática quanto a uma queda de tensão reduzida na partida do motor. A Figura 7.23 mostra o perfil de tensão resultante da habilitação da função de pulso de tensão.

7.6.4.5 Corrente limitada de partida

É a função que limita a corrente que circula na rede a um valor conhecido no instante da partida do motor. É dada pela Equação (7.29).

$$I_{pi} = I_{pm} \times \frac{V_m}{V_{nm}} \tag{7.29}$$

I_{pm} – corrente de partida do motor conectado diretamente na rede;
V_m – tensão nominal nos terminais do motor no momento da partida.

As chaves de partida estáticas permitem que a corrente seja mantida num valor ajustável por um determinado intervalo de tempo, ensejando que cargas de inércia elevada sejam aceleradas à custa de baixas correntes de partida. Pode-se usar este recurso para partida de motores em sistemas elétricos com baixo nível de curto-circuito. O perfil de corrente resultante dessa função está mostrado na Figura 7.24.

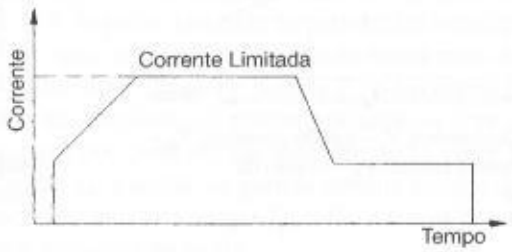


FIGURA 7.24
Limitação da corrente de partida

A função da corrente limitada é desligada quando o motor entra em regime de operação. No entanto, se a partida do motor for bloqueada por insuficiência de conjugado, a proteção da chave estática entra em operação desligando o motor do sistema. O tempo de limitação da corrente deve ser suficiente para que o motor alcance a sua rotação nominal.

7.6.4.6 Proteção do motor

As chaves de partida estáticas são dotadas de um conjunto de proteções destinadas a garantir a integridade do motor e facilidades operacionais, ou seja:

a) Rotor bloqueado

Algumas chaves possuem um relé eletrônico de sobrecarga acionado sempre que o rotor for travado no seu processo de aceleração; ou ainda, quando o tempo de partida ajustado for alcançado o relé interrompe a ligação do motor com o sistema elétrico. A unidade pode ser configurada para dar proteção de sobrecorrente ou de subcorrente de acordo com os valores ajustáveis.

b) Seqüência de fase

Esta proteção garante que o motor não opere com o sentido de rotação invertido ao se efetuar por engano uma mudança de fase no sistema de alimentação.

c) Final de rampa ascendente

Esta função ativa um relé com contatos acessíveis quando a tensão nos terminais de saída da chave atinge a tensão do sistema. Tem como finalidade acionar um contator posto em paralelo com a chave de partida estática desligando-a do sistema com o objetivo de eliminar as perdas provocadas por ela.

7.6.4.7 Economia de energia elétrica

Se o motor está operando em carga reduzida, conseqüentemente a baixo fator de potência, a chave de partida estática otimiza o ponto operacional do motor minimizando as perdas de energia reativa, fornecendo apenas a energia ativa requerida pela carga, o que caracteriza um procedimento de economia de energia elétrica.

A função de limitação da corrente de partida é aplicada com vantagens em situações em que o motor permanece funcionando a vazio por um longo período de tempo. Isto é feito mediante a redução da tensão fornecida nos terminais do motor durante o tempo em que o motor desenvolve a sua operação em carga reduzida ou a vazio. Ao se reduzir a tensão reduz-se a corrente a vazio e, conseqüentemente, as perdas no ferro que é proporcional ao quadrado da tensão.

Para se calcular a quantidade de energia economizada é necessário que sejam conhecidos a potência do motor, o número de pares de pólos, a carga, o tempo de operação e as características básicas do motor. Dependendo do caso, pode-se obter uma economia de energia com carregamento inferior a 50% da potência nominal considerando que o motor opere nas mesmas condições, porém sob tensão nominal. Esta função não oferece nenhuma vantagem quando aplicada em situações em que o motor opera em carga reduzida por curtos períodos de tempo. Na prática, a função de otimização de energia só faz sentido se ativada quando a carga for menor que 50% da carga nominal durante um período de operação superior a 50% do tempo de funcionamento do motor. As aplicações mais indicadas para esta função dizem respeito aos motores de serraria, esmeril, esteiras transportadoras de aeroportos e cargas similares.

7.6.4.8 Tipos de ligação

As chaves de partida estáticas podem ser ligadas ao sistema de diferentes formas, ou seja:

a) Ligação normal

Nas aplicações convencionais, a chave é ligada conforme o esquema da Figura 7.25.

b) Ligação com contator em paralelo

Visando à redução de perdas Joule em operação normal recomenda-se utilizar um contator ligado em paralelo, conforme a Figura 7.26.

c) Ligação em partida seqüencial de vários motores

Pode-se utilizar uma mesma chave de partida estática para acionar um certo número de motores, conforme Figura 7.27. Se os motores forem de mesma potência e característica de carga, pode-se utilizar o mesmo ajuste. Para potências e características de carga diferentes, devem-se ajustar

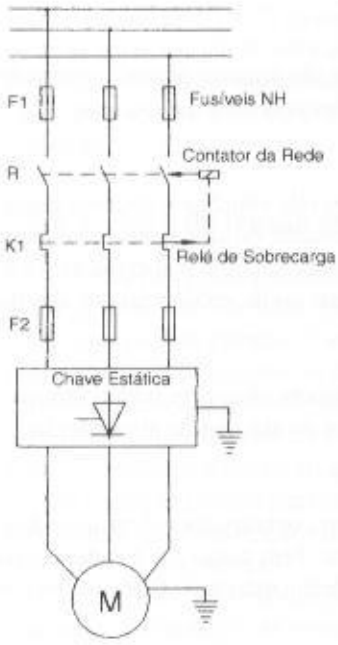


FIGURA 7.25
Ligação normal

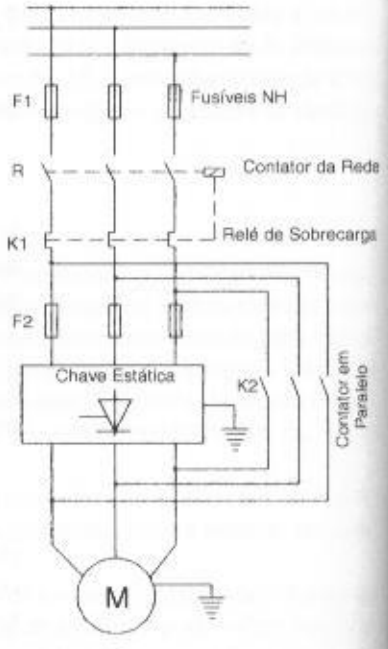


FIGURA 7.26
Ligação com contator

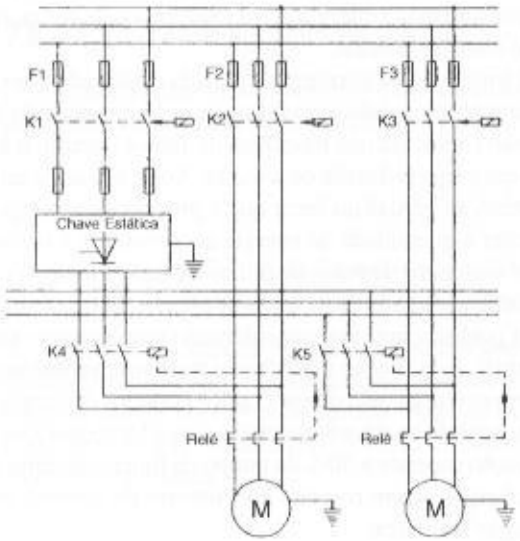


FIGURA 7.27
Ligação seqüencial

os parâmetros para cada tipo de motor, o que pode ser feito através do *software* de comunicação entre a chave e um PC.

d) Ligação para partida simultânea de vários motores

Neste caso, a capacidade da chave deve ser no mínimo igual à soma das potências de todos os motores. Como ilustração, pode-se observar o esquema básico de ligação da Figura 7.28.

Para complementar a questão da ligação das chaves de partida estática, a Figura 7.29 mostra o esquema de comando remoto e as facilidades que podem ser obtidas com o seu uso.

7.6.4.9 Comunicação de dados

As chaves de partida estáticas mais modernas podem ser conectadas a um PC através de uma interface serial RS 232. Esta característica amplia a potencialidade da chave, já que é possível a sua parametrização à distância e o uso de *softwares* dedicados aos ajustes que se fizerem necessários.

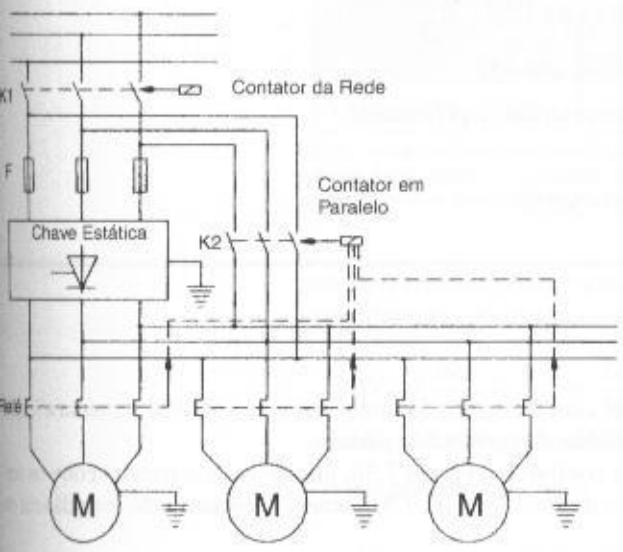


FIGURA 7.28
Ligação simultânea

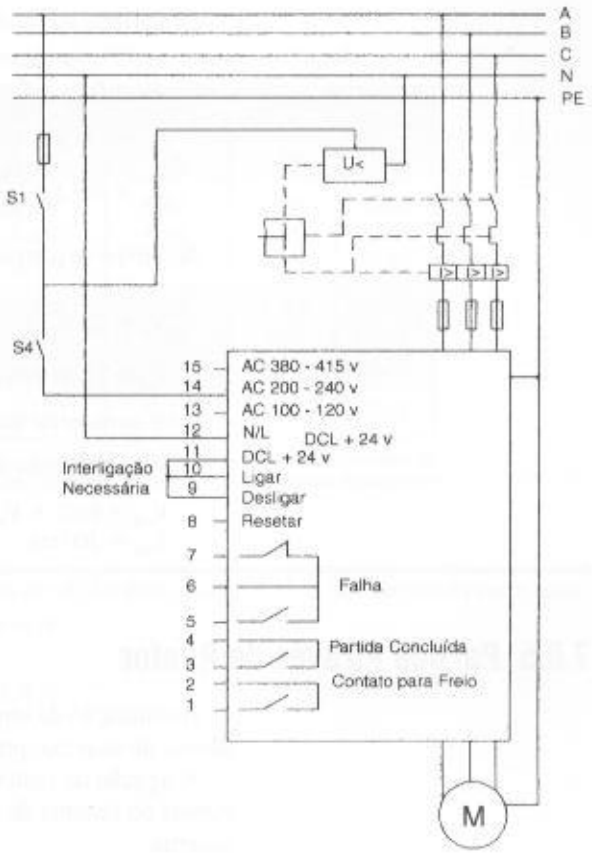


FIGURA 7.29
Diagrama de comando

7.6.4.10 Fator de potência

Se for conectado um banco de capacitores aos terminais do motor para corrigir o fator de potência, este deve ser desligado durante o processo de partida do motor, a fim de evitar a queima dos componentes semicondutores da chave estática, devido aos transitórios de corrente que podem ocorrer nesse período. O comando de operação do banco de capacitores pode ser realizado através dos contatos auxiliares da chave estática.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.10)

Determinar a tensão de partida, o tempo de partida em rampa e a corrente de partida referentes ao motor do Exemplo de Aplicação 7.5.

a) Corrente nominal da chave estática

- Corrente nominal do motor: $I_{nm} = 135{,}4$ A
- Tipo de máquina acionada: bomba centrífuga $\rightarrow F_m = 1{,}0$ (Tabela 7.5)
- Corrente nominal da chave estática: $I_{nc} = 135{,}4 \times 1 = 135{,}4$ A $\rightarrow I_{nch} = 158$ A (Tabela 9.19)

b) Tensão de partida

$$V_p = V_{nm} \times \sqrt{\frac{C_i + 0{,}15 \times C_{nm}}{C_p}} \rightarrow V_p = 380 \times \sqrt{\frac{16{,}08 + 0{,}15 \times 40{,}2}{28{,}14}} = 336 \text{ V}$$

$$C_{nm} = \frac{716 \times P_{nm}}{W_{nm}} = \frac{716 \times 100}{1.780} = 40{,}2 \text{ kgf} \cdot \text{m}$$

$C_p \times 70\% \times C_{nm} = 0{,}70 \times 40{,}2 = 28{,}14$ kgf · m (veja gráfico da Figura 7.9)

$C_i \times 40\% \times C_{nm} = 0{,}40 \times 40{,}2 = 16{,}08$ kgf · m (veja gráfico da Figura 7.9)

c) Corrente inicial de partida

$$I_{pi} = I_{pm} \times \frac{V_m}{V_{nm}}$$

$$I_{pm} = 135{,}4 \times 6{,}7 = 907{,}1 \text{ A}$$

$$I_{pi} = 907{,}1 \times \frac{336}{380} = 802 \text{ A}$$

d) Tempo de partida

$$T_p = T_{pd} \times \frac{V_{nm}}{V_p} = 12{,}03 \times \frac{380}{336} = 13{,}6 \text{ s}$$

$T_{pd} = 12{,}03$ s (veja Exemplo de Aplicação 7.5)

Deve-se observar que o motor tem uma elevada carga resistente.

e) Pulso de tensão de partida

$V_{imp} = 90\% \times V_{nm} = 0{,}90 \times 380 = 342$ V
$T_{imp} = 300$ ms

7.6.5 Partida Através de Reator

A utilização de um reator em série com o circuito do motor durante a partida aumenta a impedância do sistema, provocando a redução da corrente de partida.

A ligação do reator pode ser feita conforme a Figura 7.30, inserindo-se o mesmo entre os terminais do sistema de alimentação e o motor. A Figura 7.31 fornece o esquema de impedância do sistema.

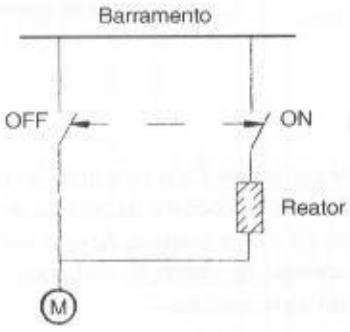


FIGURA 7.30
Partida através de reator



FIGURA 7.31
Diagrama de impedâncias

A Tabela 7.6 fornece as relações de tensão, corrente e conjugado de partida de motores de indução com rotor em curto-circuito, utilizando diferentes métodos de acionamento.

7.7 QUEDA DE TENSÃO NA PARTIDA DOS MOTORES ELÉTRICOS DE INDUÇÃO

A partida de um motor elétrico pode solicitar o sistema de maneira severa, causando perturbações às vezes inadmissíveis. Em alguns casos, porém, é necessário realizar o acionamento simultâneo de dois ou mais motores, o que agrava ainda mais as condições do sistema de suprimento. Nesta seção, portanto, serão estudados separadamente os efeitos ocasionados pelas duas condições de acionamento antes mencionadas.

Os motores elétricos, bem como algumas cargas específicas — por exemplo, os fornos a arco — provocam oscilações prejudiciais à operação de certos equipamentos, principalmente os eletrônicos, além de irritar o observador. Analisando o gráfico da Figura 7.32 e considerando, para exemplificação, uma tensão de 220 V, a queda máxima de tensão permitida na partida do motor

TABELA 7.6
Possibilidade de ligação de motores de indução com chave estrela-triângulo

Tipo de Partida	Tapes (%)	V_m/V_1	C_p/C_{np}	I_l/I_p	I_m/I_p
Direta	–	1,000	1,00	1,00	1,00
Chave compensadora ajustada nos tapes	80	0,800	0,64	0,64	0,80
	65	0,650	0,42	0,42	0,65
	50	0,500	0,25	0,25	0,50
Reator ajustado nos tapes	50	0,500	0,25	0,25	0,50
	45	0,450	0,20	0,20	0,45
	37,5	0,375	0,14	0,14	0,39
Chave estrela-triângulo	–	0,330	0,33	0,33	0,33

V_m/V_l – tensão nos terminais do motor/tensão de linha – C_p/C_{np} – conjugado de partida do motor/conjugado nominal de partida à plena tensão – I_l/I_p = corrente de linha/corrente de partida a plena tensão – I_m/I_p – corrente nos terminais do motor/corrente de partida à plena tensão.

elétrico acionado cinco vezes por hora deve ser de no máximo 15,4 V, a fim de não irritar o consumidor que está ligado no seu circuito, ou seja:

$$\Delta V_2 = \frac{220}{120} \times \Delta V_1 = \frac{220}{120} \times 8,4 = 15,4 \text{ V}$$

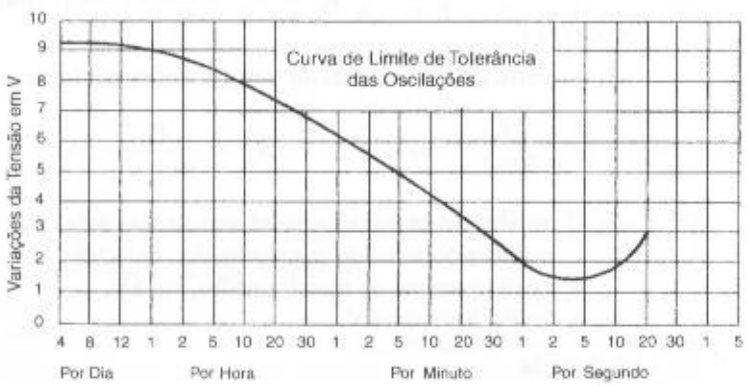
$\Delta V_1 = 8,4$ V (gráfico da Figura 7.32)

Em percentagem vale:

$$\Delta V_2 = \frac{15,4}{220} \times 100 = 7\%$$

O nível de irritação das pessoas devido às oscilações de tensão é função do nível econômico e social de cada indivíduo.

Há dois pontos importantes em relação aos quais deve-se calcular a queda de tensão durante a partida dos motores. O primeiro é de interesse da concessionária local, que normalmente limita a queda de tensão no ponto de entrega do seu sistema distribuidor. Geralmente, este valor fica limitado de 3% a 5% da tensão nominal primária. O segundo ponto é de interesse do projetista, que deve limitar a queda de tensão nos terminais de ligação dos motores ou em outros pontos considerados sensíveis do sistema. Além disso, deve ser calculado o conjugado de partida do motor e comparado com o valor do conjugado resistente, a fim de se poder assegurar ou não a capacidade de o motor acionar a carga acoplada ao seu eixo.



IGURA 7.32
Oscilações de tensão permitidas
a base de 120 V

7.7.1 Queda de Tensão na Partida de um Único Motor

Este é o caso mais comum de ocorrer na prática. Normalmente, a operação dos grandes motores se faz por unidade, a fim de reduzir o impacto das perturbações sobre o sistema.

A seguir, será explanado o método de determinação dos principais fatores resultantes do acionamento de motores elétricos, os quais permitirão ao projetista elaborar uma análise técnica e econômica para decidir sobre a melhor opção de partida. Devem ser conhecidos, no entanto, os seguintes dados sobre o sistema elétrico, o motor em questão e os valores de base adotados, ou seja:

- potência de curto-circuito ou impedância no ponto de entrega da instalação.

Devido ao pequeno comprimento, em geral, do ramal de entrada, pode-se atribuir o valor do curto-circuito aos terminais primários do transformador. Deve ser expresso em kVA.

- potência nominal do transformador, dada em kVA;
- impedância percentual do transformador: resistência e reatância em percentagem;
- impedância do circuito desde os terminais secundários do transformador até os terminais de ligação do motor;
- potência nominal do motor, em cv;
- fator de potência do motor;
- rendimento do motor;
- indicação do método de partida e, se for o caso, o ajuste pretendido da chave utilizada;
- potência base, em kVA;
- tensão base, em kV.

Com base nos elementos anteriores, segue a metodologia de cálculo em valor *por unidade* (*pu*).

a) Cálculo da impedância reduzida no ponto de entrega de energia

- Resistência (R_{us})

  $R_{us} \cong 0\ pu$ (valor muito inferior à reatância)

- Reatância (X_{us})

$$X_{us} = \frac{P_b}{P_{cc}}\ (pu) \tag{7.30}$$

P_b – potência base, em kVA;
P_{cc} – potência de curto-circuito no ponto de entrega, em kVA.

- Impedância ($\vec{Z}_{us}$)

$$\vec{Z}_{us} = 0 + jX_{us}\ (pu) \tag{7.31}$$

b) Cálculo da impedância do transformador

- Resistência

$$R_{ut} = R_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2\ (pu) \tag{7.32}$$

R_{pt} – resistência percentual do transformador conforme a Equação (7.32), ou seja:

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}}\ (\%) \tag{7.33}$$

R_{ut} – resistência do transformador, em *pu*, nas bases P_b e V_b;
P_{nt} – potência nominal do transformador, em kVA;
V_{nt} – tensão nominal do transformador, em kV;
V_b – tensão base, em kV.

- Reatância

$$X_{ut} = X_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2\ (pu) \tag{7.34}$$

X_{pt} – reatância do transformador, em *pu*, nas bases P_{nt} e V_{nt};
X_{ut} – reatância do transformador em *pu*, nas bases P_b e V_b.

- Impedância

$$\vec{Z}_{at} = R_{at} + jX_{at} \ (pu) \tag{7.35}$$

c) Impedância do sistema compreendido entre os terminais secundários do transformador e o QGF (Z_{ac1})

- Resistência (R_{ac1})

$$R_{c1\Omega} = \frac{R_{u\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} \ (\Omega) \tag{7.36}$$

$$R_{ac1} = R_{c1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} \ (pu) \tag{7.37}$$

$R_{u\Omega}$ – resistência de seqüência positiva do condutor fase, em mΩ/m (Tabela 3.22);
L_{c1} – comprimento do circuito medido entre os terminais do transformador e o ponto de conexão com o barramento, dado em m;
N_{c1} – número de condutores, por fase, do circuito mencionado.

- Reatância (X_{ac1})

A reatância do cabo é:

$$X_{c1\Omega} = \frac{X_{u\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} \ (\Omega) \tag{7.38}$$

$$X_{ac1} = X_{c1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} \ (pu) \tag{7.39}$$

$X_{u\Omega}$ – reatância de seqüência positiva do condutor fase, em mΩ/m (Tabela 3.22).

$$\vec{Z}_{ac1} = R_{ac1} + jX_{ac1} \ (pu) \tag{7.40}$$

d) Impedância do barramento do QGF (Z_{ab1})

- Resistência (R_{ab1})

$$R_{b1\Omega} = \frac{R_{u\Omega} \times L_{b1}}{1.000 \times N_{bp}} \ (\Omega) \tag{7.41}$$

$R_{u\Omega}$ – resistência ôhmica da barra, em mΩ/m (Tabela 3.38);
N_{bp} – número de barras em paralelo;
L_{b1} – comprimento da barra, em m.

$$R_{ab1} = R_{b1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} \ (pu) \tag{7.42}$$

- Reatância (X_{ab1})

$$X_{b1\Omega} = \frac{X_{u\Omega} \times L_{b1}}{1.000 \times N_{bp}} \ (\Omega) \tag{7.43}$$

$X_{u\Omega}$ – reatância ôhmica da barra, em mΩ/m (Tabela 3.38).

A reatância, em *pu*, é dada por:

$$X_{ab1} = X_{b1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} \ (pu) \tag{7.44}$$

$$\vec{Z}_{ab1} = R_{ab1} + jX_{ab1} \ (pu) \tag{7.45}$$

e) Impedância do circuito que conecta o QGF ao CCM1 (Z_{ac2})

Os valores da resistência e reatância, em *pu*, respectivamente iguais a R_{ac2}, e X_{ac2}, são calculados à semelhança de R_{ac1} e X_{ac1}, segundo a alínea *c*.

f) Impedância do circuito que conecta o CCM1 aos terminais do motor (Z_{ac3})

Aqui também é válida a observação feita na alínea anterior.

g) Impedância do motor (Z_{umb})

$R_{um} \cong 0$ (valor muito pequeno quando comparado com a sua impedância)

$X_{um} = \frac{I_{nm}}{I_p}$ (pu) (na base da potência nominal do motor)

$$P_{nm} = \frac{P_{mcv} \times 0,736}{\eta \times F_p} \text{ (kVA)} \tag{7.46}$$

I_{nm} – corrente nominal do motor, em A;
I_p – corrente de partida do motor, em A;
F_p – fator de potência do motor;
P_{mcv} – potência nominal do motor, em cv.

Logo, é necessário tomar o valor de Z_{umb} nas bases adotadas.

$\vec{Z}_{umb} = 0 + jX_{umb}$ (pu) (nas bases P_b e V_b)

h) Corrente de partida

$$\vec{I}_p = \frac{1}{\vec{Z}_{as} + \vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{ac} + \vec{Z}_{ab} + \vec{Z}_{umb}} \ (pu) \tag{7.47}$$

Z_{ac} – soma das impedâncias dos condutores, em pu;
Z_{ab} – soma das impedâncias dos barramentos, em pu.

i) Queda de tensão nos terminais do motor

$$\Delta\vec{V}_{um} = \vec{Z}_t \times \vec{I}_p \ (pu) \tag{7.48}$$

$$\vec{Z}_t = \vec{Z}_{as} + \vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{ac} + \vec{Z}_{ab} \ (pu) \tag{7.49}$$

j) Tensão nos terminais da chave de partida do motor

$$\vec{V}_{um} = 1 - \Delta\vec{V}_{um} \ (pu) \tag{7.50}$$

- Partida através de chave compensadora

$$\Delta\vec{V}_{um} = \vec{Z}_t \times \vec{I}_{pc} \ (pu) \tag{7.51}$$

$$\vec{I}_{pc} = K^2 \times \vec{I}_p \ (pu) \tag{7.52}$$

K – valor do tape de ligação da chave;
I_{pc} – corrente de partida compensada.

- Partida através de estrela-triângulo

$$\Delta\vec{V}_{um} = \vec{Z}_t \times \vec{I}_{pc} \ (pu) \tag{7.53}$$

$$\vec{I}_{pc} = 0,33 \times \vec{I}_p \ (pu) \tag{7.54}$$

Observar que, ao se conectar a chave na posição estrela, a corrente que circula no bobinado é $\sqrt{3}$ inferior à corrente nominal do motor (ligação triângulo), enquanto a tensão a que fica submetido cada enrolamento é $\sqrt{3}$ inferior à tensão nominal do referido enrolamento. Considerando-se Z a impedância de fase de um enrolamento, pode-se estabelecer a seguinte relação:

$$\frac{I_Y}{I_\Delta} = \frac{\frac{V_1}{\sqrt{3} \times Z}}{\frac{V_1}{Z} \times \sqrt{3}} = \frac{1}{3} = 0,33$$

V_l – tensão entre fases do sistema.

k) Queda de tensão nos terminais primários do transformador

$$\Delta\vec{V}_{at} = \vec{Z}_{at} \times \vec{I}_{pc} \ (pu) \tag{7.55}$$

l) Conjugado de partida

$$C_{ap} = C_{amp} \times \left(\frac{1 - \Delta V_{am}}{1}\right)^2 \tag{7.56}$$

C_{amp} – conjugado nominal de partida do motor, em *pu*.

Analisando-se as expressões anteriores, podem ser comentados alguns pontos importantes para o melhor entendimento do assunto:

- quanto mais elevados e freqüentes forem os valores de $\Delta\vec{V}_{am}$, mais acentuados serão os efeitos de cintilação da iluminação incandescente e perturbações em aparelhos e equipamentos;
- quanto maior a capacidade de curto-circuito do sistema de suprimento, tanto menor será Z_{at}; conseqüentemente, mais reduzida será a queda de tensão no ponto de entrega de energia. Assim, a capacidade de partida de um determinado motor de potência elevada é função, entre outros elementos, da capacidade do sistema da concessionária de energia elétrica local;
- quanto menor for a impedância resultante dos transformadores da subestação, menor será a queda de tensão no sistema secundário de distribuição de força e luz.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.11)

Considere a indústria representada na Figura 7.33. Sabe-se que:

- tensão primária de fornecimento: V_p = 13,80 kV;
- tensão secundária de distribuição: V_s = 380 V;
- tensão nominal primária: V_{np} = 13,80 kV;
- potência nominal do transformador: P_{at} = 1.000 kVA;
- impedância do transformador: Z_{pt} = 5,5% (Tabela 9.11);
- potência de curto-circuito no ponto P: P_{cc} = 200 MVA.

Deseja-se calcular para o motor de P_{am} = 300 cv:

- as quedas de tensão percentuais, durante partida direta e compensada a 65% da tensão nominal;
- as tensões nos terminais do motor, durante partida direta e compensada a 65% da tensão nominal;
- as tensões nos terminais de alimentação do transformador, nas condições de partida à tensão plena e compensada a 65% da tensão nominal;
- os conjugados de partida, durante o acionamento direto e compensado a 65% da tensão nominal.
- A queda de tensão no ponto de entrega de energia, cujo valor deve ser igual ou inferior a 3%.

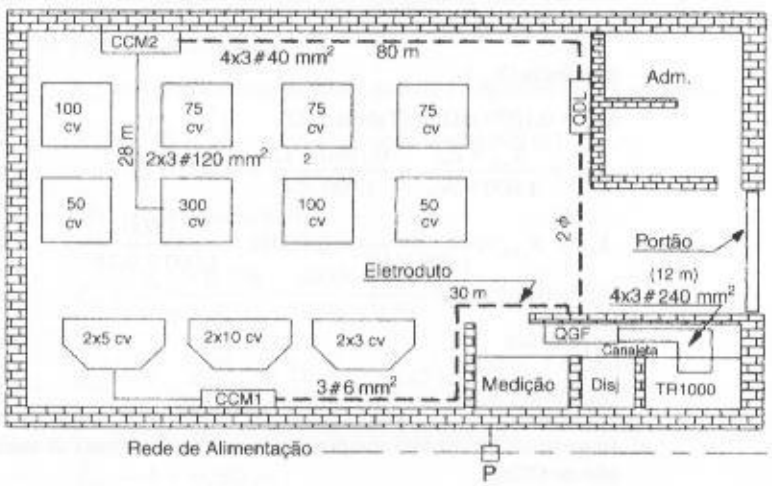


FIGURA 7.33
Instalação industrial

Desenvolver uma análise semelhante com a aplicação da chave estrela-triângulo.

a) Escolha dos valores de base
- potência base $P_b = 1.000$ kVA;
- tensão base $V_b = 0{,}38$ kV.

b) Impedância reduzida do sistema no ponto de entrega de energia
- Resistência

$$R_{ar} \cong 0\ pu$$

- Reatância

$$X_{ar} = \frac{P_b}{P_{cc}} = \frac{1.000}{200.000} = 0{,}005\ pu$$

$$\vec{Z}_{ar} = R_{ar} + jX_{ar} = 0 + j0{,}005\ pu$$

c) Impedância do transformador
- Resistência

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{11.000}{10 \times 1.000} = 1{,}1\% = 0{,}0110\ pu \text{ (na base da potência nominal do transformador)}$$

$P_{cu} = 11.000$ W (Tabela 9.11)

$$R_{at} = R_{pt} \times \left(\frac{P_b}{P_{nt}}\right) \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 = 0{,}0110 \times \frac{1.000}{1.000} \times \left(\frac{0{,}38}{0{,}38}\right)^2$$

$R_{at} = 0{,}0110\ pu$ (nas bases da potência e tensão bases)

- Reatância

$$X_{pt} = \sqrt{Z_{pt}^2 - R_{pt}^2} = \sqrt{5{,}5^2 - 1{,}1^2} = 5{,}38\% = 0{,}0538\ pu \text{ (na base da potência nominal do transformador)}$$

$$X_{at} = X_{pt} \times \left(\frac{P_b}{P_{nt}}\right) \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 = 0{,}0538 \times \frac{1.000}{1.000} \times \left(\frac{0{,}38}{0{,}38}\right)^2$$

$X_{at} = 0{,}0538\ pu$ (nas bases da potência e tensão bases)

- Impedância

$$\vec{Z}_{at} = R_{at} + jX_{at} = 0{,}0110 + j0{,}0538\ pu$$

d) Impedância do sistema entre os terminais secundários do transformador e o do QGF
- Resistência (R_{ac1})

$R_{c1\Omega} = 0{,}0958$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$R_{c1\Omega} = \frac{R_{a\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} = \frac{0{,}0958 \times 12}{1.000 \times 4} = 0{,}000287\ \Omega$$

$$R_{ac1} = R_{c1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0{,}000287 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0{,}38^2}$$

$R_{ac1} = 0{,}00198\ pu$

- Reatância (X_{ac1})

$X_{a\Omega} = 0{,}1070$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$X_{c1\Omega} = \frac{X_{a\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} = \frac{0{,}1070 \times 12}{1.000 \times 4} = 0{,}00032\ \Omega$$

$$X_{ac1} = X_{c1\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0{,}00032 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0{,}38^2}$$

$X_{ac1} = 0{,}00221\ pu$

- Impedância

$$\vec{Z}_{ac1} = R_{ac1} + jX_{ac1} = 0{,}00198 + j0{,}00221\ pu$$

e) Impedância do circuito compreendido entre os terminais de saída do QGF e os terminais de alimentação do CCM2

- Resistência (R_{ac2})

$$R_{c2\Omega} = \frac{R_{a\Omega} \times L_{c2}}{1.000 \times N_{c2}} = \frac{0,0958 \times 80}{1.000 \times 4} = 0,00191\ \Omega$$

$$R_{ac2} = R_{c2\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0,00191 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,38^2}$$

$R_{ac1} = 0,01322\ pu$

- Reatância (X_{ac2})

$$X_{c2\Omega} = \frac{X_{a\Omega} \times L_{c2}}{1.000 \times N_{c2}} = \frac{0,1070 \times 80}{1.000 \times 4} = 0,00214\ \Omega$$

$$X_{ac2} = X_{c2\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0,00214 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,38^2}$$

$X_{ac2} = 0,01482\ pu$

- Impedância

$\vec{Z}_{ac2} = R_{ac2} + jX_{ac2} = 0,01322 + j0,01482\ pu$

f) Circuito de alimentação do motor

- Resistência (R_{ac3})

$$R_{c3\Omega} = \frac{R_{a\Omega} \times L_{c3}}{1.000 \times N_{c3}} = \frac{0,1868 \times 28}{1.000 \times 2} = 0,00261\ \Omega$$

$$R_{ac3} = R_{c3\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0,00261 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,38^2}$$

$R_{ac3} = 0,01807\ pu$

- Reatância (X_{ac3})

$$X_{c3\Omega} = \frac{X_{a\Omega} \times L_{c3}}{1.000 \times N_{c3}} = \frac{0,1076 \times 28}{1.000 \times 2} = 0,00150\ \Omega$$

$$X_{ac3} = X_{c3\Omega} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = 0,00150 \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,38^2}$$

$X_{ac3} = 0,01038\ pu$

- Impedância

$\vec{Z}_{ac3} = R_{ac3} + jX_{ac3} = 0,01807 + j0,01038\ pu$

g) Impedância do sistema até os terminais do motor

$\vec{Z}_t = \vec{Z}_{ar} + \vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{ac1} + \vec{Z}_{ac2} + \vec{Z}_{ac3}$

$\vec{Z}_t = j0,005 + 0,0110 + j0,0538 + 0,00198 + j0,00221 + 0,01322 + j0,01482 + 0,01807 + j0,01038\ pu$

$\vec{Z}_t = 0,04427 + j0,08621\ pu \rightarrow \ Z_t = 0,09691\ pu$

h) Impedância do motor

$R_{am} \cong 0$ (valor muito pequeno quando comparado com a reatância)

$$X_{am} = \frac{I_{am}}{I_p} = \frac{1}{6,8} = 0,147\ pu \text{ (na base de 300 cv)}$$

$$\frac{I_{am}}{I_p} = 6,8 \text{ (Tabela 6.3)}$$

$$P_{am} = \frac{P_{mcv} \times 0,736}{\eta \times F_t} = \frac{300 \times 0,736}{0,96 \times 0,88} = 261,3\ \text{kVA}$$

$$X_{am} = X_{pm} \times \frac{P_b}{P_{am}} \times \left(\frac{V_{am}}{V_b}\right)^2 = 0,147 \times \frac{1.000}{261,3} \times \left(\frac{0,38}{0,38}\right)^2$$

$X_{am} = 0,562\ pu$ (na potência e tensão de base)

$\vec{Z}_{am} = 0 + j0,562\ pu$

i) Corrente de partida

$$\vec{I}_p = \frac{1}{\vec{Z}_{sr} + \vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{ac} + \vec{Z}_{ab} + \vec{Z}_{umb}} = \frac{1}{\vec{Z}_{tm}}$$

$$\vec{Z}_{tm} = 0{,}04427 + j0{,}08621 + j0{,}562 = 0{,}04427 + j0{,}64821$$

$$\vec{Z}_{tm} = 0{,}649\ pu$$

$$I_p = \frac{1}{0{,}649} = 1{,}5408\ pu$$

j) Queda de tensão nos terminais do motor na partida direta

$$\Delta V_{um} = Z_t \times I_p = 0{,}09691 \times 1{,}5408 = 0{,}1493\ pu = 14{,}9\%$$

k) Tensão nos terminais do motor na partida direta do motor

$V_{um} = 1 - \Delta V_{um} = 1 - 0{,}1493 = 0{,}8507\ pu = 85{,}07\%$ da tensão nominal do motor, ou seja: $380 \times 0{,}8507 = 323{,}2$ V

l) Queda de tensão na partida através de chave compensadora no tape 65%

$$\Delta V_{um} = Z_t \times I_{pc} = 0{,}09691 \times 0{,}650 = 0{,}0629\ pu = 6{,}29\%$$

$$\vec{I}_{pc} = K^2 \times \vec{I}_{pc} = 0{,}65^2 \times 1{,}540 = 0{,}650\ pu$$

$K = 65\% = 0{,}65$ (tape de ligação da chave compensadora)

m) Tensão nos terminais de alimentação da chave compensadora no tape 65%

$V_{um} = 1 - \Delta V_{um} = 1 - 0{,}0629 = 0{,}937\ pu = 93{,}7\%$ da tensão nominal, ou seja: $380 \times 0{,}937 = 356$ V

n) Queda de tensão na partida através de chave estrela-triângulo

$$\Delta V_{um} = Z_t \times I_{pc} = 0{,}09691 \times 0{,}5084 = 0{,}0492\ pu = 4{,}92\%$$

$$\vec{I}_{pc} = 0{,}33 \times \vec{I}_p = 0{,}33 \times 1{,}5408 = 0{,}5084\ pu$$

o) Queda de tensão no ponto de entrega de energia

$$\Delta V_{at} = Z_{sr} \times I_p = 0{,}005 \times 1{,}5408 = 0{,}0077\ pu = 0{,}77\%$$

p) Conjugado de partida

- Partida direta da rede

$$C_{up} = C_{unp} \times \left(\frac{1 - \Delta V_{um}}{1}\right)^2 = C_{unp} \times \left(\frac{1 - 0{,}1493}{1}\right)^2 = 0{,}723 \times C_{unp}$$

- Partida através da chave compensadora

$$C_{up} = C_{unp} \times \left(\frac{K - \Delta V_{um}}{1}\right)^2 = C_{unp} \times \left(\frac{0{,}65 - 0{,}0629}{1}\right)^2 = 0{,}344 \times C_{unp}$$

- Partida através da chave estrela-triângulo

$$C_{up} = C_{unp} \times \left(\frac{1 - \Delta V_{um}}{\sqrt{3}}\right)^2 = C_{unp} \times \left(\frac{1 - 0{,}0492}{\sqrt{3}}\right)^2 = 0{,}301 \times C_{unp}$$

Com os resultados obtidos, podem ser feitas as seguintes considerações:

- a queda de tensão na partida direta está acima do limite máximo de 10%. É oportuno abandonar esta solução e instalar uma chave compensadora ou estrela-triângulo;
- a queda de tensão com a chave compensadora no tape de 65% permite uma queda de tensão abaixo do limite recomendado de 10%, podendo ser a solução adotada. Deve-se analisar também, antes, a partida do motor no tape 80%, que, se for o caso, é uma solução ainda mais adequada;
- a queda de tensão com a chave estrela-triângulo permite também uma queda de tensão abaixo do limite recomendado de 10%. Tratando-se de um equipamento de menor preço, deve ser a solução preferida, devendo-se não esquecer o ajuste do tempo correto da chave para a passagem da posição estrela para a posição triângulo;
- o conjugado do motor com a chave estrela-triângulo é muito baixo, devendo-se adotar esta solução apenas na condição de o motor partir praticamente sem carga e se este dispuser de seis terminais acessíveis.

Outra alternativa é utilizar a chave de partida estática para motor de 300 cv.

Para se obter uma corrente de partida que produza uma queda de tensão igual ao limite de 10%, pode-se ajustar a chave de partida estática na tensão de partida de 90% da tensão nominal com uma corrente de partida de:

$$\Delta V = Z_t \times I_{pc}$$
$$0{,}10 = 0{,}09691 \times I_{pc} \rightarrow I_{pc} = 1{,}0318\ pu$$

O tempo de partida pode ser escolhido de acordo com a Equação (7.27), considerando-se que o tempo de partida direta do motor tenha sido calculado em 5 s.

$$T_p = T_{pd} \times \frac{V_{nm}}{V_p} = 5 \times \frac{1}{0{,}90} = 5{,}5\ \text{s}$$

- a queda de tensão no ponto de entrada da instalação é bem inferior ao máximo admitido, que é de 3% no presente caso.

Uma análise detalhada nos resultados finais permite ao leitor várias conclusões interessantes.

7.7.2 Queda de Tensão na Partida Simultânea de Dois ou Mais Motores

Os estudos efetuados até agora analisaram a partida individual dos motores de indução. Às vezes, porém, é necessário que dois ou mais motores de grande potência sejam acionados simultaneamente como parte de um processo qualquer de produção, sendo sempre conveniente evitar tal manobra, isto porque pode produzir severa queda de tensão na instalação, acarretando distúrbios que, se não estudados adequadamente, podem interferir no funcionamento de outros equipamentos.

A severidade das partidas simultâneas pode ser atenuada ou não, dependendo da localização dos motores acionados. Se estes estiverem ligados no mesmo circuito terminal, ou de distribuição, as condições tornam-se significativamente mais desfavoráveis do que se estiverem ligados em circuitos de distribuição diferentes.

Quando os motores estão ligados ao mesmo barramento do CCM, o procedimento adotado para o cálculo da queda de tensão é praticamente igual ao já explanado anteriormente, computando-se, neste caso, as correntes de partida dos respectivos motores, somando-as vetorialmente em função dos fatores de potência correspondentes que atingem valores entre 0,30 e 0,40.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.12)

Determinar a queda de tensão na partida dos dois motores de 300 e 475 cv, mostrados na planta da Figura 7.34, cujos dados são:

- tensão nominal primária: 13,80 kV;
- tensão nominal secundária: 440 V;
- potência de curto-circuito no ponto de entrega de energia: 150 MVA;
- todos os condutores são de cobre com isolação em PVC e capa externa protetora; os dados relativos aos motores (440 V) foram extraídos da Tabela 6.3.

a) Dados de base
- potência base: $P_b = 1.000$ kVA;
- tensão base: $V_b = 0{,}44$ kV.

b) Impedância reduzida do sistema de alimentação
- Resistência (R_{sm})

$$R_{sm} \cong 0\ pu$$

- Reatância (X_{sm})

$$X_{sm} = \frac{P_b}{P_{cc}} = \frac{1.000}{150.000} = 0{,}0066\ pu$$

- Impedância (Z_{sm})

$$\vec{Z}_{sm} = 0 + j0{,}0066\ pu$$

c) Impedância dos transformadores

- Transformador de 1.000 kVA

– Resistência

$$R_{wt1} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_w} = \frac{11.000}{10 \times 1.000} = 1{,}10\% = 0{,}0110\ pu \text{ (na base de 1.000 kVA)}$$

P_{cu} = 11.000 W (Tabela 9.11)

– Reatância

$Z_{pt1} = 5{,}50\% = 0{,}0550\ pu$ (na base de 1.000 kVA)

$$X_{wt1} = \sqrt{0{,}0550^2 - 0{,}0110^2} = 0{,}0538\ pu$$

– Impedância

$$\vec{Z}_{wt1} = R_{wt1} + jX_{wt1} = 0{,}0110 + j0{,}0538\ pu$$

- Transformador de 750 kVA

– Resistência

$$R_{pt2} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_w} = \frac{8.500}{10 \times 750} = 1{,}13\% = 0{,}0113\ pu \text{ (na base de 750 kVA)}$$

$$R_{wt2} = R_{pt} \times \frac{P_b}{P_{wt}} \times \left(\frac{V_w}{V_b}\right)^2 = 0{,}0113 \times \frac{1.000}{750} \times \left(\frac{0{,}44}{0{,}44}\right)^2$$

R_{wt2} = 0,01506 pu (na base da potência base de 1.000 kVA)

– Reatância

$$X_{wt2} = \sqrt{0{,}0733^2 - 0{,}01506^2} = 0{,}07173\ pu$$

$Z_{pt2} = 5{,}50\% = 0{,}0550\ pu$ (na base de 750 kVA)

$$Z_{wt2} = Z_{pt2} \times \frac{P_b}{P_w} \times \left(\frac{V_{wt}}{V_b}\right)^2 = 0{,}0550 \times \frac{1.000}{750} \times \left(\frac{0{,}44}{0{,}44}\right)^2$$

$Z_{wt2} = 0{,}0733\ pu$ (na base da potência base de 1.000 kVA)

– Impedância

$$\vec{Z}_{wt2} = R_{wt2} + jX_{wt2} = 0{,}01506 + j0{,}07173\ pu$$

Logo, a impedância em paralela resultante dos dois transformadores vale:

$$\vec{Z}_{wt} = \frac{(R_{wt1} + jX_{wt1}) \times (R_{wt2} + jX_{wt2})}{(R_{wt1} + jX_{wt1}) + (R_{wt2} + jX_{wt2})}$$

$$\vec{Z}_{wt} = \frac{(0{,}0110 + j0{,}0538) \times (0{,}01506 + j0{,}07173)}{(0{,}0110 + j0{,}0538) + (0{,}01506 + j0{,}07173)}$$

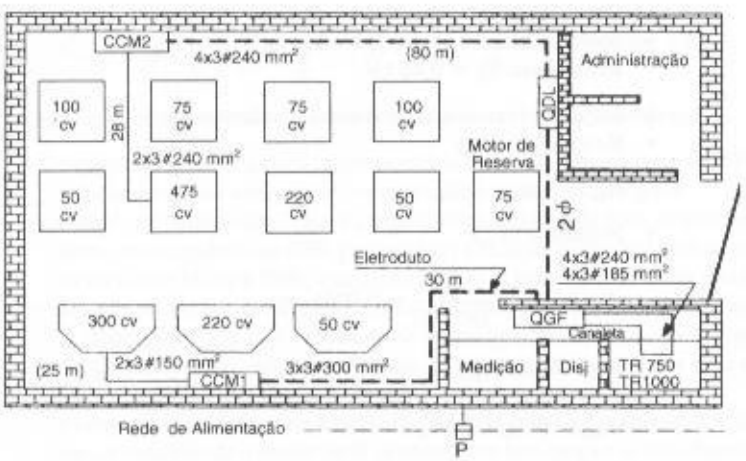


FIGURA 7.34
Layout da indústria

$$\vec{Z}_{at} = \frac{-0,00369 + j0,00159}{0,02606 + j0,12553} = 0,00629 + j0,03070 \ pu$$

A impedância dos circuitos entre os transformadores e o QGF foi desconsiderada por ser de pequeno valor.

d) Impedância do circuito de alimentação do CCM1

- Resistência (R_{ac1})

$R_{a\Omega} = 0,0781$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$R_{ac1} = \frac{R_{a\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2}$$

$$R_{ac1} = \frac{30 \times 0,0781}{3 \times 1.000} \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,44^2} = 0,00403 \ pu$$

- Reatância (X_{ac1})

$X_{a\Omega} = 0,1068$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$X_{ac1} = \frac{X_{a\Omega} \times L_{c1}}{1.000 \times N_{c1}} \times \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2}$$

$$X_{ac1} = \frac{30 \times 0,1068}{3 \times 1.000} \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,44^2} = 0,00551 \ pu$$

$$\vec{Z}_{ac1} = R_{ac1} + jX_{ac1} = 0,00403 + j0,00551 \ pu$$

e) Impedância do circuito de alimentação do CCM2

- Resistência (R_{ac2})

$R_{a\Omega} = 0,0958$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$R_{ac2} = \frac{80 \times 0,0958}{4 \times 1.000} \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,44^2} = 0,00989 \ pu$$

- Reatância (X_{ac2})

$X_{a\Omega} = 0,1070$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$X_{ac2} = \frac{80 \times 0,1070}{4 \times 1.000} \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,44^2} = 0,01105 \ pu$$

$$\vec{Z}_{ac2} = R_{ac2} + jX_{ac2} = 0,00989 + j0,01105 \ pu$$

f) Impedância do circuito de alimentação do motor de 475 cv (2 × 3 # 240 mm²)

- Resistência (R_{ac3})

$R_{a\Omega} = 0,0958$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$R_{ac3} = \frac{28 \times 0,0958}{2 \times 1.000} \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,44^2} = 0,00692 \ pu$$

- Reatância (X_{ac3})

$X_{a\Omega} = 0,1070$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$X_{ac3} = \frac{28 \times 0,1070}{2 \times 1.000} \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,44^2} = 0,00773 \ pu$$

$$\vec{Z}_{ac3} = R_{ac3} + jX_{ac3} = 0,00692 + j0,00773 \ pu$$

g) Impedância do circuito de alimentação do motor de 300 cv (2 × 3 # 150 mm²)

- Resistência (R_{ac4})

$R_{a\Omega} = 0,1502$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$R_{ac4} = \frac{25 \times 0,1502}{2 \times 1.000} \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,44^2} = 0,00969 \ pu$$

- Reatância (X_{ac4})

$X_{a\Omega} = 0,1074$ mΩ/m (Tabela 3.22)

$$X_{ac4} = \frac{25 \times 0,1074}{2 \times 1.000} \times \frac{1.000}{1.000 \times 0,44^2} = 0,00693 \ pu$$

$$\vec{Z}_{ac4} = R_{ac4} + jX_{ac4} = 0{,}00969 + j0{,}00693\ pu$$

h) Impedância dos motores

- Motor de 475 cv

$R_{am1} \cong 0$ (valor muito pequeno quando comparado com a impedância)
$I_p/I_{nm} = 7{,}6$

$$X_{am} = \frac{I_{nm}}{I_p} = \frac{1}{7{,}6} = 0{,}131\ pu \text{ (na base de 475 cv)}$$

$$P_{nm} = \frac{P_{mcv} \times 0{,}736}{\eta \times F_p} = \frac{475 \times 0{,}736}{0{,}96 \times 0{,}89} = 409{,}1 \text{ kVA}$$

$$X_{am1} = X_{am} \times \frac{P_b}{P_{nm}} \times \left(\frac{V_{nm}}{V_b}\right)^2 = 0{,}131 \times \frac{1.000}{409{,}1} \times \left(\frac{0{,}44}{0{,}44}\right)^2$$

$X_{am1} = 0{,}320\ pu$

$\vec{Z}_{am1} = 0 + j0{,}320\ pu$

- Motor de 300 cv

$R_{am2} = 0$ (valor muito pequeno quando comparado com a impedância)
$I_p/I_{nm} = 6{,}8$

$$X_{am} = \frac{I_{nm}}{I_p} = \frac{1}{6{,}8} = 0{,}147\ pu \text{ (na base de 300 cv)}$$

$$P_{nm} = \frac{P_{mcv} \times 0{,}736}{\eta \times F_p} = \frac{300 \times 0{,}736}{0{,}96 \times 0{,}88} = 261{,}3 \text{ kVA}$$

$$X_{am2} = X_{am} \times \frac{P_b}{P_{nm}} \times \left(\frac{V_{nm}}{V_b}\right)^2 = 0{,}147 \times \frac{1.000}{261{,}3} \times \left(\frac{0{,}44}{0{,}44}\right)^2$$

$X_{am2} = 0{,}562\ pu$

$\vec{Z}_{am2} = 0 + j0{,}562\ pu$

i) Corrente de partida

- Motor de 475 cv

$$\vec{I}_{p1} = \frac{1}{\vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{ac} + \vec{Z}_{ab} + \vec{Z}_{amb}} = \frac{1}{\vec{Z}_{m1}} = \frac{1}{0{,}37678} = 2{,}65406\ pu$$

$\vec{Z}_{ac}$ – impedância dos condutores

$\vec{Z}_{m1} = j0{,}0066 + 0{,}00629 + j0{,}03070 + 0{,}00989 + j0{,}01105 + 0{,}00692 + j0{,}00773 + j0{,}320$

$\vec{Z}_{m1} = 0{,}02310 + j0{,}37608\ pu$

$Z_{m1} = 0{,}37678\ pu$

- Motor de 300 cv

$$\vec{I}_{p2} = \frac{1}{\vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{ac} + \vec{Z}_{ab} + \vec{Z}_{amb}} = \frac{1}{\vec{Z}_{m2}} = \frac{1}{0{,}61206} = 1{,}63382\ pu$$

$\vec{Z}_{m2} = j0{,}0066 + 0{,}00629 + j0{,}03070 + 0{,}00403 + j0{,}00551 + 0{,}00969 + j0{,}00693 + j0{,}562$

$\vec{Z}_{m2} = 0{,}02001 + j0{,}61174\ pu$

$Z_{m2} = 0{,}61206\ pu$

j) Queda de tensão nos terminais dos motores partindo isoladamente

- Motor de 475 cv

$$\Delta\vec{V}_{am1} = (\vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{ac} + \vec{Z}_{ab}) \times \vec{I}_{p1}$$

$\Delta\vec{V}_{am1} = (j0{,}0066 + 0{,}00629 + j0{,}03070 + 0{,}00989 + j0{,}01105 + 0{,}00692 + j0{,}00773) \times 2{,}65406$

$\Delta\vec{V}_{am1} = (0{,}02310 + j0{,}05608) \times 2{,}65406$

$\Delta\vec{V}_{am1} = 0{,}06065 \times 2{,}65406 = 0{,}161\ pu = 16{,}1\%$

- Motor de 300 cv

$$\Delta\vec{V}_{am2} = (\vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{al} + \vec{Z}_{ac} + \vec{Z}_{ab}) \times \vec{I}_{p2}$$

$$\Delta\vec{V}_{am2} = (j0{,}0066 + 0{,}00629 + j0{,}03070 + 0{,}00403 + j0{,}00551 + 0{,}00969 + j0{,}00693) \times 1{,}63382$$

$$\Delta\vec{V}_{am2} = (0{,}02001 + j0{,}04974) \times 1{,}63382$$

$$\Delta\vec{V}_{am2} = 0{,}0536 \times 1{,}63382 = 0{,}087\ pu = 8{,}7\%$$

k) Queda de tensão nos terminais dos motores de 300 e 475 cv partindo simultaneamente

O processo de cálculo pode ser entendido facilmente, analisando-se o diagrama de blocos simplificado da Figura 7.35. Determina-se, inicialmente, a queda de tensão no ponto A (barra do QGF) com base na soma das correntes de partida dos dois motores e as quedas de tensão devidas à corrente de partida de cada motor no seu ramal de alimentação correspondente. Em seguida, soma-se a queda de tensão em cada ramal à queda de tensão no ponto A, obtendo-se a queda de tensão no ponto de conexão de cada motor.

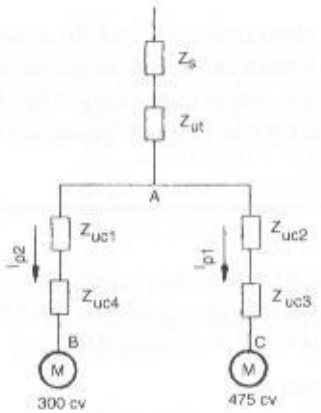


FIGURA 7.35
Diagrama unifilar básico

l) Queda de tensão no ponto A devida à partida simultânea dos dois motores

Considerando-se que os fatores de potência na partida dos motores sejam iguais a 0,40, tem-se:

$$\vec{I}_{pt} = \vec{I}_{p1} + \vec{I}_{p2} = \frac{1}{\vec{Z}_{m1}} + \frac{1}{\vec{Z}_{m2}} = \frac{1}{0{,}02310 + j0{,}37608} + \frac{1}{0{,}02001 + j0{,}61174}$$

$$\vec{I}_{pt} = \frac{+\,0{,}02310 + j0{,}37608 + 0{,}02001 + j0{,}61174}{(0{,}02310 + j0{,}37608) \times (0{,}02001 + j0{,}61174)} = \frac{0{,}04311 + j0{,}98782}{+\,0{,}22960 + j0{,}02165}$$

$$\vec{I}_{pt} = 0{,}21600 - j4{,}28198\ pu$$

$$I_{pt} = 4{,}287\ pu$$

Mais simplificadamente pode-se obter:

$$I_{pt} = I_{p1} + I_{p2}$$

$$\vec{I}_{pt} = 2{,}65406 + 1{,}63382 = 4{,}287\ pu$$

A queda de tensão até o ponto A da Figura 7.35 vale:

$$\Delta\vec{V}_{am} = (\vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{al}) \times I_{pt} = (j0{,}0066 + 0{,}00629 + j0{,}03070) \times 4{,}287$$

$$\Delta V_{am} = 0{,}037 \times 4{,}287 = 0{,}158\ pu = 15{,}8\%$$

m) Queda de tensão no ramal A-B

$$\Delta\vec{V}_{am} = \vec{Z}_{ac} \times \vec{I}_{p2}$$

$$\Delta\vec{V}_{am} = (0{,}00403 + j0{,}00551 + 0{,}00969 + j0{,}00693) \times 1{,}63382$$

$$\Delta V_{am} = 0{,}0185 \times 1{,}63382 = 0{,}030\ pu = 3{,}0\%$$

n) Queda de tensão no ramal A-C

$$\Delta\vec{V}_{am} = \vec{Z}_{ac} \times \vec{I}_{p1}$$

$$\Delta\vec{V}_{am} = (0{,}00989 + j0{,}01105 + 0{,}00692 + j0{,}00773) \times 2{,}65406$$

$$\Delta V_{am} = 0{,}02520 \times 2{,}65406 = 0{,}066\ pu = 6{,}6\%$$

o) Queda de tensão nos terminais dos motores

- Motor de 475 cv

$$\Delta V_{um} = 0,158 + 0,066 = 0,0224\ pu = 22,4\%$$

- Motor de 300 cv

$$\Delta V_{um} = 0,158 + 0,030 = 0,188\ pu = 18,8\%$$

7.8 CONTRIBUIÇÃO DA CARGA NA QUEDA DE TENSÃO DURANTE A PARTIDA DE MOTORES DE INDUÇÃO

Até então, não se deu a importância merecida à contribuição da carga no processo que resulta na queda de tensão durante o acionamento de um motor de indução, isto é, à diferença na queda de tensão entre ligar o motor com toda a carga do projeto ligada ou ligar o mesmo motor antes de ligar a referida carga.

Numa instalação industrial, em plena operação, quando se aciona um motor de grande potência, a carga existente pode contribuir moderadamente na queda de tensão durante a sua partida. Se existe dificuldade na partida do motor com as outras cargas ligadas, é aconselhável acionar inicialmente o motor de grande porte para posteriormente processar a ligação das demais cargas.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.13)

Considerar o Exemplo de Aplicação (7.12). Simular a partida do motor de 475 cv com os demais motores do CCM2 em operação. Depois, considerar também os motores do CCM1 em carga plena. Admitir que todos os motores tenham fator de potência 0,86 e rendimento 0,95.

a) Corrente de carga nominal dos motores

$$P_{50} = \frac{50 \times 0,736}{0,86 \times 0,95} = 45,0\ \text{kVA} \rightarrow I_{50} = \frac{45,0}{\sqrt{3} \times 0,44} = 59,0\ \text{A}$$

$$P_{75} = \frac{75 \times 0,736}{0,86 \times 0,95} = 67,5\ \text{kVA} \rightarrow I_{75} = \frac{67,5}{\sqrt{3} \times 0,44} = 88,5\ \text{A}$$

$$P_{100} = \frac{100 \times 0,736}{0,86 \times 0,95} = 90,0\ \text{kVA} \rightarrow I_{100} = \frac{90,0}{\sqrt{3} \times 0,44} = 118,0\ \text{A}$$

$$P_{220} = \frac{220 \times 0,736}{0,86 \times 0,95} = 198,1\ \text{kV} \rightarrow I_{220} = \frac{198,1}{\sqrt{3} \times 0,44} = 259,9\ \text{A}$$

$$P_{300} = \frac{300 \times 0,736}{0,86 \times 0,95} = 270,2\ \text{kVA} \rightarrow I_{300} = \frac{270,2}{\sqrt{3} \times 0,44} = 354,5\ \text{A}$$

$$P_{475} = \frac{475 \times 0,736}{0,86 \times 0,95} = 427,9\ \text{kVA} \rightarrow I_{475} = \frac{427,9}{\sqrt{3} \times 0,44} = 561,4\ \text{A}$$

b) Corrente de carga do CCM2, exceto a do motor de 475 cv

Considerando-se os fatores de potência de cada motor, a corrente de carga correspondente vale:

$$I_{a1} = 2 \times 59,0 \times 0,86 + 2 \times 88,5 \times 0,86 + 2 \times 118,0 \times 0,86 + 1 \times 259,9 \times 0,86 = 680,1\ \text{A}$$
$$I_{r1} = 2 \times 59,0 \times 0,51 + 2 \times 88,5 \times 0,51 + 2 \times 118,0 \times 0,51 + 1 \times 259,9 \times 0,51 = 403,3\ \text{A}$$
$$I_{ut} = \sqrt{680,1^2 + 403,3^2} = 790,6\ \text{A}$$

Para as condições de base, as correntes ativa e reativa, em *pu*, valem:

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} = \frac{1.000}{\sqrt{3} \times 0,44} = 1.312\ \text{A}$$

$$I_{acp} = \frac{680,1}{1.312} = 0,518\ pu$$

$$I_{rcp} = \frac{403,3}{1.312} = 0,307\ pu$$

c) Queda de tensão na partida do motor de 475 cv com toda a carga do CCM2 ligada

Considerando-se um fator de potência de 0,40 durante a partida do motor de 475 cv, obtêm-se as correntes ativa e reativa, respectivas, em *pu*.

- Corrente de partida do motor de 475 cv

$I_{pl} = 2{,}65406\ pu$ (veja o Exemplo de Aplicação 7.12)
$I_{alp} = 2{,}65406 \times 0{,}40 = 1{,}061\ pu$ (corrente ativa)
$I_{rlp} = 2{,}65406 \times 0{,}91 = 2{,}415\ pu$ (corrente reativa)

- Corrente que flui para o CCM2 durante a partida do motor de 475 cv

$I_{ta} = I_{acp} + I_{alp} = 0{,}518 + 1{,}061 = 1{,}579\ pu$
$I_{tr} = I_{rcp} + I_{rlp} = j0{,}307 + j2{,}415 = j2{,}722\ pu$
$I_t = \sqrt{1{,}579^2 + 2{,}722^2} = 3{,}0146\ pu$

- Queda de tensão nos terminais do motor de 475 cv:

$\Delta\vec{V}_{s2} = \vec{Z}_c \times \vec{I}_t$

$\vec{I}_t = I_{ta} + jI_{tr} = 1{,}579 + j2{,}722$

$\Delta\vec{V}_{s2} = (j0{,}0066 + 0{,}00629 + j0{,}03070 + 0{,}00989 + j0{,}01105 + 0{,}00692 + j0{,}00773) \times \vec{I}_t$

$\Delta\vec{V}_{s2} = (0{,}02310 + j0{,}05608) \times (1{,}579 + j2{,}722) = -0{,}1162 + j0{,}1514\ pu$
$\Delta V_{s2} = 0{,}190\ pu = 19{,}0\%$

- A queda de tensão sem a contribuição da carga vale:

$\Delta V_{s2} = 0{,}161\ pu = 16{,}1\%$ (veja o item j da Seção 7.7.2)

Logo, a carga em operação no CCM2 contribui com 18% para a queda de tensão na partida do motor de 475 cv, ou seja:

$$\Delta V_u = 19{,}0 - 16{,}1 = 2{,}9 \rightarrow \Delta_{cl} = \frac{2{,}9}{16{,}1} \times 100 = 18\%$$

d) Queda de tensão nos terminais do motor de 475 cv com toda a carga do sistema ligada

Neste caso, todos os motores do CCM1 e do CCM2 estão em operação.

- Corrente de carga do CCM 1

$I_{al} = 1 \times 59{,}0 \times 0{,}86 + 1 \times 259{,}9 \times 0{,}86 + 1 \times 354{,}5 \times 0{,}86 = 579{,}1\ \text{A}$
$I_{rl} = 1 \times 59{,}0 \times 0{,}51 + 1 \times 259{,}9 \times 0{,}51 + 1 \times 354{,}5 \times 0{,}51 = 343{,}4\ \text{A}$
$I_{at} = \sqrt{579{,}1^2 + 343{,}4^2} = 673{,}2\ \text{A}$

$$I_{acp} = \frac{579{,}1}{1.312} = 0{,}441\ pu$$

$$I_{rcp} = \frac{343{,}4}{1.312} = j0{,}261\ pu$$

$\vec{I}_t = 0{,}441 + j0{,}261\ pu$
$I_t = \sqrt{0{,}441^2 + 0{,}261^2}\ I_t = 0{,}512\ pu$

- Queda de tensão na barra do QGF devida somente à carga CCM1

$\Delta\vec{V}_{s1} = (j0{,}0066 + 0{,}00629 + j0{,}03070) \times \vec{I}_t$

$\Delta\vec{V}_{s1} = (0{,}00629 + j0{,}03730) \times (0{,}441 + j0{,}261) = -0{,}00696 + j0{,}01809\ pu$
$\Delta V_{s1} = 0{,}0193 = 1{,}93\%$

- Queda de tensão nos terminais do motor de 475 cv

$\Delta V_{at} = 0{,}190 + 0{,}0193 = 0{,}209 = 20{,}9\%$

Conclui-se que a contribuição da carga da instalação, de uma forma geral, não é muito significativa durante a partida dos motores elétricos.

7.9 ESCOLHA DA TENSÃO NOMINAL DE MOTORES DE POTÊNCIA ELEVADA

Quando se trata de projetos industriais, onde existem motores de potência elevada, superior a 500 cv, é necessário estudar detalhadamente a tensão nominal a ser escolhida, a fim de assegurar as condições de partida adequadas na rede secundária de alimentação. No entanto, a tensão nominal do motor, conseqüentemente a sua corrente nominal, não influencia a queda de tensão no sistema primário, que permanece invariada para qualquer valor de tensão secundária.

Em geral, os motores de até 600 cv são fabricados em baixa tensão, ou seja: 220, 380 e 440 V. Os motores solicitados acima desta potência são fabricados sob encomenda e, geralmente, são de média tensão. Motores abaixo de 600 cv solicitados em média tensão geralmente têm projetos específicos. Estes limites de tensão e potência obedecem, a rigor, a requisitos econômicos.

Quando se projeta a instalação de um motor de potência elevada, é necessário determinar a queda de tensão durante a sua partida, tanto na rede de suprimento da concessionária, como na rede interna da planta. Se a queda de tensão durante a partida estiver acima dos limites permitidos pela concessionária, será necessário estudar um meio de acionamento adequado, se isto for possível, em função dos requisitos operacionais da carga. Caso contrário, faz-se necessário especificar um motor de baixa corrente de partida, por exemplo, de letra código A. Entretanto, se a queda de tensão na rede da concessionária permite o acionamento direto, e o mesmo não acontece com a instalação interna, o que é mais comum de acontecer, pode-se especificar a tensão nominal do referido motor com um valor mais elevado, por exemplo, 2.200, 4.160 ou 6.600 V, dependendo da necessidade de manter a queda de tensão em nível inferior ao máximo exigido para aquela instalação em particular.

Em algumas instalações, como estações de bombeamento de água, onde não existem, em geral, equipamentos com grande sensibilidade às quedas de tensão de curta duração, podem-se permitir acionamentos de motores de grande potência que provoquem quedas de tensão acima dos limites de operação das bobinas dos contatores. Nestes casos, projeta-se um sistema em corrente contínua a partir de uma fonte formada por um banco de baterias ligado a um retificador-flutuador. A tensão do circuito de corrente contínua normalmente empregada é de 24, 48, 125 ou de 220 V, sabendo-se que a mais freqüente é a de 125 V. Os ampères-horas do banco são função da potência consumida pela carga a ser ligada neste sistema. Desta forma, todas as bobinas dos contatores devem ser especificadas para serem ligadas no circuito de corrente contínua que está isento dos efeitos das quedas de tensão no sistema alimentador, devido ao acionamento dos motores.

Em geral, nas instalações que contêm grandes máquinas, há necessidade da aplicação de um sistema de proteção através da utilização de relés secundários, o que por si só já justifica a aquisição do sistema de corrente contínua, cujo custo é bastante elevado.

A Figura 7.36, que representa um esquema unifilar simplificado, resume as informações anteriores.

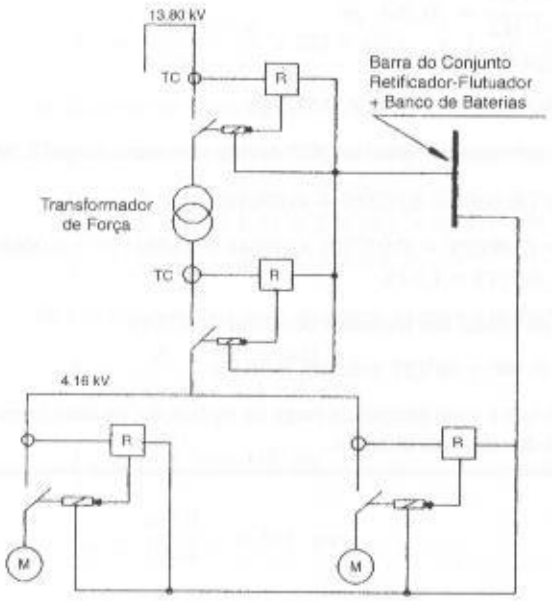


FIGURA 7.36
Esquema básico de partida de motores com elevada queda de tensão

7.10 SOBRETENSÕES DE MANOBRA

Os motores de indução com rotor em curto-circuito podem provocar no sistema de alimentação severos níveis de sobretensão quando são desligados da rede durante o processo de partida direta. Também quando os motores, acionados diretamente da rede e sem carga no eixo são desligados, podem ocorrer fortes sobretensões de manobra que devem ser evitadas. Estas sobretensões são mais notadas em unidades superiores a 150 cv e inferiores a 500 cv, nas tensões compreendidas entre 4,16 e 13,80 kV.

O desligamento súbito dos motores assíncronos deve-se principalmente ao rotor travado, à partida para verificação do sentido de rotação, à atuação intempestiva do relé de proteção e até ao acionamento por descuido.

O fator principal da ocorrência de sobretensões deve-se às interrupções de correntes altamente indutivas, como se verifica na partida dos motores elétricos de indução. As sobretensões dependem do valor instantâneo da tensão aplicada aos terminais do motor, quando ocorre a passagem da corrente por zero. Também a configuração do sistema supridor, associada às condições construtivas do disjuntor, contribui fortemente para determinar a amplitude da sobretensão. Um outro fator importante é a corrente de desligamento do motor. Quanto maior for, mais severa é a amplitude das sobretensões.

É interessante observar que os motores de potência muito elevada não provocam sobretensões capazes de prejudicar o sistema.

7.11 CONTROLE DE VELOCIDADE DE MOTORES DE INDUÇÃO

Ao se analisar a Equação (7.57) percebe-se que há dois métodos básicos de variação da velocidade dos motores de indução, isto é, variando-se o número de pólos ou a freqüência. No primeiro caso, a variação da velocidade se dá de maneira discreta, como é óbvio, na proporção 1:2. Já no segundo método, a velocidade pode variar de forma contínua com a variação da freqüência.

7.11.1 Conexão Dahlander

Este método de partida implica a utilização de um motor de indução de construção apropriada, em que, na maioria dos casos, cada enrolamento de fase é constituído de duas bobinas ligadas em série, com o ponto médio acessível e os mesmos enrolamentos ligados em triângulo, conforme se mostra na Figura 7.37.

O princípio fundamental deste tipo de acionamento se baseia na seguinte expressão básica:

$$W_s = \frac{2 \times F}{P} \tag{7.57}$$

W_s – velocidade angular síncrona do motor, em rps;
F – freqüência da rede, em Hz;
P – número de pólos.

Variando-se o número de pólos, obtém-se proporcionalmente uma velocidade variável. Como o grupo de bobinas de fase é conectado de forma a resultar, por exemplo, uma relação de número de pólos de 1:2 (potência constante), pode-se alterar o número de pólos, ligando-se adequadamente os terminais disponíveis, obtendo-se, desta forma, um motor de duas velocidades.

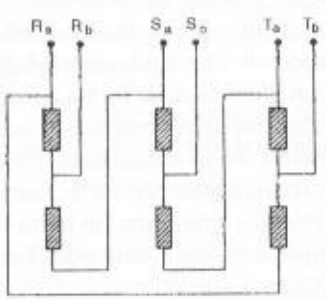


FIGURA 7.37
Conexão Dahlander

Normalmente a partida do motor se dá na velocidade mais baixa, quando as bobinas estão conectadas em Δ, conforme a Figura 7.38, onde o conjugado é elevado. Quando o motor adquire uma velocidade constante, permuta-se para a conexão YY, conforme a Figura 7.39, alterando-se o número de pólos e obtendo-se a velocidade superior, que é a de regime normal.

No caso de motores de oito pólos, a partida realizada na conexão síncrona, em Δ, é de 900 rpm. Alterando-se a conexão da Figura 7.37 para YY, obtém-se P = 4 pólos, em que a velocidade síncrona é de 1.800 rpm.

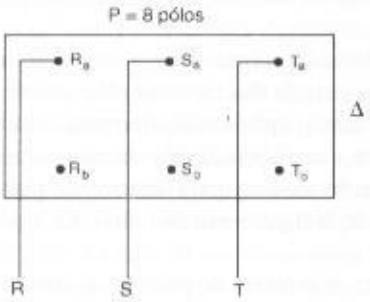


FIGURA 7.38
Ligação delta

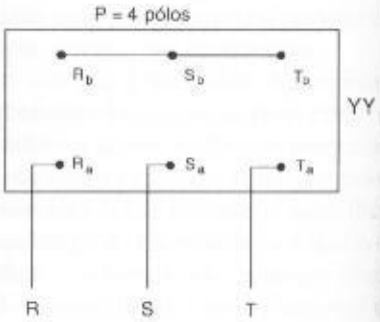


FIGURA 7.39
Ligação YY

Utilizando-se a Equação (7.57), tem-se:

- Em baixa velocidade

$$W_s = \frac{2 \times F}{P} = \frac{2 \times 60}{8} = \frac{120}{8} = 15 \text{ rps}$$

$$W_r = 15 \times 60 = 900 \text{ rpm}$$

- Em alta velocidade

$$W_s = \frac{2 \times F}{P} = \frac{2 \times 60}{4} = \frac{120}{4} = 30 \text{ rps}$$

$$W_r = 30 \times 60 = 1.800 \text{ rpm}$$

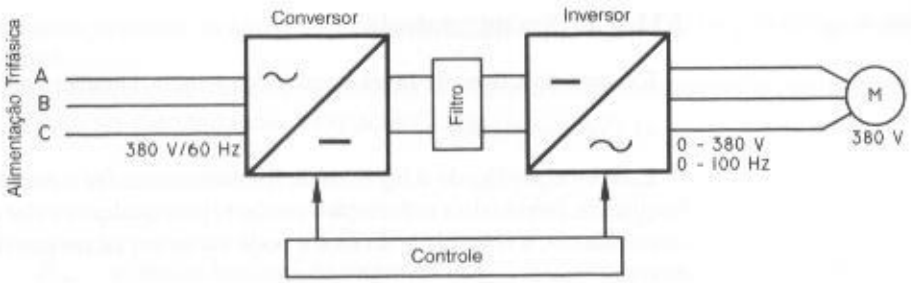
Os motores podem ser solicitados com suas conexões internas ligadas, de modo a desenvolver uma potência constante ou um conjugado máximo praticamente constante. No caso apresentado anteriormente, o motor está conectado para desenvolver um conjugado máximo praticamente constante. Assim, se a potência do motor em questão é de 100 cv na velocidade superior, na partida, ou seja, em baixa velocidade, a sua potência é de apenas 63 cv. No entanto, em ambas as conexões o conjugado máximo é basicamente o mesmo.

7.11.2 Inversores de Freqüência

Nas indústrias de química e petroquímica, cimento, siderurgia, têxtil, bebidas etc. é amplamente utilizado o controle de velocidade dos motores elétricos em função do processo de manufaturação. Até poucos anos atrás estas questões vinham sendo resolvidas com a aplicação de motores de corrente contínua quando se desejava um controle de velocidade contínuo. Porém, com o advento da eletrônica de potência foram desenvolvidos equipamentos apropriados, denominados inversores de freqüência, associados à microeletrônica, de forma a permitir o uso de motores de indução com rotor em curto-circuito em substituição aos motores de corrente contínua.

Os motores de indução são robustos, de fácil manutenção e de custo reduzido comparado aos demais. Já os motores de corrente contínua são caros e de manutenção freqüente e onerosa.

O controle de velocidade dos motores com rotor em curto-circuito é possível com o uso dos inversores de freqüência que são equipamentos constituídos basicamente por um retificador e um inversor, conforme mostrado na Figura 7.40.



RA 7.40
ema básico de um inversor
eqüência

7.11.2.1 Operação com velocidade inferior à nominal

A maioria dos motores de indução utilizados é do tipo rotor em gaiola de esquilo com autoventilação.

Como se sabe, as perdas de um motor têm origem no ferro e no cobre. As perdas no cobre dependem do valor da carga acionada. Já as perdas no ferro são praticamente constantes com a variação da carga.

Quando o motor opera em condições nominais de carga e velocidade angular, as perdas no ferro e no cobre assumem os seus valores nominais. Porém, quando o motor, controlado pelo inversor de freqüência, assume velocidades angulares inferiores a sua nominal, mantendo a mesma carga girante por redução do fluxo refrigerante, aumentará o aquecimento no motor. Nesse caso, é necessário superdimensionar a potência nominal do motor ou utilizar um motor com fator de serviço elevado, dependendo da solução da faixa de velocidade em que irá operar o motor. No entanto, como ocorre em muitas aplicações se ao reduzir a velocidade angular a carga também diminuir, como no bombeamento de líquidos através de bombas centrífugas, a corrente decresce e, conseqüentemente, as perdas diminuem, compensando a deficiência de ventilação.

De acordo com a Equação (7.64), o conjugado é diretamente proporcional ao fluxo Φ que, por sua vez, é proporcional à relação V/F. Sendo o motor autoventilado, em velocidade reduzida, mantendo a mesma carga, a temperatura se eleva no interior do motor, necessitando-se reduzir o torque para manter a temperatura dentro dos limites da classe de isolamento, de acordo com a Tabela 7.4.

7.11.2.2 Operação com velocidade superior à nominal

Nestas circunstâncias a tensão é ajustada no seu valor máximo (tensão nominal) enquanto a freqüência seria incrementada, devendo ser limitada pelo conjugado máximo do motor e pelos esforços mecânicos a que ficariam submetidas as partes móveis do referido motor, incluindo-se aí o próprio rolamento.

A máxima velocidade a que é possível submeter o motor, limitada pelo aumento da freqüência, pode ser dada pela Equação (7.58).

$$W_{máx} = 0{,}67 \times W_{nm} \times \frac{C_{ma}}{C_{nm}} \tag{7.58}$$

C_{ma} – conjugado máximo do motor;
C_{nm} – conjugado nominal do motor;
W_{nm} – velocidade nominal do motor, em rpm.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.14)

Determinar a máxima velocidade que atingiria um motor de 600 cv/IV pólos/380 V, cuja relação do conjugado máximo para o conjugado nominal (C_{ma}/C_{nm}) é de 220%.

$$W_{máx} = 0{,}67 \times 1.800 \times 2{,}20 = 2.653 \text{ rpm}$$

$$\Delta W = \frac{2.653 - 1.800}{1.800} \times 100 = 47{,}3\%$$

7.11.2.3 Tipo de controle

Existem dois tipos de inversores de freqüência, caracterizados pela forma de controle.

a) Controle escalar

É assim classificado o inversor de freqüência que faz o motor operar controlando a tensão e a freqüência, mantendo a sua relação constante para qualquer valor da velocidade de operação. Nessa circunstância, a velocidade do motor pode variar em faixas estreitas, em função do seu escorregamento.

O inversor de freqüência de controle escalar é utilizado em aplicações rotineiras que não necessitam de controle de conjugado do motor e cujo controle de velocidade esteja na faixa de 6 a 60 Hz. É aplicado em motores de indução com rotor em gaiola convencional sem nenhum sistema de realimentação em malha fechada.

O inversor de controle escalar usa a velocidade do motor como sinal para fazer variar a tensão e a freqüência e disparar os transistores.

b) Controle vetorial

É assim classificado o inversor de freqüência que faz o motor operar com uma elevada precisão de velocidade e uma elevada rapidez na mudança de velocidade e de conjugado sendo, portanto, mais utilizado em máquinas operatrizes que necessitam de um rígido controle na velocidade.

Os inversores de controle vetorial são fabricados em duas versões:

- Inversores de freqüência sem sensor (*sensoless*)

Esses inversores são mais simples e não têm regulação de conjugado.

- Inversores de freqüência com realimentação controlada pelo campo magnético (*enconder*)

Esses inversores podem controlar a velocidade e o conjugado do motor tomando como referência a corrente do próprio motor, sendo mais empregados no controle fino de velocidade dos motores. Assim, o inversor de controle vetorial determina a corrente do estator, a de magnetização e a corrente requerida para produzir o conjugado necessário para a operação do motor.

7.11.2.4 Tensão nominal

Deve-se utilizar o inversor de freqüência com a mesma tensão nominal do motor.

Para que não se danifique o inversor de freqüência com a queima dos seus diodos de entrada, deve-se preservar um desbalanceamento de tensão entre as fases inferior a 2%.

Para motores de pequena potência, isto é, não superiores a 3 cv, pode-se alimentá-los através de inversores de freqüência trifásicos utilizando-se um sistema monofásico.

7.11.2.5 Corrente nominal

A corrente nominal do inversor de freqüência deve ser igual ou superior à corrente nominal do motor aplicado.

A Tabela 9.19 fornece a corrente nominal de inversores de freqüência de fabricação WEG. Deve-se considerar no dimensionamento de um inversor de freqüência que o mesmo pode possuir diferentes correntes nominais, a depender das características da carga ligada ao motor. No caso de carga do tipo conjugado variável, a capacidade de sobrecarga do inversor de freqüência pode variar entre 10 e 15%. Esse tipo de carga pode ser encontrado nos motores que acionam bombas de líquidos, como nos setores de tingimento das indústrias têxteis, estações de bombeamento etc. ou, ainda, nos moinhos de trigo que normalmente usam grandes ventiladores centrífugos.

Se o mesmo inversor de freqüência for utilizado nos motores que acionam cargas de conjugado constante, deve ser dimensionado para suportar uma sobrecarga de no mínimo 50% de seu valor nominal.

7.11.2.6 Potência nominal

Os inversores de freqüência fornecem uma forma de onda não inteiramente senoidal, o que implica perdas adicionais no motor em cerca de 15%. No caso de motores em operação, é ne-

cessário verificar se existe capacidade de potência de reserva na percentagem anteriormente citada.

De acordo com o que foi comentado, a potência do motor controlado por inversor de freqüência pode ser calculada com a Equação (7.59).

$$P_{nm} = 1{,}15 \times P_{ei} \times \frac{W_{nm}}{W_{mi}} \tag{7.59}$$

P_{nm} – potência nominal do motor, em cv;
P_{ei} – potência mínima solicitada no eixo do motor, em cv;
W_{nm} – velocidade angular nominal do motor, em rpm;
W_{mi} – velocidade angular mínima do motor correspondente à potência mínima solicitada, em rpm.

Em geral, os inversores estáticos são dimensionados com um valor da corrente nominal superior à corrente nominal do motor, a fim de atender qualquer necessidade de sobrecarga.

A aplicação de chaves inversoras para controle de velocidade em motores de indução deve ser precedida de uma análise envolvendo as características técnicas do motor, condições operacionais, componentes harmônicas e outras considerações a seguir discutidas.

O uso das chaves inversoras se faz sentir notadamente nas seguintes atividades industriais:

- elevação e transporte de cargas;
- bobinamento e desbobinamento de papéis;
- laminação de aço;
- extrusão de materiais plásticos;
- indústrias têxteis.

Para que se possa utilizar um inversor de freqüência é necessário que se conheça as suas características técnicas.

O uso de inversores de freqüência em motor com ventilação forçada não resulta em sobreaquecimento, já que o ventilador é acionado por um motor auxiliar.

7.11.2.7 Componentes harmônicos

Os inversores de freqüência são equipamentos geradores de correntes harmônicas capazes de prejudicar o desempenho das cargas conectadas ao sistema. Para evitar essa condição e atender a IEEE-519, é necessário tomar uma das seguintes providências:

a) Determinar a potência total dos inversores de freqüência. Se a potência total for igual ou inferior a 20% da carga total instalada, conectar em série com o inversor de freqüência uma reatância, normalmente ligada nos seus terminais, de forma a provocar uma queda de tensão igual a 3% em relação à tensão composta, na condição de carregamento nominal do motor.
b) Se a potência total dos inversores for superior a 20% do total da carga instalada, é necessário realizar um estudo detalhado, envolvendo todas as cargas e a sua sensibilidade quanto ao desempenho operacional na presença de componentes harmônicos.

Não tem sido fácil para os projetistas obter informações sobre a geração de harmônicos dos fabricantes de máquinas que contêm controladores de processo. Assim, a análise anterior fica prejudicada, em grande parte dos casos, pelo desconhecimento dos valores individuais da distorção harmônica das máquinas e que devem ser consideradas juntamente com a distorção harmônica provocada pelos inversores.

7.11.2.8 Limite de velocidade

Os motores elétricos operados por chaves inversoras de freqüência podem desenvolver velocidade desde os valores mínimos necessários (imediatamente superior ao valor nulo) até o valor máximo admitido pelo fabricante do referido motor. Esse limite respeita normalmente o tempo de vida útil dos rolamentos que são afetados severamente pelo regime de velocidade aplicada.

7.11.2.9 Desempenho operacional dos motores

O inversor de freqüência libera para o motor uma onda senoidal distorcida em função dos componentes harmônicos, tanto de corrente como de tensão, que afeta significativamente as características dos motores de indução, notadamente o seu rendimento. Para manter a elevação de temperatura do motor dentro de sua classe de isolamento, é necessário reduzir o conjugado por meio de um fator inferior a unidade, conforme Tabela 7.7.

Os motores elétricos operados por inversores devem respeitar algumas condições em serviço que podem influenciar o seu desempenho, que estão intimamente relacionadas ao comportamento da carga e às características técnicas dos inversores, ou seja:

a) Efeito das correntes harmônicas sobre os motores de indução

Quando o motor é operado por um inversor é aplicado aos seus terminais uma tensão com conteúdo harmônico, fazendo gerar correntes harmônicas nas mesmas freqüências das tensões aplicadas. Como resultado, tem-se:

- perdas nos enrolamentos;
- elevação da temperatura;
- redução do rendimento.

Para compensar a elevação de temperatura sofrida pelos enrolamentos, deve-se reduzir o valor do torque nominal do motor na proporção dada pela Tabela 7.7. Outra forma de compensar a elevação de temperatura é adotar um motor de maior potência.

TABELA 7.7
Fator de redução de torque por presença de harmônicos

Distorção Harmônica (%)	Fator de Redução de Torque do Motor
3	1,00
4	0,97
5	0,94
6	0,95
7	0,93
8	0,90
9	0,87
10	0,86
11	0,78
12	0,73

O fator de distorção harmômica de tensão pode ser determinado a partir da relação da Equação (7.60).

$$F_{db} = 100 \times \frac{\sum_{N=2}^{n=\infty} V_h^2}{V_f} \qquad (7.60)$$

V_f – tensão fundamental em seu valor eficaz;
V_h – tensão harmônica de ordem N;
N – ordem da harmônica.

Para se obter o rendimento de um motor de indução acionado por um inversor de freqüência, pode-se empregar a Equação (7.61).

$$\eta_r = \frac{F_{rh}^2}{\frac{1}{\eta} + F_{rh}^2 - 1} \tag{7.61}$$

η_r – rendimento do motor funcionando com o inversor de freqüência;
η – rendimento do motor suprido por onda senoidal perfeita;
F_{rh} – fator de redução de torque por distorção harmônica.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.15)

Um motor de 300 cv/IV – pólos/380 V, rendimento 0,96, deverá ser utilizado por um inversor de freqüência que produz uma distorção harmônica no sistema de alimentação de 10%. Determinar o rendimento desse motor quando acionado pelo inversor de freqüência.

$$\eta_r = \frac{F_{rh}^2}{\frac{1}{\eta} + F_{rh}^2 - 1} = \frac{0{,}86^2}{\frac{1}{0{,}96} + 0{,}86^2 - 1} = 0{,}94$$

$F_{rh} = 0{,}86$ (obtida da Tabela 7.7)

Se o motor utilizado com o inversor de freqüência tem ventilação independente, o aquecimento do motor será pouco afetado. No entanto, se o motor é do tipo autoventilado, a operação com variação de velocidade faz elevar a temperatura do motor, em virtude da deficiência de ventilação em baixas velocidades. A Tabela 7.8 fornece a redução de conjugado percentual dos motores em função da redução da ventilação como conseqüência da diminuição da rotação do motor e a redução de conjugado em função da simultaneidade da presença de harmônicos de tensão e da redução

TABELA 7.8
Fator de redução de torque por presença de harmônicos

Variação de Velocidade (%)	Fator de Redução de Torque Devido à Rotação	Fator de Redução de Torque Devido à Rotação e à Harmônica
10	0,64	0,60
20	0,72	0,70
30	0,83	0,77
40	0,85	0,81
50	0,88	0,85
60	0,92	0,87
70	0,96	0,90
80	1,00	0,94
90	–	0,95
100	–	0,95
110	–	0,85
120	–	0,80
130	–	0,74
140	–	0,68
150	–	0,64
160	–	0,64

da rotação do motor. Para velocidades superiores à nominal, observa-se uma redução de conjugado do motor motivado pelo enfraquecimento do campo magnético.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.16)

Dimensionar a potência nominal de um motor de indução com rotor bobinado, 440 V/IV pólos, cujo eixo está acoplado a uma bomba d'água centrífuga com capacidade de 235.000 litros por hora, recalcando água de uma altura de 20 m e elevando para uma caixa d'água a uma altura de 50 m. O motor é acionado por uma chave inversora de freqüência que controla, em certas horas, a quantidade de água bombeada, variando a rotação entre 100% e 60% do valor nominal. Foi realizada uma medida nos terminais do motor e registrada a presença de componentes harmônico de 3°, 5° e 9° ordens, com valores, respectivamente, iguais a 55 V, 44 V e 39 V.

- Cálculo da potência nominal do motor sem inversor de freqüência

De acordo com a Equação (6.2), tem-se:

$$P_b = \frac{9,8 \times Q \times \gamma \times H}{\eta} = \frac{9,8 \times 235 \times 70}{0,82} = 196,6 = 196,6\ \text{kW} \rightarrow P_b = 200\ \text{cv}$$

$$H = 20 + 50 = 70\text{m}$$

$$Q = 235.000\ \frac{l}{h} = 235\ \text{m}^3/\text{h}$$

$$\gamma = 1$$

$\eta = 0,82$ (rendimento da bomba)

- Cálculo do fator de distorção harmônica devido às harmônicas de tensão

De acordo com a Equação (7.60), tem-se:

$$F_{dh} = 100 \times \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=\infty} V_h^2}}{V_f} = 100 \times \frac{\sqrt{55^2 + 44^2 + 39^2}}{440} = 100 \times \frac{80,5}{440} = 100 \times 0,18 = 18\%$$

- Cálculo da potência nominal do motor acionado por inversor de freqüência

Através da Tabela 7.8 determina-se o fator de redução de potência do motor combinados os efeitos da rotação e dos harmônicos, cujo valor é de 0,87, relativo à velocidade de 60% da nominal que é a menor rotação de operação. Logo, a potência nominal do motor deve ser de 250 cv, ou seja:

$$P_{nv} = \frac{200}{0,87} = 229,8\ \text{cv} \rightarrow P_{nn} = 250\ \text{cv}$$

7.11.2.10 Partida do motor

Deve-se verificar se o motor durante a partida pode provocar quedas de tensão superiores a 10%, conforme já estudado anteriormente. Além disso, deve-se verificar se o conjugado do motor é suficiente para vencer o conjugado da carga. O emprego da técnica de controle de velocidade, materializada na chave inversora de freqüência, possibilita satisfazer estas condições desde que se mantenha constante a relação entre a tensão e a freqüência, o que resulta a manutenção do torque nominal do motor e possibilita ter-se correntes de partida muito baixas, acarretando, conseqüentemente, quedas de tensão modestas. Não é economicamente viável a aplicação de chaves conversoras de freqüência com finalidade específica de reduzir a queda de tensão durante a partida de um motor em situações normais. No entanto, utilizando-as para a finalidade de controle de velocidade podem ser ajustadas para permitir um acionamento com quedas de tensão reduzidas.

Em geral, os motores acionados por inversores partem com freqüências muito baixas, chegando-se às vezes, a valores inferiores a 10 Hz.

A manutenção constante do torque implica que:

$$\frac{V_m}{F_m} = \text{constante} \qquad (7.62)$$

$$\Phi = \frac{V_m}{K \times F_m \times N} \tag{7.63}$$

V_m – tensão aplicada nos terminais do motor, em valor eficaz, em V;
K – constante que vale 4,44;
F_m – freqüência absorvida pelo motor, em Hz;
N – número de espiras do enrolamento.

É necessário que o valor de Φ seja constante para que o torque resultante também se mantenha constante em toda a faixa de variação da velocidade, já que é dado pela Equação (7.64).

$$C = K \times \Phi \times I_r \times \cos \psi \tag{7.64}$$

K – constante de torque;
$I_r \times \cos \psi$ – componente da corrente do rotor.

Como a potência do motor é dada pela Equação (7.65) e sendo W a velocidade angular dada na Equação (7.66), logo, reduzindo-se F_m diminui-se W, que, conseqüentemente, reduz P, já que C mantém-se constante.

$$P = C \times W \tag{7.65}$$

$$W = 2 \times \pi \times F_m \tag{7.66}$$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (7.17)

Considerar, numa instalação industrial, uma bomba que trabalha com carga variável e é acionada freqüentemente. Calcular a potência nominal do motor, sabendo-se que a bomba necessita uma potência no eixo de 148 cv quando está operando na sua vazão mínima, o que pode ocorrer a uma velocidade de 700 rpm. O motor especificado deve ser de indução com rotor em curto-circuito, IV pólos, 380 V/60 Hz, 1.800 rpm.

- Cálculo da potência nominal do motor

De acordo com a Equação (7.59), tem-se:

$$P_{nm} = 1{,}15 \times 148 \times \frac{1.800}{700} = 437 \text{ cv}$$

Logo, o motor adotado será de 475 cv.

- Cálculo da freqüência e tensão no motor em operação em baixa velocidade

$$\frac{V_m}{W_m} = \frac{380}{1.800} = \frac{V_m}{700}$$

– Freqüência a que deverá ficar submetido o motor é de:

$$F_m = \frac{4 \times W}{120} = \frac{4 \times 700}{120} = 23{,}3 \text{ Hz}$$

– Tensão a que deverá ficar submetido o motor é de:

$$\frac{V_m}{F_m} = \frac{380}{60} = \frac{V_m}{23{,}3} \rightarrow V_m = 147{,}7 \text{ V}$$

- Cálculo da corrente de partida com o inversor

$$K_r = \frac{147{,}7}{380} = 0{,}388$$

$I_{pm} = K \times I_{nm} \times K_r = 7{,}6 \times 610{,}5 \times 0{,}388 = 1.800$ A

$I_p/I_{nm} = K = 7{,}6$ (Tabela 6.3)

$I_{nm} = 610{,}5$ A (Tabela 6.3)

- Cálculo da tensão e da freqüência para a corrente de partida igual à nominal

Como o inversor de freqüência permite reduzir a velocidade angular a valores bem inferiores, pode-se regular o potenciômetro a um nível tal que reduza a corrente de partida ao mesmo valor da nominal, a fim de não acarretar perturbação no sistema, ou seja:

$$K_r = \frac{1}{7,6} = 0,1315$$

$$\frac{V_m}{380} = K_r \rightarrow V_m = 380 \times 0,1315 = 49,97 \simeq 50 \text{ V}$$

$$I_{pw} = 7,6 \times 0,1315 \times 610,5 = 610,13 \text{ A}$$

A freqüência a que fica submetido o motor é de:

$$\frac{50}{380} = \frac{F}{1.800} \rightarrow F = 236,8 \text{ rpm}$$

$$F_m = \frac{4 \times W}{120} = \frac{4 \times 236,8}{120} = 7,89 \text{ Hz}$$

Os inversores de freqüência permitem que, nas operações de frenagem dos motores a eles acoplados, seja regenerada a energia resultante, devolvendo-a à rede de suprimento.

7.11.2.11 Regime de funcionamento

Deve-se observar se o regime de funcionamento do motor permite manter a elevação de temperatura dentro dos limites normativos previstos para cada classe de isolamento.

7.11.2.12 Influência sobre os capacitores

Como os capacitores são afetados quando percorridos por correntes de freqüência elevada, deve-se tomar cuidado para evitar que o motor seja submetido à sobreexcitação ou que surjam sobretensões no sistema.

7.11.2.13 Sobretensões no isolamento

A comutação efetuada em alta freqüência provoca elevados picos de tensão que afetam a integridade do isolamento, notadamente entre fases e entre fase e terra. Como a taxa de crescimento da tensão em relação ao tempo (dv/dt) é muito elevada e representa a subida rápida da tensão no processo de comutação, o isolamento entre espiras também é afetado, sendo que a primeira espira é a mais solicitada e representa o ponto de rompimento da isolação.

A forma de garantir a integridade da isolação é utilizar um motor da classe de tensão de 600 V com tensão suportável de pico de pelo menos 1.000 V, ou seja:

$$V_{pico} = 1,15 \times \sqrt{2} \times V_n = 1,15 \times \sqrt{2} \times 600 \cong 976 \text{ V} \cong 1.000 \text{ V}$$

O valor 1,15 representa o fator de sobretensão. Também deve-se especificar um motor com tempo de subida da tensão (*rise time*) igual ou superior a 2 μs. Com isto, tem-se o valor máximo da derivada (dv/dt = 1.000/2 μs = 500 V/μs).

7.11.2.14 Limite do comprimento do circuito do motor

Uma onda de tensão injetada no terminal de fonte do circuito do motor e que tem uma determinada impedância característica atinge o terminal de carga onde estão ligadas as bobinas do mesmo cuja impedância característica é significativamente superior à primeira, resultando o fenômeno de reflexão e refração da onda de tensão. Em função desse fenômeno, estudado no livro *Manual de Equipamentos Elétricos*, do autor, o motor é submetido à elevação da tensão nos seus bornes.

A Equação (7.67) fornece o comprimento crítico do cabo além do qual poderão surgir fenômenos perigosos para a isolação do motor.

$$L_{cr} = \frac{V_{pw} \times T_{cr}}{2} \tag{7.67}$$

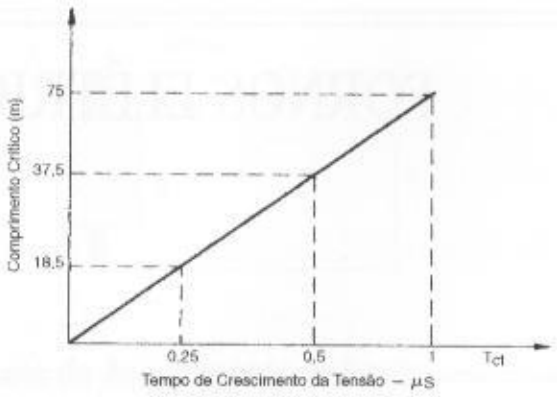


FIGURA 7.41
Comprimento crítico do circuito do motor

V_{po} – velocidade de propagação da onda de tensão, em geral, igual a 150 m/μs;
T_{ct} – tempo de crescimento do pulso de tensão (*rise time*).

A Figura 7.41 fornece o comprimento crítico do circuito do motor em função do tempo de crescimento da tensão.

De forma geral, o comprimento do circuito do motor não deve ser superior a 25 m.

INSTALAÇÕES ELÉTRICAS INDUSTRIAIS

7.ª EDIÇÃO

JOÃO MAMEDE FILHO

Engenheiro eletricista

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1988-1990)

Ex-Diretor de Operação da Companhia Energética do Ceará — Coelce (1991-1994)

Ex-Diretor de Planejamento e Engenharia da Companhia Energética do Ceará (1995-1998)

Ex-Presidente do Comitê Coordenador de Operações do Norte-Nordeste — CCON

Ex-Presidente da Nordeste Energia S.A. — Nergisa (1999-2000)

Atual Presidente da CPE — Consultoria e Projetos Elétricos

Professor de Eletrotécnica Industrial da Universidade de Fortaleza — Unifor (desde 1979)

LTC
EDITORA

CAPÍTULO

8

FORNOS ELÉTRICOS

8.1 INTRODUÇÃO

Com o desenvolvimento econômico do nosso país surgiram projetos industriais em que os fornos elétricos são parte fundamental da carga. Em geral, apresentam uma potência elevada que preocupam sobremaneira as empresas concessionárias de energia elétrica, tanto pela capacidade do seu sistema supridor, como pela possibilidade de perturbação no seu próprio sistema, dependendo, neste caso, do tipo de forno que o consumidor adquiriu.

Os fornos elétricos estão divididos em três grupos distintos, cada um com suas características de processamento e operação definidas. Assim, são encontrados nos complexos industriais os seguintes tipos de fornos elétricos:

- fornos a resistência elétrica;
- fornos de indução eletromagnética;
- fornos a arco.

Dentro dos objetivos deste livro e em particular do presente capítulo, serão estudados sucintamente os dois primeiros tipos de fornos, devendo-se proceder a uma análise mais detalhada do último, devido às implicações que trazem aos sistemas de alimentação das concessionárias de energia elétrica que, por este motivo, exigem dos interessados a apresentação de estudos ou de dados que permitam fazê-los, a fim de assegurar um grau de estabilidade de tensão dentro dos limites de suas normas particulares.

8.2 FORNOS A RESISTÊNCIA

São assim denominados aqueles que utilizam o calor gerado por perdas Joule numa resistência elétrica que é atravessada por uma corrente de intensidade, geralmente elevada.

Os fornos a resistência, ao contrário dos fornos a arco, não provocam oscilação na tensão das redes de que são alimentados. Na verdade, contribuem significativamente para a melhoria do fator de potência do sistema de suprimento.

São constituídos de dois diferentes tipos, indicados para aplicações específicas nos processos industriais, ou seja, fornos a resistência de aquecimento direto e de aquecimento indireto.

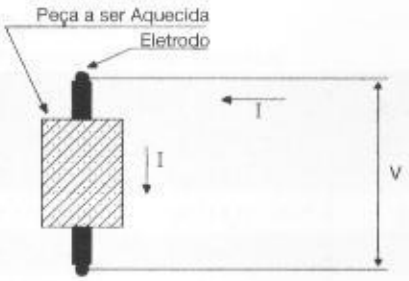
8.2.1 Fornos a Resistência de Aquecimento Direto

Neste tipo de forno, o material a ser trabalhado é posicionado entre os dois eletrodos e atravessado pela mesma corrente elétrica do circuito. Normalmente, a tensão dos eletrodos é de pequena intensidade.

São fornos de emprego muito específico, podendo-se citar, como exemplo, o aquecimento de água para produção de vapor, a manutenção da temperatura de fusão do vidro a partir de um bloco de material fundido, a fabricação de eletrodos de grafite utilizados em fornos a arco, a manutenção da temperatura do banho que permite a têmpera dos aços etc.

A Figura 8.1 ilustra o funcionamento desse tipo de forno.

FIGURA 8.1
Forno de aquecimento direto



8.2.2 Fornos a Resistência de Aquecimento Indireto

Neste tipo de forno, o material a ser trabalhado está contido em uma câmara isolada termicamente, e o calor é transferido da resistência elétrica através dos fenômenos de condução, convecção e irradiação.

São os tipos mais comuns de fornos a resistência. Industrialmente, são empregados na fusão de materiais como o chumbo e o alumínio, na secagem de vários produtos farmacêuticos, na vulcanização em geral, no cozimento de produtos alimentícios, no tratamento térmico de metais etc.

O dimensionamento da resistência bem como o material de que o forno é constituído devem obedecer a algumas prescrições básicas, tais como:

- ter uma elevada temperatura de fusão, na ordem de 25% superior à temperatura de fusão do material a ser trabalhado;
- ser resistente à corrosão na temperatura de operação;
- ter resistividade elevada;
- apresentar um elevado grau de dureza em altas temperaturas.

Alguns materiais respondem a estas e a outras características, o que permite serem utilizados como resistências de fornos elétricos, tais são as resistências de Nicromo V (80% NI - 20% Cr), Cromax (30% Ni - 20% Cr - 50% Fe), Kantal (Cr, Al, Co, Fe) etc., normalmente constituídas de fios ou fitas dispostos em forma de espiral.

TABELA 8.1
Carga específica superficial (W/cm²)

Tipo de Liga	Temperatura do Forno (°C)						
	600	700	800	900	1.000	1.100	1.200
80% Ni - 20% Cr	5,0	3,2	2,2	1,5	1,1	0,9	-
30% Ni - 20% Cr	4,6	3,0	2,0	1,4	1,0	0,8	-
20% Cr - 5% Al	8,0	5,8	4,3	3,1	2,2	1,3	0,8
Cr-Al-Co-Fe	3,9	3,5	3,0	2,4	1,5	-	-

As resistências elétricas podem ser ligadas de forma simples em circuitos monofásicos (fase-neutro ou fase-fase) ou em circuitos trifásicos, arranjados nas configurações estrela ou triângulo, preferindo-se esta última, que resulta uma menor quantidade do material resistor.

Um dado importante na escolha da seção da resistência é a carga específica superficial, que representa a maior taxa de transferência de potência cedida por unidade de superfície. Sua unidade é dada, em geral, em W/cm². É necessário, no entanto, avaliar para cada projeto a carga específica superficial, já que as seções de pequenas dimensões das resistências elétricas custam menos, porém têm durabilidade reduzida quando comparadas com as resistências de maior seção que apresentam custos significativamente maiores. Nas aplicações industriais, a carga específica superficial dos fios resistores é escolhida na faixa de 0,5 a 4,5 W/cm². A Tabela 8.1 fornece a carga específica superficial de algumas ligas de uso comum.

A Tabela 8.2 fornece a resistência ôhmica, característica das ligas Cromel e Copel.

TABELA 8.2
Características das ligas Cromel e Copel

Diâmetro do Fio (mm)	Resistência (Ohm/m)		Diâmetro do Fio (mm)	Resistência (Ohm/m)	
	80% Ni-20 Cr	55% Cu-45 Ni		80% Ni-20 Cr	55% Cu-45 Ni
10,414	0,01269	0,005742	0,64260	3,3368	1,5092
8,255	0,02017	0,009121	0,51050	5,2791	2,3886
6,553	0,03205	0,014502	0,40380	8,4322	3,8158
5,182	0,05124	0,022467	0,32000	13,4190	6,0764
4,115	0,08136	0,036747	0,25400	21,3300	9,6461
3,251	0,13025	0,058861	0,20320	33,3350	15,0600
2,591	0,20506	0,092850	0,16000	53,7100	24,3120
2,057	0,32515	0,146990	0,12700	85,3060	38,5840
1,626	0,52102	0,235570	0,11430	105,3200	47,6400
1,295	0,82020	0,370750	0,10160	133,2100	60,2720
1,016	1,33210	0,602720	0,08900	174,2200	78,7400
0,813	2,08340	0,941650	0,07870	221,7900	100,4000

O processo para o dimensionamento de um forno elétrico de aquecimento indireto pode obedecer às seguintes etapas:

a) Potência desejada do forno

A potência do forno é função do material a ser trabalhado e do tempo para o qual se deseja atingir a condição de operação. No caso de materiais metálicos, a Tabela 8.3 fornece a energia que deve ser utilizada para elevar as suas temperaturas a um valor desejado, próximo à temperatura de fusão.

Nessa tabela, os números em evidência representam aproximadamente a energia necessária, por tonelada, para os materiais indicados atingirem o estado de fusão.

A Equação (8.1) fornece a potência do forno de acordo com a quantidade de energia necessária para a sua operação e que é uma função da natureza da carga de trabalho.

$$P_f = \frac{E \times P_m}{\eta \times T} \text{ (kW)} \tag{8.1}$$

P_f – potência do forno, em kW;
η – rendimento do forno: varia entre 0,6 e 0,8;
T – tempo desejado para o material atingir a sua temperatura de trabalho, em horas;
P_m – peso do material a ser trabalhado, em t;
E – energia consumida no processo desejado, em kWh/t.

A Tabela 8.4 apresenta as principais propriedades de alguns materiais utilizados tanto em resistência de fornos como em carga de trabalho.

TABELA 8.3
Energia para elevar a temperatura dos metais (kWh/t)

Material	Temperatura Desejada (°C)													
	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000	1.100	1.200	1.300	1.400	1.500
Aço	20	38	50	60	90	120	160	175	215	225	250	260	280	***295***
Gusa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	310	330	***345***	375
Al	55	80	100	140	170	***300***	335	370	393	-	-	-	-	-
Cu	-	-	-	57	65	76	90	100	***120***	135	200	215	223	235
Ag	-	-	27	38	45	50	55	***60***	105	110	120	127	135	140
Ni	20	38	50	60	85	100	115	140	160	180	195	220	***237***	333

TABELA 8.4
Propriedades dos materiais

Material	Composição	Resistividade Ω · mm²/m	Ponto de Fusão (°C)	Resistência à Tração (kgf/mm²)
Nicromo	Ni-Fe-Cr	1,1221	1.350	66,79
Nicromo V	Ni-Cr	1,0806	1.400	70,31
Cromax	Fe-Ni-Cr	0,9975	1.380	49,22
Nirex	Ni-Cr-Fe	0,9809	1.395	56,25
Nilvar	Fe-Ni	0,8046	1.425	49,22
Bronze comercial	Cu-Zn	0,0415	1.040	26,01
Ni puro	Ni	0,0997	1.450	42,18
Platina	Pt	0,1060	1.773	34,00
Aço	Fe	0,0999	1.535	35,15
Zinco	Zn	0,0592	419	15,47
Molibdênio	Mo	0,0569	2.625	70,31
Tungstênio	W	0,0552	3.410	344,52
Alumínio	Al	0,0267	660	24,61
Ouro	Au	0,0242	1.063	27,00
Cobre	Cu	0,0172	1.083	24,61
Prata	Ag	0,0163	960	-

b) Determinação do diâmetro do fio resistor

$$D_f = 34{,}4 \times \sqrt[3]{\frac{\rho}{P_1} \times \left(\frac{P_{ff}}{N_p \times V}\right)^2} \text{ (mm)} \tag{8.2}$$

D_f – diâmetro do fio resistor, em mm;
ρ – resistividade do material do resistor, em Ω·mm²/m;
P_1 – carga específica superficial do resistor, em W/cm²;
V – tensão de suprimento, em V;
P_{ff} – potência por fase do forno, em kW;
N_p – número de circuitos resistores em paralelo.

c) Determinação do comprimento do fio do resistor

$$L_f = \frac{R_r}{R_{\Omega/m}} \text{ (m)} \tag{8.3}$$

R_r – resistência do fio resistor, em Ω;
$R_{\Omega/m}$ – resistência, por unidade, do fio resistor, em Ω/m.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (8.1)

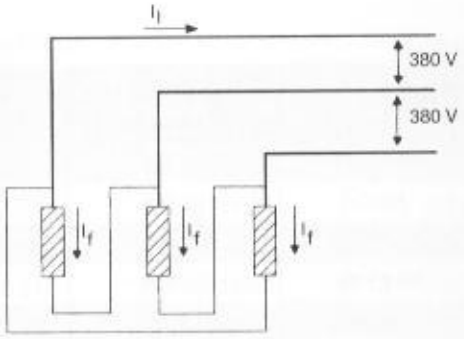
Deseja-se calcular a resistência de um forno elétrico de aquecimento indireto destinado à fusão de 650 kg de prata, por corrida, num tempo de 30 min. Será utilizada como resistor do forno a liga Nicromo V (80% Ni – 20% Cr). A tensão de alimentação é de 380 V, trifásica, e os resistores serão ligados em triângulo.

- Determinação da potência do forno

$$P_{ff} = \frac{E \times P_m}{\eta \times T} = \frac{60 \times 0{,}65}{0{,}60 \times 0{,}50} = 130 \text{ kW}$$

E = 60 kWh/t (Tabela 8.3);
η = 0,60 (valor adotado);
T = 0,50 horas;

FIGURA 8.2
Ligação do forno em estrela



P_m = 650 kg = 0,65 t (peso da prata a ser trabalhada).

Como as resistências do forno estão ligadas em triângulo, conforme a Figura 8.2, a potência dissipada por fase vale:

$$P_\phi = \frac{P_f}{3} = \frac{130}{3} = 43{,}33 \text{ kW}$$

- Determinação do diâmetro do fio resistor

Aplicando-se a Equação (8.2), tem-se:

$$D_f = 34{,}4 \times \sqrt[3]{\frac{1{,}0806}{1{,}5} \times \left(\frac{43{,}33}{1 \times 380}\right)^2} = 7{,}25 \text{ mm}$$

ρ = 1,0806 Ω.mm²/m (Tabela 8.4)
P_1 = 1,5 W/cm² - Tabela 8.1 (liga Nicromo V, 80% Ni - 20% Cr, considerando-se a temperatura de fusão da prata igual a 900ºC aproximadamente)
V = 380 V (ligação triângulo)
N_ϕ = 1

Logo, o diâmetro nominal do fio é de 8,255 mm (Tabela 8.2).

- Determinação da corrente de fase

$$I_l = \frac{P_f}{\sqrt{3} \times V} = \frac{130}{\sqrt{3} \times 0{,}38} = 197{,}5 \text{ A}$$

$$I_f = \frac{I_l}{\sqrt{3}} = \frac{197{,}5}{\sqrt{3}} = 114{,}0 \text{ A}$$

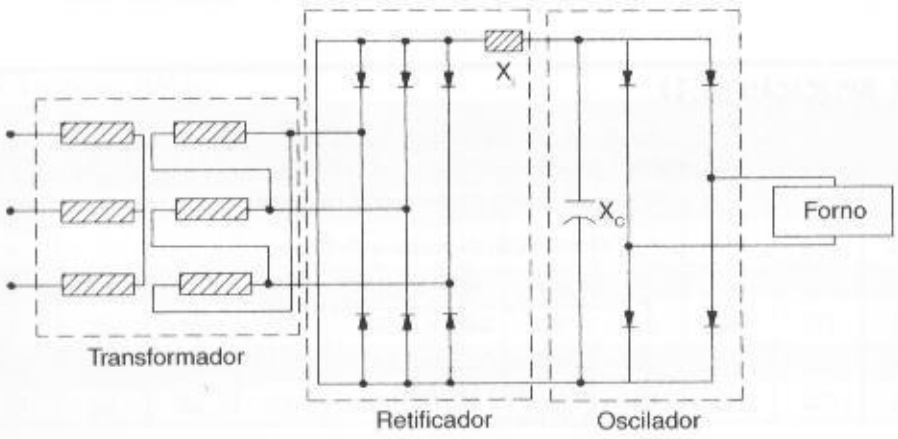
c) Determinação da resistência do resistor por fase

$$R_f = \frac{1.000 \times P_\phi}{I_f^2} = \frac{1.000 \times 43{,}33}{114^2} = 3{,}33\,\Omega$$

- Determinação do comprimento do resistor por fase

$$L_f = \frac{R_f}{R_{\Omega/m}} = \frac{3{,}33}{0{,}02017} = 165 \text{ m}$$

FIGURA 8.3
Ligação de um forno de indução



$R_{\Omega/m} = 0{,}02017\ \Omega/m$ (Tabela 8.2)

Logo, o comprimento do conjunto dos resistores vale:

$L_r = 3 \times L_f = 3 \times 165 = 495$ m

TABELA 8.5
Características de fusão de metais - fornos a canal

Material	Capacidade de Fusão (kg/h)	Potência do Forno (kW)	Consumos Médios (kWh/t)
Alumínio	70	35	50
	225	100	450
	1.000	500	500
Cobre	180	65	360
	750	235	315
	4.000	900	225

8.3 FORNOS DE INDUÇÃO

São assim denominados aqueles que utilizam as propriedades das correntes de Foucault para produzirem ou manterem a fusão de metais encerrados dentro de um recipiente isolado termicamente por material refratário e envolvido por uma bobina indutora.

Os fornos de indução operam basicamente como um transformador, no qual o primário representa a bobina de indução do forno e o secundário, em curto-circuito, equivale à carga metálica de trabalho.

As bobinas de indução geralmente são fabricadas de cabos tubulares de cobre eletrolítico, dentro dos quais circula o meio refrigerante, normalmente a água tratada.

Uma propriedade vantajosa dos fornos de indução reside no fato de se poder transferir para a carga de trabalho uma potência elevada, sem que isto provoque fenômenos químicos externos que, combinados, modifiquem as características do material processado.

O rendimento dos fornos de indução depende de vários fatores, tais como a geometria do circuito indutivo e do material processado, as características elétricas e térmicas da carga, a intensidade do campo magnético da bobina de indução, a freqüência de operação do circuito indutivo, a resistividade do material da carga e suas perdas magnéticas. Além disso, o rendimento dos fornos está diretamente ligado à profundidade de penetração das correntes induzidas no material da carga. Quanto maior for a freqüência do circuito indutivo, menor é a penetração das correntes de Foucault na carga processada. Também o rendimento dos fornos é maior quando a carga é constituída de materiais ferromagnéticos e conseqüentemente menor quando a carga é constituída de materiais paramagnéticos e não-magnéticos, tais como o alumínio e o cobre.

Em geral, quando a carga é de grandes dimensões, a freqüência do circuito indutivo deve ser baixa, igual à freqüência industrial ou algumas vezes inferior a esta. Em peças delgadas podem ser aplicadas altas freqüências. São consideradas freqüências médias aquelas situadas em torno de 12.000 Hz.

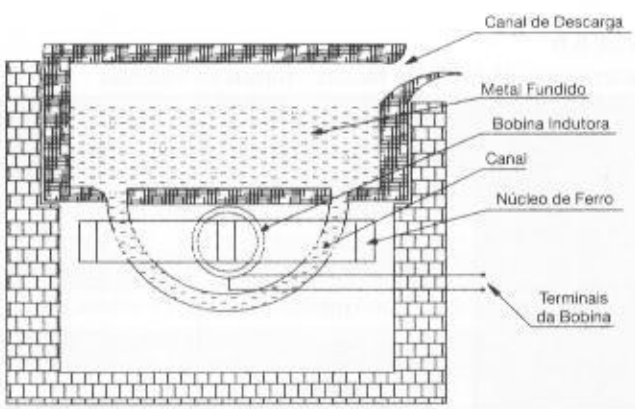


FIGURA 8.4
Forno de indução a canal

As tensões de operação das bobinas de indução variam entre 60 e 600 V, dependendo da regulação de tensão que se deseja, a fim de se manter uma determinada potência requerida, de acordo com as necessidades do processo.

Em geral, os fornos de indução são monofásicos, sendo as bobinas de indução ligadas entre duas fases de um sistema trifásico, provocando inevitavelmente um desequilíbrio de corrente no sistema alimentador. Para se estabelecer um equilíbrio de corrente quando não se dispõe de três fornos de indução iguais, é necessário utilizar um retificador-oscilador, conforme desenho esquemático da Figura 8.3. Este esquema poderá ser substituído por um grupo motor-gerador.

Há três tipos diferentes de fornos de indução, cada um com uma aplicação específica, ou seja:

- fornos de indução a canal;
- fornos de indução de cadinho;
- fornos de indução para aquecimento de tarugos.

A seguir será feita uma análise sumária de cada um desses tipos sem entrar no detalhe do seu dimensionamento, que é normalmente um exercício de difícil solução, dado o grande número de parâmetros indeterminados, tais como a reatância de dispersão, a densidade de corrente induzida na massa do metal processada etc.

8.3.1 Fornos de Indução a Canal

Este tipo de forno é constituído de um ou mais recipientes isolados termicamente, em torno dos quais se constrói uma carcaça metálica dentro da qual se deposita a carga de trabalho. Em comunicação direta com o recipiente há um canal construído na parte inferior, em forma circular, cheio de material fundido da própria carga. No interior do canal são colocadas as bobinas de indução, envolvendo um núcleo magnético, submetidas, em geral, a uma tensão à freqüência industrial.

Os fornos de indução a canal têm grande aplicação na manutenção da temperatura de metais já fundidos por outro forno ou por outro meio. Também são muito empregados na fusão de cobre, alumínio, zinco, bronze etc.

A Figura 8.4 mostra esquematicamente um forno de indução a canal. Já a Tabela 8.5 mostra as principais características de fusão dos metais num forno a canal.

FIGURA 8.5
Forno de indução de cadinho

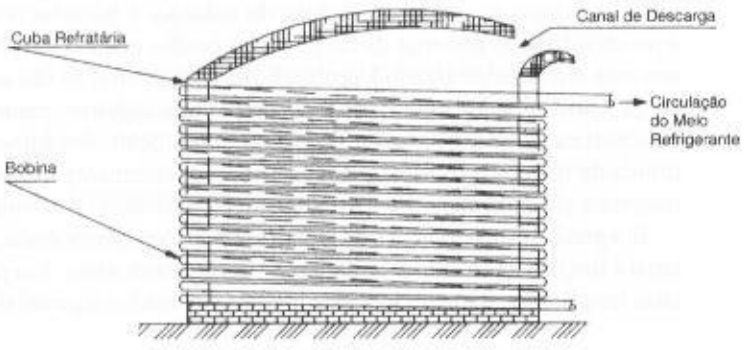


TABELA 8.6
Características de fusão de metais - fornos de cadinho

Material	Capacidade de Fusão (kg/h)	Potência do Forno (kW)	Consumos Médios (kWh/t)
Alumínio	60	45	740 a 770
	450	250	550 a 650
	900	500	520 a 570
Cobre	100	45	350 a 400
	500	180	370 a 420
	1.000	400	340 a 380

8.3.2 Fornos de Indução de Cadinho

Este tipo de forno é constituído de um recipiente circular isolado termicamente, envolvido por uma bobina de indução e dentro do qual se deposita o material de trabalho.

São empregados particularmente na fusão de cobre, bronze, aço inox etc. Também são muito utilizados na manutenção da temperatura de metais fundidos por outros fornos ou por outros processos.

A operação de fornos de indução de cadinho em baixas freqüências provoca uma intensa movimentação na massa fundida do metal, devido às forças eletrodinâmicas da bobina de indução, resultando um efeito benéfico ao processo, pois homogeniza o banho.

A Figura 8.5 ilustra esquematicamente um forno de indução de cadinho mostrando a bobina de indução construída em fio tubular dentro do qual circula água como meio refrigerante.

A Tabela 8.6 fornece as características de fornos de indução de cadinho empregados na fusão de cobre e alumínio, segundo recomendações do IPT.

8.3.3 Fornos de Indução para Aquecimento de Tarugos

Este tipo de forno é constituído de várias bobinas circulares, instaladas no interior de material refratário, através das quais é introduzida a carga.

São empregados particularmente em companhias siderúrgicas destinadas à fabricação de ferro para a construção civil, utilizando como matéria-prima a sucata.

As peças metálicas de trabalho são conduzidas de uma extremidade à outra do forno através de roletes motorizados.

As bobinas que constituem o indutor podem ser dimensionadas diferentemente, a fim de manter a temperatura do material de trabalho dentro de condições adequadas do processo ao longo do forno.

Os fornos de indução para aquecimento de tarugos são constituídos basicamente de um conversor de freqüência para permitir uma freqüência compatível com o processo desejado, um banco de capacitores em derivação, com a finalidade de corrigir o fator de potência, um sistema de refrigeração das bobinas de indução e o próprio conjunto de bobinas indutoras.

A Figura 8.6 ilustra esquematicamente um forno de indução para aquecimento de tarugos, mostrando seus principais componentes.

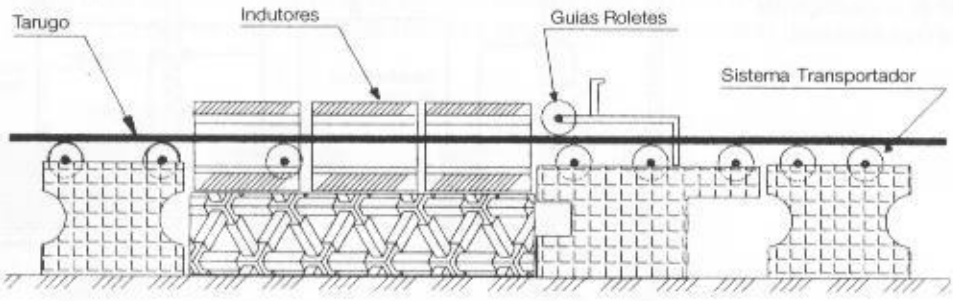


FIGURA 8.6
Forno de indução para aquecimento de tarugos

8.4 FORNOS A ARCO

São assim denominados aqueles que utilizam as propriedades do arco elétrico para produzirem a fusão dos metais mantidos dentro de uma cuba isolada termicamente por material refratário.

Os fornos a arco são largamente empregados nas instalações industriais destinadas à fusão do ferro e aço, muito embora sejam empregados na fusão do cobre, latão, bronze e outras ligas metálicas.

Os fornos a arco surgiram no começo do século, mais precisamente no ano de 1904, concebidos pelo francês Héroult.

Sua construção está baseada no que hoje se denomina forno a arco direto, o mais utilizado atualmente pelas indústrias siderúrgicas.

O fenômeno de formação do arco elétrico está fundamentado na passagem de uma corrente entre dois eletrodos, tendo como meio ionizado, geralmente, o ar.

Os fornos a arco podem ser constituídos de três diferentes tipos:

- arco submerso ou arco-resistência;
- arco indireto;
- arco direto.

Para cada um dos tipos de forno anteriormente citados, a transmissão do calor chega até a carga de forma específica. No caso dos fornos a arco submerso, o material é aquecido como conseqüência da passagem de uma corrente elétrica através de sua massa, resultando em elevadas perdas Joule. No segundo caso, o calor é transferido através dos fenômenos de irradiação e convecção.

Nos fornos a arco direto, o próprio arco é o responsável pela transferência da energia térmica diretamente para o material da carga.

Os fornos a arco são fontes permanentes de poluição ambiental, tal é a quantidade de gases e material sólido expelidos para a atmosfera. A poeira lançada para o meio ambiente é constituída, em sua maioria, por óxidos (CaO, MnO, SiO e Fe_2O_3), e chega a atingir, em média, 11 kg/t de carga, correspondendo percentualmente ao fantástico valor de 1,1%.

8.4.1 Fornos a Arco Submerso

Também conhecido como forno a arco-resistência, este tipo de forno é constituído de uma cuba revestida de material refratário dentro da qual operam os eletrodos submersos na massa da carga de trabalho.

São destinados mais especificamente à produção de diversas ligas de ferro que, dependendo de sua composição, consomem uma quantidade de energia compreendida entre 3.000 e 6.000 kWh/t, podendo atingir, em certos casos, valores bem superiores.

Também são comumente empregados na manutenção do estado líquido da gusa ou aço oriundo de outros tipos de fornos.

Os fornos a arco submerso podem ser monofásicos a um eletrodo (Figura 8.7), monofásicos a dois eletrodos e trifásicos a três eletrodos (Figura 8.8). Este tipo de forno basicamente não apresenta distúrbios no sistema alimentador.

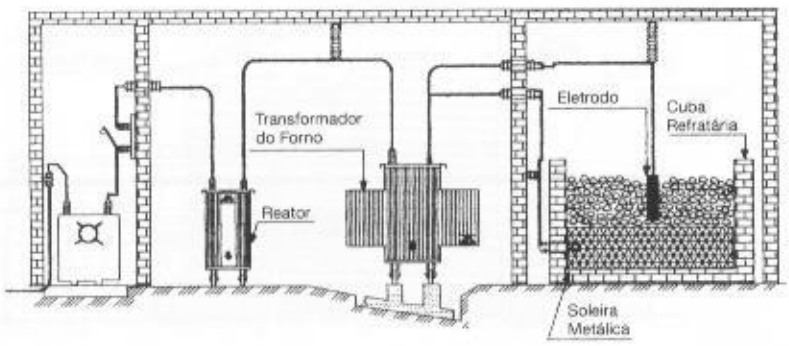


FIGURA 8.7
Subestação de alimentação de um forno a arco submerso

8.4.2 Fornos a Arco Indireto

Este tipo de forno é constituído basicamente de uma cuba revestida de material refratário dentro da qual operam os eletrodos fixados horizontalmente num ponto acima da carga de trabalho. Neste caso, o arco é mantido entre os eletrodos, e a energia térmica atinge a carga através dos fenômenos de irradiação e convecção.

São destinados mais especificamente à fusão de vários metais não-ferrosos. São de pouca utilização e constituídos normalmente de potências modestas, compreendidas, em geral, entre 100 e 1.000 kVA.

A Figura 8.9 mostra esquematicamente este tipo de forno e a sua ligação no sistema.

Tanto pela sua potência como pela maneira de operar, mantendo constante o arco formado entre os eletrodos, este tipo de forno não provoca distúrbios sensíveis nos sistemas de suprimento das concessionárias.

8.4.3 Fornos a Arco Direto

Este tipo de forno é constituído basicamente de uma cuba revestida de material refratário dentro da qual operam os eletrodos posicionados verticalmente acima da carga de trabalho.

São destinados mais especificamente à fusão de sucata de ferro e aço dirigida à fabricação de lingotes que, após laminados, se convertem em vergalhões utilizados na construção civil e em barras de espessuras e tamanhos variados, utilizadas em aplicações diversas. Também são empregados no superaquecimento e manutenção da temperatura de banhos de metais líquidos provenientes de outros fornos.

A Figura 8.10 mostra a vista lateral de uma instalação de forno a arco direto, detalhando a proteção de sobrecorrente, o reator limitador, o transformador do forno, os barramentos tubulares de cobre refrigerados, os cabos flexíveis, também refrigerados, e finalmente o próprio forno. Já a Figura 8.11 (a) e (b) mostra um forno a arco de fabricação ASEA, podendo-se observar os seus diferentes componentes que a seguir serão descritos e analisados. Enquanto isso, a Figura 8.12 apresenta o esquema elétrico trifásico simplificado de uma instalação siderúrgica, detalhando principalmente a parte referente às figuras anteriores.

Os fornos a arco direto, em geral, são trifásicos. O seu princípio de funcionamento se baseia na formação de um arco entre os eletrodos e a carga. A operação do forno se inicia com a ignição do arco e termina aproximadamente 2 1/2 horas depois, quando a carga é vazada da cuba refratária. Este período pode ser dividido em dois ciclos básicos de operação. O primeiro ciclo, chamado de período de fusão, é caracterizado pelo constante movimento da massa sólida a ser fundida. Neste período há grandes variações de corrente motivadas pela instabilidade do arco.

Ocorrem cerca de 600 a 1.000 curtos-circuitos e o período dura aproximadamente 50 minutos. É a parte mais crítica do regime de operação do forno. O segundo ciclo, comumente chamado de refino, é caracterizado por uma melhor estabilidade do arco devido ao estado líquido que a carga adquiriu. Neste ciclo, as flutuações de tensão são de menor intensidade, resultando um regime de operação mais favorável.

A operação do forno em curto-circuito é caracterizada quando a queda de tensão no arco é nula, isto é, os eletrodos estão diretamente em contato com a carga metálica. Nesta condição, a potência ativa absorvida pelo forno é praticamente nula. O forno absorve somente potência reativa, resultando, neste momento, num fator de potência também nulo. Os curtos-circuitos podem-se dar com os três eletrodos tocando simultaneamente a carga ou mais comumente com dois eletrodos.

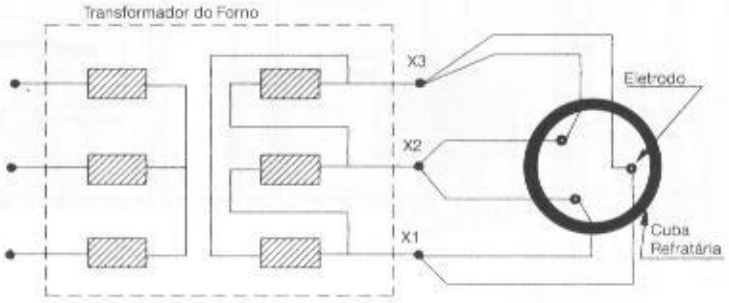


FIGURA 8.8
Fornos a arco submerso

Os gráficos da Figura 8.13 mostram as características de operação de um forno a arco trifásico referentes a uma fase, em função da relação entre a corrente de carga I_f para um determinado instante de funcionamento e a corrente de curto-circuito do forno I_{ccf} quando os eletrodos estão em contato com o material de trabalho.

Com base nas curvas desta figura podem ser feitas várias considerações sobre as características operativas dos fornos a arco, ou seja:

- o fator de potência diminui quando a corrente de carga do forno, I_f, cresce, sendo nulo quando o seu valor for igual à corrente de curto-circuito do forno, isto é: $I_f/I_{ccf} = 1$;

- a potência ativa absorvida pelo forno cresce com o aumento da corrente de carga I_f, atingindo o seu máximo quando a relação $I_f/I_{cc} = 0{,}707$;
- a potência ativa absorvida pelo forno decresce a partir do aumento da corrente de carga que faz a relação $I_f/I_{cc} = 0{,}707$, atingindo o seu valor nulo quando esta relação for unitária;
- a potência reativa absorvida pelo forno cresce exponencialmente com o aumento da corrente de carga do forno, I_f, atingindo o seu valor máximo quando $I_f = I_{cc}$, ou seja, $I_f/I_{cc} = 1$;
- a potência aparente absorvida pelo forno cresce com o aumento da corrente de carga, I_f, atingindo o seu valor máximo quando $I_f = I_{cc}$;
- a potência ativa máxima absorvida pelo forno é 45% da potência de curto-circuito, no caso uma potência puramente reativa;
- quando o forno está operando em sua potência ativa máxima, a potência aparente corresponde a 70% da potência de curto-circuito;
- quando o forno está operando em sua potência ativa máxima, a potência reativa corresponde a 64% da potência de curto-circuito.

No período de fusão, o forno funciona em média com uma potência ativa 20% superior a sua potência normal absorvida e com um fator de potência compreendido entre 0,75 e 0,85. Já no período de refino, quando a carga se acha em estado líquido, a potência ativa média absorvida pelo forno é aproximadamente 30% de sua potência normal e com um fator de potência entre os limites de 0,85 e 0,90. Como se pode observar, durante o período de fusão as condições de operação do forno são as mais severas possíveis, transferindo para o sistema de alimentação grandes perturbações no nível de tensão.

As principais partes físicas componentes de um forno a arco direto são:

a) Cuba refratária

É constituída de um recipiente de aço de grande espessura, isolada termicamente com materiais refratários, compostos à base de argila, dentro da qual é depositada a carga de trabalho.

A parte superior da cuba é provida de uma tampa na qual estão montados os eletrodos. A tampa é deslocada de sua posição de trabalho quando a cuba descarrega o material fundido. Um sistema de basculante permite a inclinação da cuba até um determinado ângulo para se proceder à descarga do material trabalhado. Logo em seguida se procede à recarga do forno, que é feita através de um grande recipiente montado numa ponte rolante e dentro do qual se encontra a sucata, a gusa ou outro material a que se destina o forno.

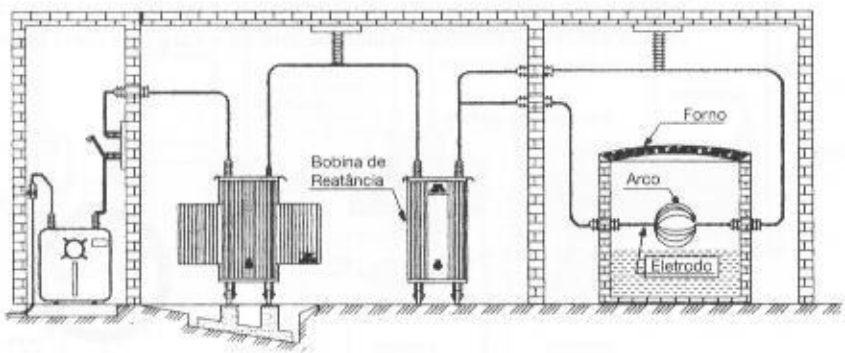


FIGURA 8.9
Subestação de alimentação de um forno a arco indireto

A tampa ou abóbada, geralmente de formato côncavo, é constituída de aço revestido internamente por uma camada de material refratário.

Tanto a cuba como a tampa são normalmente resfriadas através de um sistema de refrigeração cujo meio circulante é a água.

Os fornos a arco podem ser de abóboda fixa com carregamento pela porta de escória, ou de abóboda giratória, permitindo carregamento pela parte superior. A carcaça dos fornos é fornecida com bica de vazamento, porta de escória, anel refrigerado da abóboda, colunas e braços dos eletrodos, sistema para levantamento e rotação da abóboda. O basculamento dos fornos poderá ser feito por meios mecânicos ou hidráulicos.

b) Eletrodos

Os eletrodos são constituídos de um bloco cilíndrico de grafite de comprimento e diâmetro variáveis em função da capacidade do forno.

O uso provoca desgaste dos eletrodos, diminuindo o seu comprimento, o que pode ser compensado através de emendas apropriadas.

Os eletrodos de grafite apresentam uma densidade máxima de corrente da ordem de 40 A/cm^2.

A fim de manter uma determinada distância entre os eletrodos e a carga, estes são movidos individualmente na vertical através de um sistema automático de regulação. Esta distância é necessária para manter um comprimento de arco entre os eletrodos e a carga que resulte uma potência a mais aproximadamente constante durante o ciclo de operação.

Os fornos são fornecidos com regulagem automática dos eletrodos, porta-eletrodos refrigerados, economizadores e todos os acessórios necessários.

c) Transformador

Este equipamento é de fabricação especial, sendo imerso em óleo mineral e refrigerado a água. Deve suportar elevadas solicitações eletrodinâmicas, devido ao regime de trabalho dos eletrodos que freqüentemente operam em curto-circuito franco.

Os transformadores são trifásicos, com os enrolamentos primários ligados em estrela e o secundário em triângulo, conforme mostrado na Figura 8.12. O primário é constituído de 10 a 20 tapes, de modo a se ter no secundário tensões variáveis compreendidas geralmente entre 50 e 400 V.

Normalmente o transformador acompanha o forno respectivo, o qual é fabricado sob condições específicas.

A impedância percentual dos transformadores de forno está compreendida, em geral, entre 8 e 12%. As tensões primárias de alimentação dependem da capacidade do forno. Para pequenas unidades, os transformadores podem ser ligados à rede de distribuição primária da concessionária em 13,8 kV ou em outra tensão padronizada na área. É comum, porém, as siderúrgicas, pelo porte da carga, possuírem subestações próprias em tensão igual ou superior a 69 kV, e a partir da qual deriva o alimentador do transformador do forno.

A Tabela 8.7 fornece a potência aproximada dos transformadores em função da capacidade do forno destinado à fusão de aço e ferro fundido.

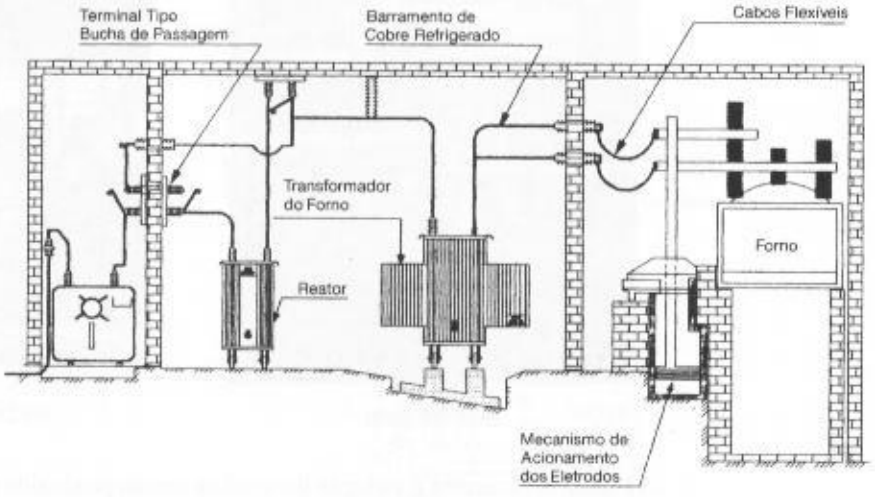


FIGURA 8.10
Subestação de alimentação de um forno a arco direto

d) Cabos flexíveis

São condutores de cobre anular resfriados a água e fazem a conexão entre as barras fixas, ligadas ao secundário do transformador do forno, e os blocos móveis fixados no braço do porta-eletrodo.

e) Disjuntor do forno

É o equipamento de proteção do transformador do forno. Deve possuir uma elevada capacidade de ruptura. Devido às suas severas condições de operação, os disjuntores de proteção de fornos a arco são normalmente a ar comprimido ou do tipo a vácuo.

f) Painel de comando

O painel de comando inclui todas as funções necessárias para a operação do forno. Possui um comando manual e um automático, independentes, o que assegura maior flexibilidade ao comando dos eletrodos. O controle automático dos eletrodos é feito por meio de acionamentos eletrônicos, de respostas reversíveis e de resposta instantânea, programáveis através de um sinal de referência e de um sinal gerado no arco, podendo ser de corrente ou impedância.

8.4.3.1 Determinação da flutuação de tensão (*flicker*)

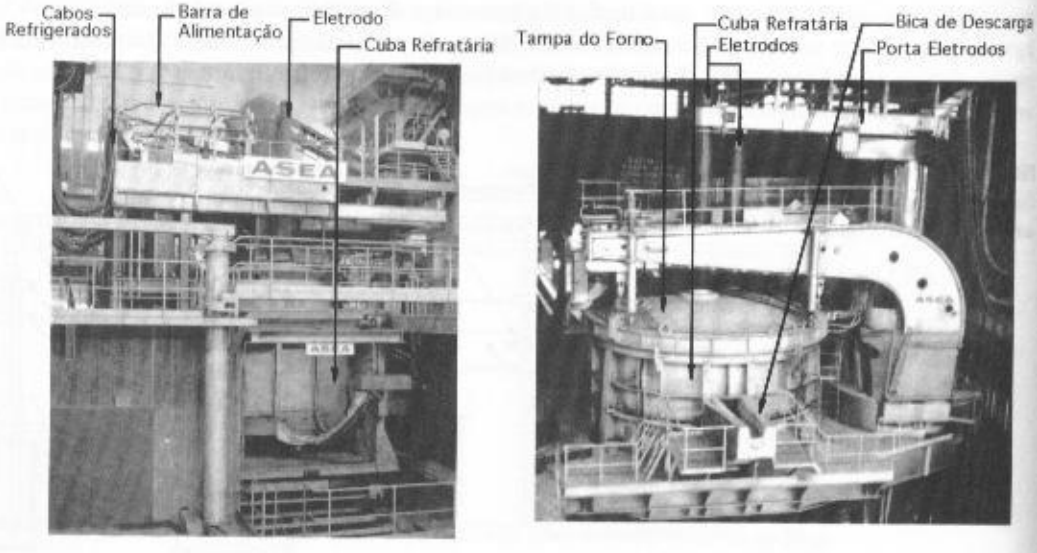
Os fornos a arco são uma fonte permanente de distúrbios para o sistema de alimentação das concessionárias, que, por este motivo, mantêm uma vigilância sobre as instalações siderúrgicas que operam com este tipo de equipamento.

Os distúrbios se fazem sentir principalmente na iluminação incandescente e se caracterizam por uma variação da luminosidade das lâmpadas, que, além de irritar o observador, pode provocar lesões ao olho humano. Esta variação da luminosidade é o resultado da variação do valor eficaz, da tensão da rede provocada pela operação do forno, fenômeno este conhecido como *flicker*.

Como já mencionado anteriormente, quando da operação dos fornos a arco, principalmente no período de fusão, os eletrodos tocam momentaneamente a carga sólida, entrando em regime de curto-circuito, quando então a potência ativa absorvida do sistema se reduz às perdas ôhmicas do transformador, resultando num valor máximo de potência reativa, conseqüentemente reduzindo o fator de potência a níveis muito baixos.

O grande número de curtos-circuitos, no período de fusão, e a instabilidade do arco criam oscilações na rede que podem atingir cerca de até 20 variações por minuto.

Nessas condições, observando-se o gráfico da Figura 7.32, pode-se concluir que o limite percentual de variação de tensão é de 3,6 V na base de 120 V, que corresponde a 3%.



(a) Vista geral

(b) Detalhe da cuba refratária

FIGURA 8.11
Vistas de um forno a arco direto

A Figura 8.14 mostra a variação do nível de tensão produzida por um forno a arco, destacando-se o comportamento da envoltória, o valor da tensão instantânea V_i, e a correspondente tensão eficaz V_{ef}.

É interessante observar que as flutuações de tensão produzidas por dois fornos a arco de mesma potência nominal são 18% mais severas do que aquelas verificadas quando somente um forno está em operação. Para se manter um nível de flutuação de tensão num sistema de suprimento a dois fornos a arco compatível com o nível de flutuação de tensão quando somente um forno está em operação, é suficiente que a reatância do sistema seja reduzida a 83% do sistema anteriormente projetado.

Também é certo que a potência equivalente para provocar os mesmos distúrbios que dois ou mais fornos de potência e características nominais iguais pode ser dada pela Equação (8.4).

$$P_{eq} = \sqrt[4]{N_f \times P_{nf}} \quad (8.4)$$

N_f – número de fornos em operação;
P_{nf} – potência nominal do forno, em kVA.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (8.2)

Calcular a potência equivalente de um forno que produzirá os mesmos distúrbios que três fornos de potência unitária igual a 2.000 kVA, considerando as mesmas características de operação.

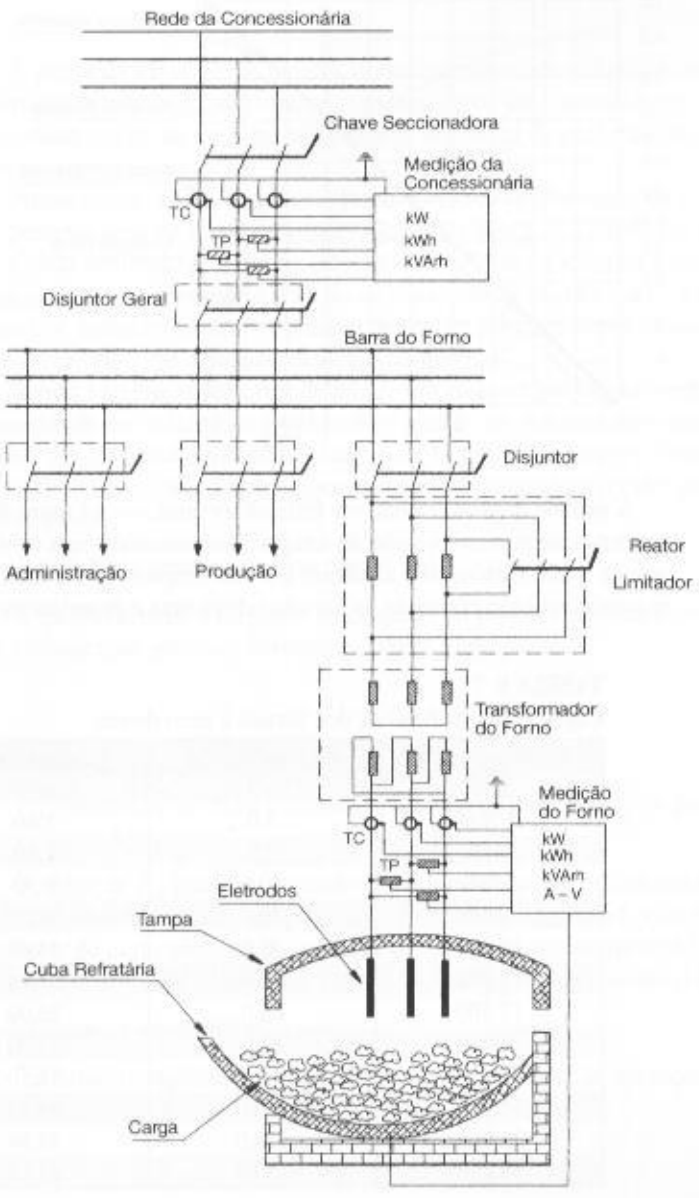
$$P_{eq} = \sqrt[4]{3 \times 2.000} = 2.632 \text{ kVA}$$

Quando dois ou mais fornos fazem parte de uma instalação, podem-se desprezar os efeitos provocados pelos fornos cuja potência unitária seja inferior a 75% da potência do maior forno.

As redes de alimentação de complexos siderúrgicos devem possuir um elevado nível de curto-circuito que minimize os efeitos do *flicker*. A Figura 8.15 fornece a capacidade do transformador do forno em função do nível de curto-circuito trifásico na barra de conexão do referido transformador, para produzir uma queda de tensão especificada numa rede de 120 V.

Dessa forma, a instalação de um transformador de 3.000 kVA conectado a uma barra cujo nível de curto-circuito seja de 300 MVA provocará uma flutuação de tensão de 2,5 V num sistema de 120 V, correspondente a 2,08%.

FIGURA 8.12
Esquema trifilar simplificado de uma instalação siderúrgica



Quando da elaboração de um projeto de uma instalação siderúrgica, é necessário calcular o nível de flutuação de tensão e comparar o resultado com valores preestabelecidos que indicam a possibilidade de operação do forno sem causar distúrbios prejudiciais aos consumidores ligados ao sistema supridor da concessionária. Podem ser encontradas, na prática, situações distintas que serão analisadas detidamente.

8.4.3.1.1 Método da queda de tensão a baixas freqüências (método inglês)

Existem vários métodos de cálculo que permitem determinar o nível máximo de flutuação de tensão, podendo-se destacar o método francês da EDF, o método alemão (FGH), o método americano da constante de queda de tensão mútua e, finalmente, o método inglês (ERA), que relaciona a queda de tensão à freqüência industrial, queda essa devida a um curto-circuito trifásico franco nas pontas dos eletrodos, com as componentes de baixa freqüência entre 1,5 e 30 Hz responsáveis pelo efeito visual do *flicker*. O curto-circuito é considerado admitindo-se que o transformador do forno esteja conectado na derivação mais desfavorável. Mais recentemente a UIE – União Internacional de Eletrotermia desenvolveu um medidor de *flicker*, cujo método de avaliação desse fenômeno vem ganhando a adesão e confiança dos especialistas.

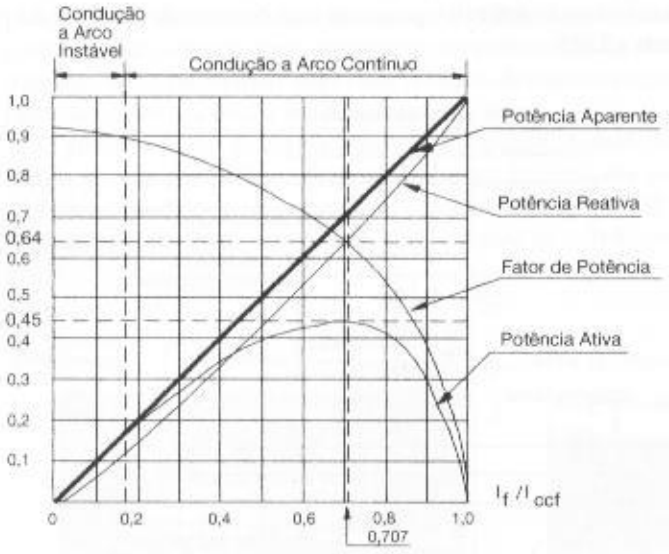


FIGURA 8.13
Características de operação de um forno a arco trifásico

A análise do *flicker* pode ser feita observando-se a Figura 8.14, em que a onda de tensão varia acentuadamente em relação ao tempo. Considerando-se a envoltória da onda de tensão, percebe-se que a sua formação é aleatória e a sua freqüência é baixa. Essa onda de valor eficaz, V_{ef}, é a responsável pelo efeito do *flicker* em televisores e principalmente em lâmpadas incandescentes.

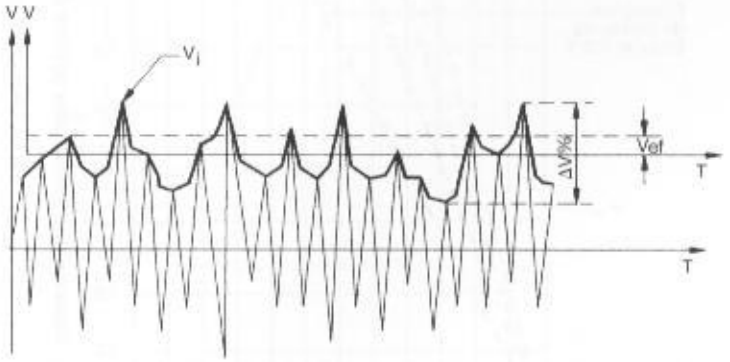
TABELA 8.7
Características básicas dos fornos a arco direto

Potência (kVA)	Capacidade (t)	Produção (t/h)	Consumo (kWh/t)
600	0,7	0,70	550
1.500	3,0	1,80	545
3.000	7,0	2,80	625
5.000	10,0	6,30	480
7.000	20,0	9,23	460
10.000	35,0	14,48	440
12.500	40,0	17,14	435
17.500	65,0	26,00	420
20.000	80,0	30,00	420
25.000	100,0	37,50	420
31.500	110,0	49,80	440
35.000	120,0	53,30	420
40.000	150,0	62,10	420

A avaliação do efeito do *flicker* pode ser feita calculando-se o valor médio quadrático das variações de V_i vistas nas curvas da Figura 8.14. Tomando-se a tensão eficaz, V_{ef}, ao quadrado, aproximadamente igual ao valor médio quadrático das flutuações de tensão, pode-se relacionar percentualmente aquele valor com a tensão eficaz da rede de alimentação no ponto de entrega de energia.

A determinação percentual de um valor de V_{ef} que limitasse as condições de operação dos fornos a arco foi feita através da medição de flutuação de tensão em várias instalações siderúrgicas. Como resultado destas investigações, foi elaborado um gráfico que expressa a proporção de tempo durante a qual o valor de $V_{ef}\%$ tinha sido excedido.

FIGURA 8.14
Variação do nível de tensão produzida por um forno a arco



A curva da Figura 8.16 mostra, como exemplo, o resultado de um levantamento de dados que permitiu determinar, juntamente com um grupo de consumidores, o valor máximo da flutuação de tensão capaz de suscitar um número aceitável de reclamações por parte dos integrantes do referido grupo analisado.

Nessa curva, a abscissa representa os valores de flutuação de tensão percentual e a ordenada, as percentagens de tempo durante o qual os valores de $V_{ef}\%$ foram excedidos.

Como resultado prático, foi adotado como limite o valor da flutuação de tensão igual a 0,25%, que se passou a denominar *padrão de flutuação de tensão* – ΔV_p. Logo, o *padrão de flutuação de tensão* é definido como "a variação de tensão provocada pelo forno e que é excedida em apenas 1% do tempo total de funcionamento do mesmo".

Sendo a aceitação do nível do *flicker* um caso subjetivo e as medições efetuadas para uma certa quantidade de instalações existentes, o padrão de flutuação de tensão relativo a um determinado forno indica a probabilidade de surgirem ou não reclamações durante a operação do mesmo.

O desenvolvimento do cálculo que permite determinar o valor da flutuação ΔV_p pode ser assim considerado:

a) Queda de tensão primária percentual

A queda de tensão no ponto de conexão do primário do transformador do forno com o sistema de alimentação pode ser determinado pela Equação (8.5).

$$\Delta V\% = \frac{P_{cf}}{P_{cs}} \times 100 \tag{8.5}$$

P_{cf} – potência de curto-circuito do forno, em kVA;
P_{cs} – potência de curto-circuito do sistema de suprimento no ponto de conexão considerado, em kVA.

O valor de P_{cf} pode ser tomado considerando-se os três eletrodos em curto-circuito franco e o transformador do forno ligado no tape mais desfavorável, isto é, aquele que resulta na maior corrente de curto-circuito. A potência de curto-circuito do forno é fornecida pelo fabricante e, em geral, está compreendida entre 1,8 e 2,5 vezes a potência nominal do forno.

b) Fator de severidade

É um fator empírico que depende das características de operação do forno. Pode ser calculado pela Equação (8.6).

$$K_s = \frac{\Delta V_p}{\Delta V\%} \tag{8.6}$$

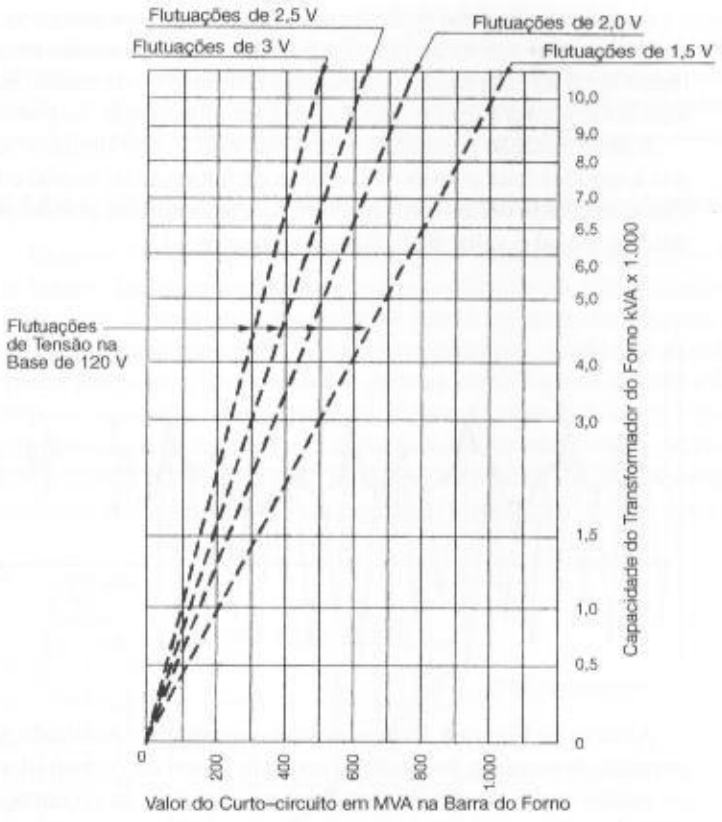


FIGURA 8.15
Determinação da capacidade do transformador de forno a arco

O valor de K_s pode variar entre os limites de 0,09 e 0,15. Muitas vezes é atribuído o valor de 0,15 quando não são conhecidas as características construtivas e de operação do forno.

c) Cálculo do padrão de flutuação de tensão

Este valor é obtido a partir da combinação das duas equações anteriores, ou seja:

$$\Delta V_p = K_s \times \frac{P_{cf}}{P_{cc}} \times 100 \tag{8.7}$$

O valor de ΔV_p assim obtido refere-se ao ponto considerado do curto-circuito, P_{cc}. O valor de ΔV_p em outros pontos do sistema pode ser determinado utilizando-se a relação de impedância, ou seja:

$$\Delta V_{p1} = \frac{Z_1}{Z_2} \times \Delta V_{p2} \tag{8.8}$$

Z_1 – impedância do sistema até o ponto no qual se deseja obter ΔV_{p1};
Z_2 – impedância do sistema vista do ponto de instalação do forno.

O valor de ΔV_p assim obtido está relacionado com a operação de somente um forno a arco. O cálculo de ΔV_p, quando estão em funcionamento dois ou mais fornos, pode ser feito através da Equação (8.9).

$$\Delta V_{pr} = \frac{98 + N_f}{100} \times \sqrt[4]{\sum (\Delta V_p)^4} \tag{8.9}$$

ΔV_{pr} – padrão de flutuação de tensão resultante;
ΔV_p – padrão de flutuação de tensão de cada forno considerado;
N_f – número de fornos em operação.

É importante frisar que os valores do padrão de flutuação de tensão calculados anteriormente (ΔV_p e ΔV_{pr}) para uma determinada instalação siderúrgica que utiliza fornos a arco não deverão ser superiores ao valor-limite estabelecido de 0,25% para sistemas alimentados até a tensão de 138 kV. Para tensões superiores, o valor de ΔV_p é de 0,20%.

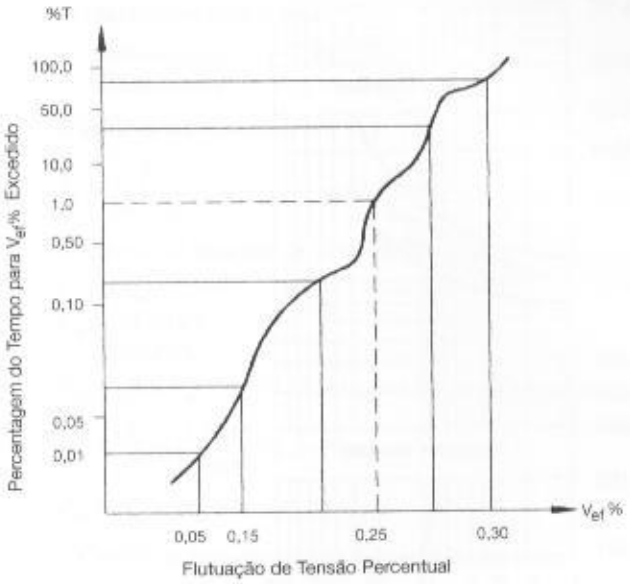


FIGURA 8.16
Curva de flutuação de tensão e a percentagem de tempo excedido

O gráfico da Figura 8.17 permite antever se a operação de um forno a arco irá provocar flutuações de tensão num nível tolerável ao observador, ser perceptível mas sem afetar o conforto visual do observador ou, ainda, simplesmente ser intolerável. Esta averiguação pode ser feita conhecendo-se a reatância do sistema de suprimento expressa na base da potência nominal do forno.

Também, como uma primeira indicação da probabilidade de haver flutuação de tensão em níveis toleráveis ou não no ponto de entrega de energia, podem-se verificar as seguintes desigualdades:

$\frac{P_{cs}}{P_{nf}} \geq 100$ (flutuações de tensão toleráveis)

$\frac{P_{cs}}{P_{nf}} < 60$ (flutuações de tensão intoleráveis)

P_{nf} – potência nominal do forno

Nos cálculos práticos, como o transformador do forno está geralmente muito próximo do forno correspondente, podem-se desprezar as impedâncias dos cabos flexíveis e das barras fixas ligadas ao sistema secundário do referido transformador.

Muitas vezes, fornos antigos devem ser remanejados de uma unidade industrial para outra, em geral localizada distante, devendo o mesmo ser ligado a um sistema supridor cujo nível de curto-circuito seja menor. Neste caso, é comum o proprietário não conhecer mais os dados característicos do forno, criando uma incógnita para os técnicos que irão calcular as novas condições de operação desta unidade. Desta forma, deve-se calcular o valor do curto-circuito máximo em que deve operar o forno ligado nas novas instalações, considerando que o mesmo apresenta condições severas de funcionamento em razão de sua própria construção, o que pode ser dado pela Equação (8.10).

$$P_{cf} = 0{,}0167 \times P_{cs} \tag{8.10}$$

Essa equação é obtida da Equação (8.7), considerando-se os valores máximos do padrão de flutuação de tensão, $\Delta V_p = 0{,}25$ e o fator de severidade $K_s = 0{,}15$.

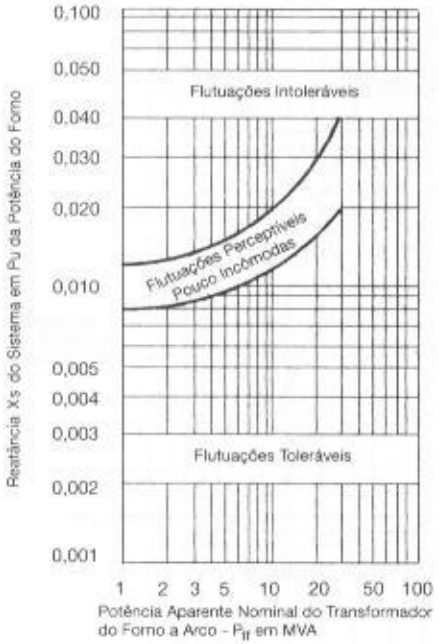


FIGURA 8.17
Níveis de flutuação-limite de tensão em função da potência nominal do transformador e da reatância da linha

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (8.3)

Considerar a instalação industrial representada na Figura 8.18 na qual está prevista a instalação de um forno a arco direto. Determinar as condições de flutuação de tensão na barra de conexão do primário do transformador do forno que corresponde praticamente ao ponto de entrega de energia.

- potência nominal do forno: 1.500 kVA;
- potência de curto-circuito do forno: 3.000 kVA;
- fator de severidade: 0,10;
- tensão secundária máxima de alimentação do forno: 400 V;
- potência nominal do transformador do forno: 1.500 kVA;
- impedância do transformador do forno: 10%;
- perdas do cobre do transformador do forno: 18.000 W;
- impedância própria do forno: 2% (na base P_n).

Os dados do sistema são:

- corrente de curto-circuito trifásico no ponto P de entrega de energia: 3,5 kA;
- tensão primária de fornecimento: 13,8 kV.

São desconsideradas as impedâncias dos condutores primários que ligam o cubículo de proteção geral à subestação destinada ao forno por serem de efeito desprezível. A Figura 8.19 mostra o diagrama unifilar simplificado da instalação.

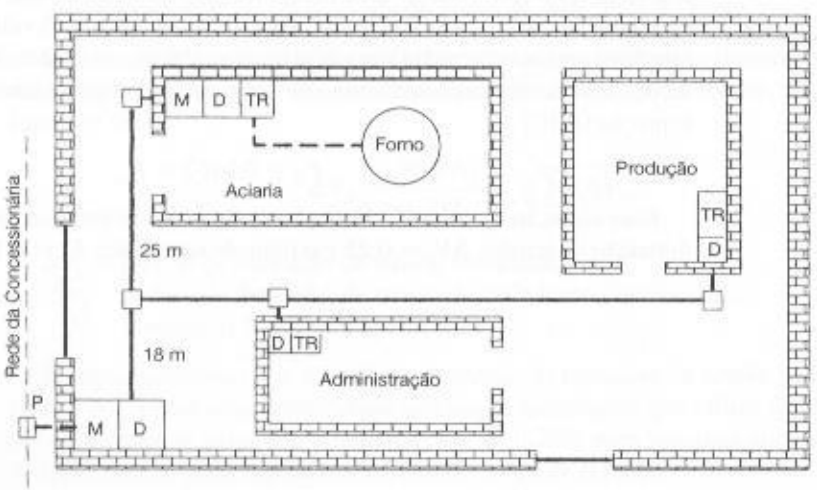


FIGURA 8.18
Indústria siderúrgica

a) Escolha dos valores base

- potência base: $P_b = 1.500$ kVA;
- tensão base: $V_b = 13,8$ kV.

O valor da corrente base vale:

$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} = \frac{1.500}{\sqrt{3} \times 13,8} = 62,75 \text{ A}$$

b) Cálculo da impedância reduzida do sistema de suprimento

- Reatância

$V_{sp} = 13,80$ kV
$I_{cc} = 3.500$ A

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times V_{sp} \times I_{cc} = \sqrt{3} \times 13,8 \times 3.500 = 83.658 \text{ kVA}$$

$$X_{se} = \frac{P_b}{P_{cc}} = \frac{1.500}{83.658} = 0,0179\ pu$$

$$Z_{se} = R_{se} \times jX_{se} = 0 + j0,0179\ pu$$

c) Cálculo da impedância do transformador do forno

- Resistência

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{18.000}{10 \times 1.500} = 1,2\% = 0,012\ pu \text{ (na base } P_{nt})$$

$$R_{se} = R_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 = 0,012 \times \frac{1.500}{1.500} \times \left(\frac{13,80}{13,80}\right)^2$$

$R_{at} = 0,012\ pu$ (na base P_b)

- Reatância

$$X_{pt} = \sqrt{Z_{pt}^2 - R_{pt}^2} = \sqrt{0,10^2 + 0,012^2} = 0,0993\ pu \text{ (na base } P_{nt})$$

$$X_{se} = X_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 = 0,0993 \times \frac{1.500}{1.500} \times \left(\frac{13,80}{13,80}\right)^2$$

$X_{at} = 0,0993\ pu$ (na base P_b)
$Z_{pt} = 10\% = 0,10\ pu$ (na base P_{nt})
$Z_{at} \cong X_{at} = 2\% = 0,02\ pu$ (na base P_{nt})
$Z_{at} = R_{at} + jX_{at} = 0,012 + j0,0993\ pu$
$Z_{atot} = Z_{se} + Z_{at} + Z_{at} = (0 + j0,0179) + (0,012 + j0,0993) + j0,02$
$Z_{atot} = 0,012 + j0,1372\ pu \rightarrow Z_{atot} = 0,13772\ pu$

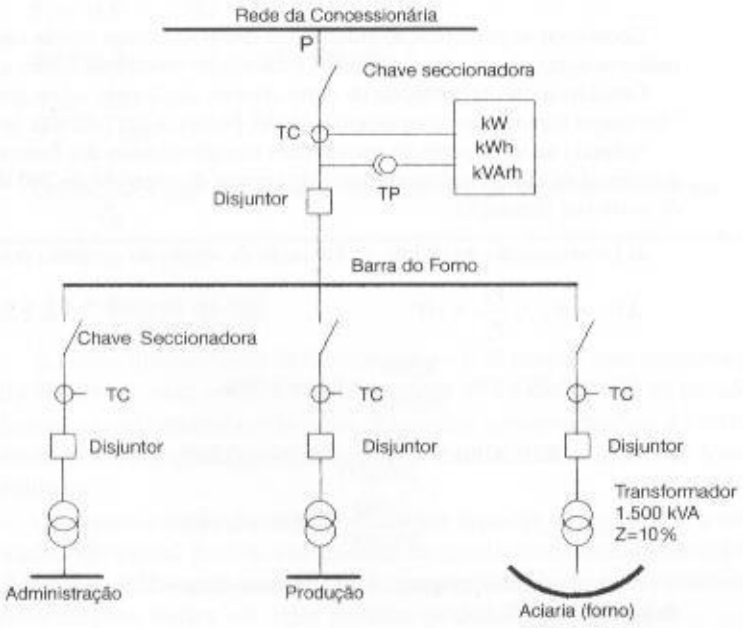


FIGURA 8.19
Forno sem compensação

d) Determinação da corrente de curto-circuito no barramento secundário do transformador do forno

$$I_{cc} = \frac{I_b}{Z_{usv}} \times \frac{V_{sp}}{V_s} = \frac{62,75}{0,13772} \times \frac{13.800}{400} = 15.719 \text{ A}$$

A determinação do padrão de flutuação de tensão no barramento secundário do transformador do forno

$$\Delta V_p = K_t \frac{P_{cf}}{P_{cc}} \times 100 = 0,10 \times \frac{3.000}{10.890} \times 100 = 2,75\%$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times 0,40 \times 15.719 = 10.890 \text{ kVA}$$

$$\Delta V_p > 0,25\%$$

Como se pode observar, nenhuma carga deverá ser ligada ao barramento secundário do transformador do forno, tanto em conseqüência do intolerável nível de flutuação de tensão como pela possibilidade de variação do tape do referido transformador.

e) Determinação do padrão de flutuação de tensão no barramento de conexão do forno, ou seja, primário do transformador do forno.

$$\Delta V_{p1} = K_t \frac{P_{cf}}{P_{cs}} \times 100 = 0,10 \times \frac{3.000}{83.658} \times 100 = 0,35\%$$

$\Delta V_p = 0,25\%$ (máximo valor admitido)

Neste caso, a concessionária não deve permitir a ligação do forno ao seu sistema de distribuição, sob pena de sofrer reclamações de seus consumidores. Desta forma, o projetista deve prever medidas de correção das flutuações de tensão. O mesmo valor poderia ser obtido através das relações das impedâncias, ou seja:

$$\Delta V_{p1} = \frac{Z_1}{Z_2} \times \Delta V_{p2} = \frac{0,0179}{0,13772} \times 2,75 = 0,35\%$$

Uma outra averiguação pode ser feita através do gráfico da Figura 8.17, tomando-se a reatância do sistema de suprimento $X_{ss} = 0,0179$ *pu* na base da potência nominal do forno. Desse modo, a flutuação de tensão está na faixa das flutuações intoleráveis, conforme se constatou pelo cálculo. Também pode ser verificada a seguinte relação:

$$\frac{P_{cs}}{P_{nf}} = \frac{83.658}{1.500} = 55,7 < 60$$

Nesse caso, as flutuações de tensão são de nível intolerável.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (8.4)

Considerar uma instalação siderúrgica composta, entre outras cargas, de três fornos a arco de mesma potência nominal e igual a 3.000 kVA e fatores de severidade iguais a 0,09, 0,10 e 0,11, respectivamente.

Considerar que as potências de curto-circuito dos fornos sejam iguais a 1,9 vez a sua potência nominal. Um quarto forno é ligado ao sistema, sendo, porém, a sua potência igual a 1.000 kVA.

Sabendo-se que a potência nominal dos transformadores dos fornos é igual à dos respectivos fornos e que a potência de curto-circuito no ponto de entrega de energia é de 260.000 kVA, calcular o nível de flutuação de tensão da instalação.

a) Determinação do padrão de flutuação de tensão do conjunto dos fornos

$$\Delta V_p = K_t \times \frac{P_{cf}}{P_{cs}} \times 100$$

$$\Delta V_{p1} = 0,09 \times 1,9 \times \frac{3.000}{260.000} \times 100 = 0,19\%$$

$$\Delta V_{p2} = 0,10 \times 1,9 \times \frac{3.000}{260.000} \times 100 = 0,22\%$$

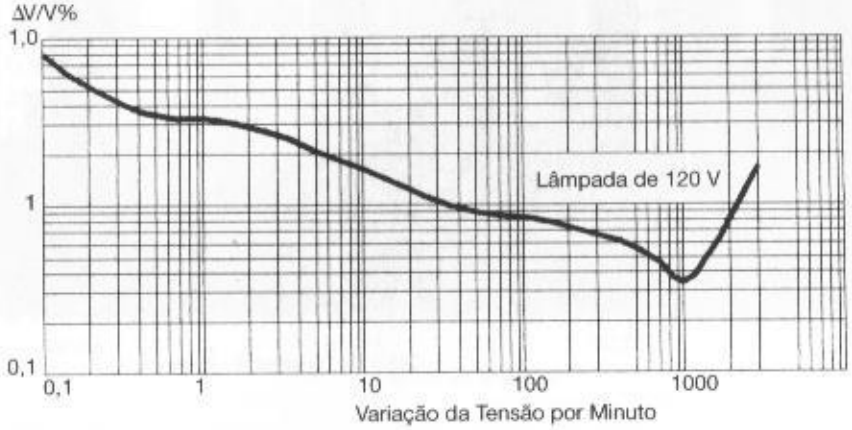
$$\Delta V_{p3} = 0,11 \times 1,9 \times \frac{3.000}{260.000} \times 100 = 0,24\%$$

Como a potência do quarto forno é menor do que 75% do maior forno, não será considerada no cálculo de avaliação do *flicker*.

$$\Delta V_{pr} = \frac{98 + N_t}{100} \times \sqrt[4]{\sum (\Delta V_p)^4} = \frac{98+3}{100} \times \sqrt[4]{(0{,}19^4 + 0{,}22^4 + 0{,}24^4)} \rightarrow \Delta V_{pr} = 0{,}29\% > 0{,}25\%$$

Logo, pela análise, a concessionária de energia elétrica não deverá fazer a ligação da instalação siderúrgica no seu sistema, pois há probabilidade de haver reclamações dos outros consumidores, devido às flutuações de tensão.

FIGURA 8.20
Curva de freqüência cumulativa



EXEMPLO DE APLICAÇÃO (8.5)

Deseja-se instalar um forno numa indústria siderúrgica, mas seu proprietário adquiriu-o de terceiros sem que lhe fossem fornecidas as características técnicas do mesmo. Saber qual o limite de potência de curto-circuito que deve possuir o forno, conhecendo-se, no ponto de entrega de energia, a corrente de curto-circuito, I_{cc} = 3.500A, valor simétrico, na tensão de 13,80 kV.

A potência de curto-circuito no ponto de entrega de energia é:

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times 13{,}8 \times 3.500 = 83.568 \text{ kVA}$$

Para que as flutuações de tensão sejam toleráveis, deve-se ter:

$$P_{cf} = 0{,}0167 \times P_{cc} = 0{,}0167 \times 83.658 = 1.397 \text{ kVA}$$

Considerando-se que a potência nominal do forno seja a metade de sua potência de curto-circuito, tem-se:

$$P_{nf} = 0{,}50 \times 1.397 = 698 \text{ kVA}$$

Através da seguinte relação, tem-se:

$$\frac{P_{cc}}{P_{nf}} = \frac{83.658}{698} = 119{,}8$$

Como $\frac{P_{cc}}{P_{nf}} > 100$, as flutuações de tensão são perfeitamente toleráveis.

8.4.3.1.2 Método da UIE

A União Internacional de Eletrotermia – UIE propôs uma metodologia estatística para avaliação do *flicker* que vem sendo adotada nos mais diferentes países do mundo, com exceção dos Estados Unidos, sendo reconhecida pelas diferentes concessionárias do setor elétrico brasileiro como a forma mais adequada para análise de viabilidade da conexão de fornos a arco nos seus sistemas elétricos.

Qualquer método de análise de *flicker* leva em consideração a reação das pessoas quanto ao incômodo visual. Assim, o analisador de cintilação demodula a tensão num determinado ponto do sistema e, através da ponderação da tensão modulante pela característica do conjunto lâmpada-olho-cérebro, indica um valor peculiar de desconforto visual.

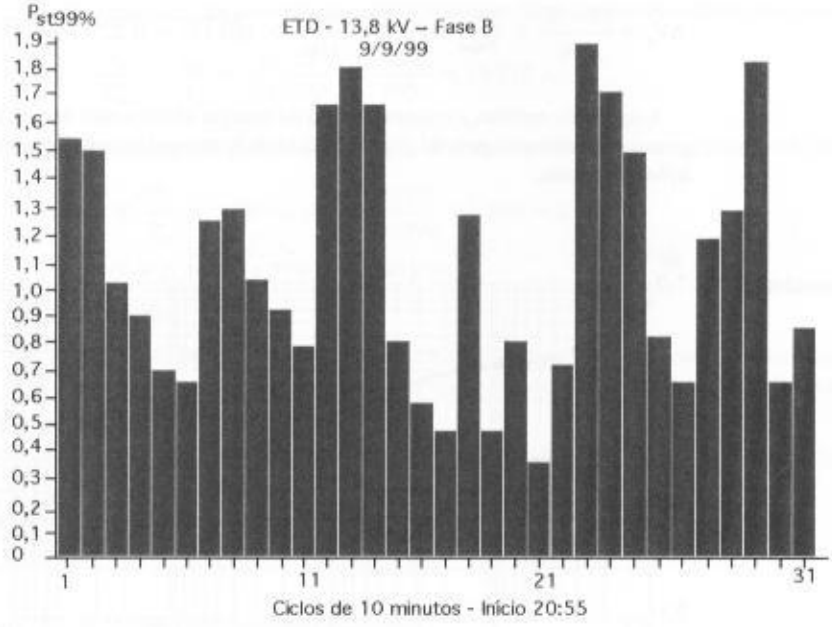


FIGURA 8.21
Curva analítica do parâmetro $P_{st99\%}$ para ciclo de 10 minutos

O medidor de *flicker*, ou analisador de cintilação, desenvolvido pela UIE – que permite quantificar o incômodo visual do efeito de *flicker* provocado por flutuações de tensões – tem como referência uma lâmpada incandescente de 60W-120V. Porém, no início das pesquisas a UIE desenvolveu um medidor de *flicker* com base numa lâmpada de 60 W-230 V. O método encontrou restrições de uso nos Estados Unidos, Canadá e nos países do leste da Ásia, nos quais se utilizam lâmpadas de 120 V. Para atender a essa demanda, a UIE desenvolveu novos estudos adaptando a concepção original do método para a lâmpada de 60 W-120 V.

A metodologia desenvolvida pela UIE consiste na classificação dos níveis instantâneos de sensação do *flicker*, obtidos a cada ciclo de 10 minutos pelo medidor de cintilação. Esses níveis são expressos em *pu* no limiar da percepção, obtendo-se uma curva de freqüência cumulativa das sensações de *flicker* em *pu*, em conformidade com a Figura 8.20. São utilizados filtros dedicados, de acordo com a freqüência das lâmpadas, associados à sensibilidade do olho humano e à reação do cérebro.

A curva de freqüência cumulativa é obtida a partir das medições efetuadas pelo medidor de cintilação, cujos resultados estão expressos pelo gráfico da Figura 8.21 para ciclos de 10 minutos, e pelo gráfico da Figura 8.22 para ciclos de 2 horas.

Através da curva da Figura 8.21, obtém-se um índice que representa o desconforto visual provocado pelo *flicker* num período de 10 minutos, medido pelo parâmetro P_{st}. O algoritmo que permite converter a curva de freqüência cumulativa no parâmetro P_{st} foi desenvolvido de modo que o valor de P_{st} fosse igual a 1 para todos os valores limites de variação de tensão recomendados pelo IEE 555-3.

O parâmetro P_{st} indica o nível de severidade do *flicker* para um período de 10 minutos, considerado de curta duração (*short time*), e o parâmetro P_{lt} para período de duas horas, considerado de longa duração, adotados pela UIE e tidos como os mais adequados parâmetros de severidade do *flicker*, o qual propõe valores para níveis de compatibilidade em conformidade com a Tabela 8.8.

Estes valores têm sido questionados em função de várias medições realizadas em diferentes países por serem muito conservadores. Há fornos em operação nos Estados Unidos e na Europa operando a um P_{st} de até 1,85 e a P_{lt} igual a 1,35 sem que tenha havido comprometimento da qualidade de serviço capaz de gerar reclamação dos consumidores potencialmente afetados. Há especialistas que sugerem valores de P_{st} e P_{lt}, respectivamente, iguais a 2,50 e 2,2. Pelo que o autor conhece, no mundo há poucas siderúrgicas operando nos limites dos valores da UIE. É necessário que os estudos desses limites sejam aprofundados no Brasil para se evitar que empreendimentos siderúrgicos sejam penalizados desnecessariamente com elevados níveis de investimentos para atender um requisito considerado extremamente conservador.

A severidade do *flicker* é função da taxa de repetição da perturbação da tensão, da amplitude do valor da tensão e da forma de onda.

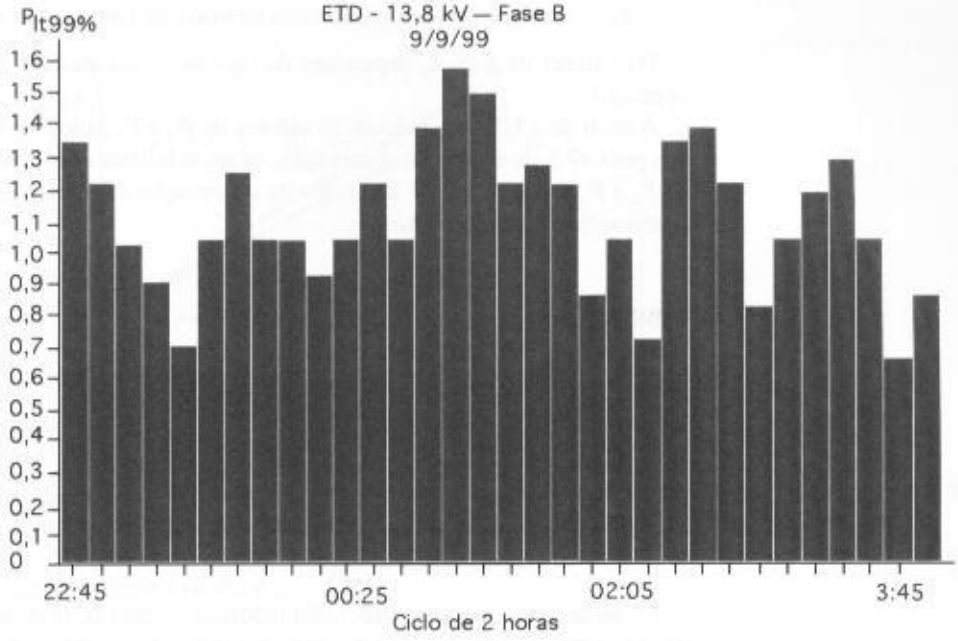


FIGURA 8.22
Curva analítica do parâmetro $P_{lt99\%}$ para ciclo de 2 horas

Na literatura existem diferentes indicações para os parâmetros de P_{st} e P_{lt} em função da probalidade de serem excedidos. Assim, por exemplo, o $P_{st99\%}$ significa o valor de P_{st} que tem a probalidade de 1% de ser excedido num determinado período de medição; neste caso 10 minutos e no caso do P_{lt} 2 horas.

O cálculo do P_{st} é determinado pela Equação (8.11) correspondente a cada ciclo de 10 minutos, considerando os valores $P_{0,1}$, $P_{1,0}$, P_3, P_{10} e P_{50} obtidos da curva de freqüência cumulativa da Figura 8.21 e que consistem nos níveis que foram excedidos, respectivamente, de 0,1%, 1%, 3%, 10% e 50% do tempo de medição.

$$P_{st} = \sqrt{0{,}0314 \times P_{0,1} + 0{,}0525 \times P_{1,0} + 0{,}0657 \times P_3 + 0{,}28 \times P_{10} + 0{,}08 \times P_{50}} \qquad (8.11)$$

Já o valor de P_{lt} é obtido da Equação (8.12).

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \times \sum_{i=1}^{i=12} P_{st(i)}^3} \qquad (8.12)$$

A avaliação do *flicker* numa instalação industrial é simples e bastante prática. Utilizando-se um medidor de cintilação, conectado geralmente no QGF localizado na subestação, procede-se à medição dos valores de P_{st} indicados no aparelho ao mesmo tempo em que se percebe a variação do fluxo luminoso emitido por uma lâmpada padrão. Os valores mostrados na Tabela 8.9 exemplificam o resultado de uma medição.

Para se determinar o valor do P_{st} num dado ponto do sistema elétrico, ou mais especificamente no Ponto de Acoplamento Comum (PAC), pode-se utilizar a Equação (8.13).

$$P_{st} = K_{st} \times \frac{P_{cf}}{P_{cs}} \qquad (8.13)$$

P_{CS} – potência de curto-circuito do sistema;
P_{Cf} – potência de curto-circuito do forno;
K_{st} – coeficiente de emissão característico que varia de 48 a 85 e depende do tipo de forno. De acordo com a literatura, o valor mais adequado é 60 para fornos a arco de corrente alternada.

Para se determinar o valor do P_{lt} nas mesmas condições anteriores, deve-se aplicar a Equação (8.14).

$$P_{lt} = K_{lt} \times \frac{P_{cf}}{P_{cs}} \qquad (8.14)$$

K_{ff} – coeficiente de emissão característico do forno e que varia de 35 a 50.

Os valores de K_{st} e K_{ft} dependem do tipo de forno, do tipo de carregamento e do método de operação.

Apesar de a UIE estabelecer os valores de P_{st} e P_{ft} dados na Tabela 8.8, e que não são excedidos para 99% do tempo de observação, os especialistas costumam trabalhar também com valores de P_{st} e P_{ft} tomados a 95% do tempo de observação e utilizam tais valores para complementar os critérios de avaliação do *flicker*.

TABELA 8.8
Valores de P_{st} e P_{ft} propostos pela UIE

Parâmetro (*pu*)	Fusão Nominal	
	< 69 kV	≥ 69 kV
P_{st}	1,00	0,79
P_{ft}	0,74	0,58

Considerando que sejam adotadas medidas corretivas de atenuação do nível de *flicker*, através da aplicação de quaisquer um dos métodos indicados na Seção 8.4.3.2, ou por meio do coeficiente de transferência entre alta tensão e média tensão, a Equação (8.13) pode ser complementada e transformada na Equação (8.15), ou seja:

$$P_{st} = K_{st} \times \frac{P_{cf}}{P_{cs}} \times \frac{1}{K_{comp}} \times K_{at\,bt} \tag{8.15}$$

K_{comp} – fator de redução por compensação;
$K_{at/bt}$ – coeficiente de transferência entre AT e MT. Este valor pode variar entre 0,6 e 0,80.

TABELA 8.9
Medição da severidade do *flicker*

Percepção de Cintilação	P_{st} Medido
Sim	1,12
Não	0,87
Não	0,92
Não	0,98
Sim	1,10
Sim	1,50
Não	1,00

Ainda de acordo com os especialistas, a aplicação desses coeficientes permite que se admitam valores superiores àqueles estabelecidos na Tabela 8.8, conforme comentado anteriormente.

Atualmente existe uma tendência mundial para utilização de fornos a arco de corrente contínua em substituição aos fornos a arco de corrente alternada. Os fornos CC estão sendo empregados mais recentemente e existem no mundo poucas unidades em operação comparativamente aos fornos a arco CA. Sua grande vantagem é:

- redução do consumo dos eletrodos;
- aumento da vida útil do refratário;
- aumento da eficiência do processo;
- redução do consumo de energia elétrica por tonelada de produto;
- atenuação do nível de *flicker*.

Muitos projetos podem ser viabilizados em certas regiões onde o nível de curto-circuito é baixo simplesmente trocando o forno a arco de CA por CC. Estudos realizados mostram que os fornos

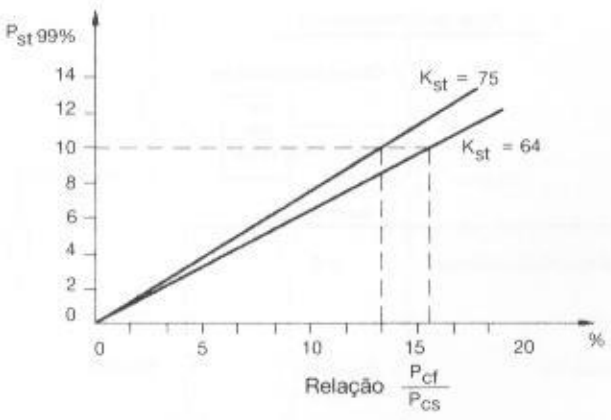


FIGURA 8.23
Correlação entre K_{st} e P_{st} para diferentes valores de P_{cf}/P_{cs}

a arco CC podem necessitar operar com a metade do nível de curto-circuito exigido pelos fornos CA. Porém, especialistas conservadores apontam para algo em torno de 75%.

A Figura 8.23 mostra a correlação que existe entre os valores de K_{st} e o valor de P_{st} para diferentes relações de P_{cf}/P_{cs}.

8.4.3.2 Correção da flutuação de tensão

A correção da flutuação de tensão provocada pela instalação de um forno a arco exige que sejam adotadas algumas medidas que normalmente envolvem uma soma apreciável de recursos, ou seja:

- aumentar a potência de curto-circuito do sistema de suprimento do forno;
- dispor de alimentadores exclusivos para suprimento do forno;
- instalar reator série;
- instalar compensador série;
- instalar compensador síncrono;
- instalar reator série e compensador síncrono;
- instalar compensador estático.

Nem sempre é possível executar economicamente a primeira medida, pois ela envolve, em geral, investimentos vultosos por parte da concessionária. A segunda medida pode ser adotada com menos recursos e estar limitada à melhoria das condições de fornecimento aos consumidores que poderiam estar ligados ao mesmo alimentador do forno. As demais medidas são aquelas geralmente adotadas nos estudos de suprimento de fornos a arco e que serão objeto de estudo sumário.

8.4.3.2.1 Instalação de reator série

A aplicação de reatores série tem sido o sistema mais utilizado pelos complexos siderúrgicos de pequeno e médio portes para atenuar as flutuações de tensão provocadas pela operação dos fornos a arco. Este sistema consiste em utilizar um reator, representado por uma reatância X_r, ligada em série com o circuito de alimentação do forno. A Figura 8.24 ilustra o esquema elétrico simplificado de uma usina siderúrgica e a Figura 8.25 mostra as impedâncias envolvidas.

O reator série ajuda a estabilizar o arco e permite que se opere o forno com arcos longos, reduzindo, em conseqüência, o desgaste dos eletrodos.

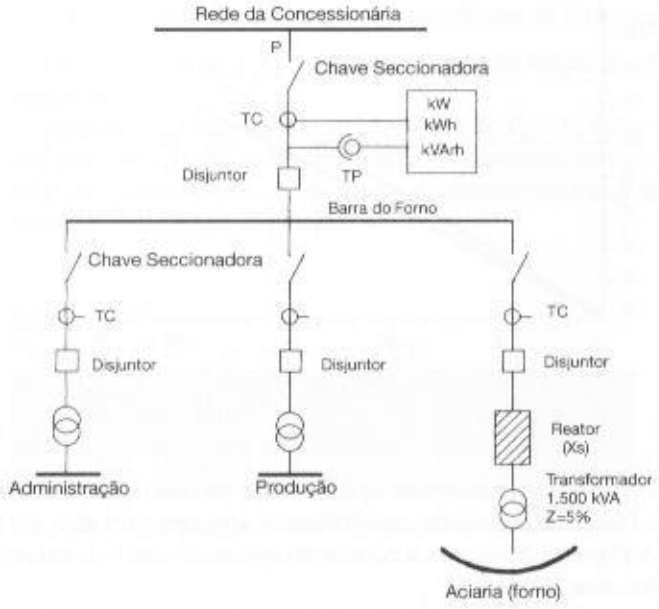
Na realidade, a inserção do reator limita consideravelmente a potência de curto-circuito do forno, resultando em menor queda de tensão no alimentador de suprimento. Medições apontaram que o reator série pode reduzir o efeito do *flicker* em cerca de 20%.

O reator pode ser constituído de vários tapes, cada um deles correspondente a uma reatância inserida de acordo com as necessidades de limitação da corrente de curto-circuito do forno.

O valor da reatância do reator pode ser dado pela Equação (8.16).

$$X_r = \frac{V_r \times (I_{cf} - I_{cfr})}{\sqrt{3} \times I_{cf} \times I_{cfr}} \ (\Omega / \text{fase}) \qquad (8.16)$$

FIGURA 8.24
Compensação com reator série



V_r – tensão de alimentação do reator, em V;
I_{cf} – corrente de curto-circuito do forno, considerando os eletrodos tocando diretamente a carga, em A;
I_{cfr} – corrente de curto-circuito do forno com o reator inserido e que corresponde ao valor desejado para permitir a queda de tensão prevista na barra em estudo, em A.

O valor da indutância da bobina do reator pode ser calculado pela Equação (8.17).

$$L_r = \frac{X_r}{2 \times \pi \times F} \text{ (H / fase)} \tag{8.17}$$

O valor da queda de tensão percentual na bobina do reator pode ser calculado pela Equação (8.18).

$$\Delta V\% = \frac{173 \times X_r \times I_{nf} \times \operatorname{sen}\psi}{V_r} \% \tag{8.18}$$

I_{nf} – corrente nominal do forno, em A.

A potência nominal do reator pode ser calculada pela Equação (8.19).

$$P_{nr} = \frac{3 \times X_r \times I_{nf}^2}{1.000} \text{ (kVA)} \tag{8.19}$$

X_r – reatância do reator, em Ω.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (8.6)

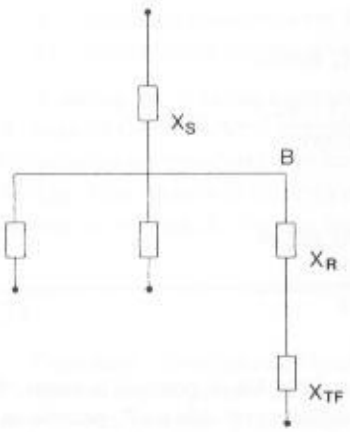
Considerando-se o Exemplo de Aplicação (8.3) da Seção 8.4.3.1.1, determinar as características nominais do reator série necessárias para atenuar as quedas de tensão nos níveis do padrão de flutuação de tensão. As reatâncias resultantes estão mostradas na Figura 8.25.

a) Determinação da máxima potência de curto-circuito de operação do forno

Este caso corresponde ao valor máximo do padrão de flutuação de tensão $\Delta V_p = 0{,}25\%$. Considera-se que o tape do transformador do forno está posicionado de modo a permitir as mais severas condições de operação do forno. De acordo com a Equação (8.7), tem-se:

$$P_{cfr} = \Delta V_p \times \frac{P_{cs}}{100 \times K_s} = 0{,}25 \times \frac{83.658}{100 \times 0{,}10} = 2.091{,}4 \text{ kVA}$$

FIGURA 8.25
Diagrama de impedância



b) Cálculo da reatância do reator

De acordo com a Equação (9.16), tem-se:

$$X_r = \frac{13.800 \times (125,5 - 87,5)}{\sqrt{3} \times 125,5 \times 87,5} = 27,5\ \Omega/\text{fase}$$

$$I_{cf} = \frac{P_{cf}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{3.000}{\sqrt{3} \times 13,80} = 125,5\ A$$

$$I_{cfr} = \frac{P_{cfr}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{2.091,4}{\sqrt{3} \times 13,80} = 87,5\ A$$

c) Cálculo da indutância da bobina

$$L_r = \frac{27,5}{2 \times \pi \times 60} = 0,073\ \text{H/fase}$$

d) Cálculo da queda de tensão no reator

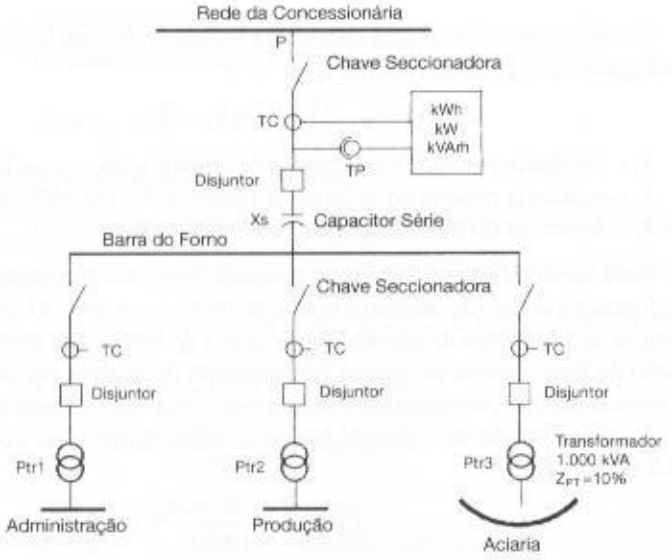
De acordo com a Equação (8.19), tem-se:

$$\Delta V\% = \frac{173 \times 27,5 \times 62,75 \times \text{sen}\,45,57}{13.800} = 15,44\%$$

$$I_{rf} = \frac{P_{rf}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{1.500}{\sqrt{3} \times 13,80} = 62,75\ A$$

$\cos\psi = 0,70$ (valor considerado) $\rightarrow$ $\psi = 45,57°$

FIGURA 8.26
Compensação com banco de capacitores série



e) Cálculo da potência do reator

De acordo com a Equação (8.18), tem-se:

$$P_{nr} = \frac{3 \times X_r \times I_{nf}^2}{1.000} = \frac{3 \times 27,5 \times 62,7^2}{1.000} = 324 \text{ kVA}$$

f) Cálculo do valor do P_{st}

De acordo com a Equação (8.19), tem-se:

$$P_{st} = K_{st} \times \frac{P_{cf}}{P_{cc}} = 70 \times \frac{3.000}{83.658} = 2,51$$

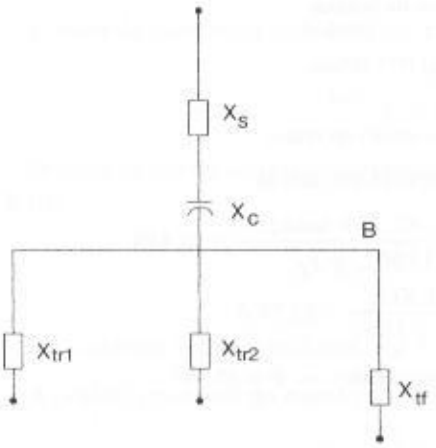
$P_{st} = 70$ (valor médio adotado)

Logo, utilizando-se um reator de 324 kVA de potência nominal, obter-se-á um padrão de flutuação de tensão de 0,25%. Analisando os resultados pelo lado do P_{st} percebe-se que seu valor é elevado, superior ao valor admitido pela UIE, mas aproximadamente igual a 2,5 aceitável de acordo com os comentários anteriores. Observar que os valores encontrados pelos dois processos são perfeitamente compatíveis, isto é, estão nos limites de aceitação.

8.4.3.2.2 Instalação de compensadores série

Considerando-se que o sistema de alimentação do forno seja representado por uma reatância indutiva ao se instalar um banco de capacitores com uma determinada reatância capacitiva em série com o referido sistema, a reatância resultante é sensivelmente reduzida, diminuindo os efeitos da queda de tensão provocada pelas elevadas correntes provenientes da operação do forno, principalmente no ciclo de fusão.

FIGURA 8.27
Diagrama de impedância



Observando-se o esquema elétrico da Figura 8.26, com base no esquema unifilar simplificado da Figura 8.25, pode-se concluir que:

$$X_t = X_s - X_c \tag{8.20}$$

X_t – reatância resultante do sistema de alimentação, em *pu*/fase;
X_s – reatância própria do sistema de alimentação, em *pu*/fase;
X_c – reatância do banco de capacitores, em *pu*/fase.

Deve-se alertar que a instalação de capacitores em derivação não é adequada para a correção de flutuação de tensão, devido à operação de fornos a arco. O seu efeito sobre o sistema pode até agravar as flutuações de tensão, pois a queda de tensão nos terminais do capacitor devido à operação do forno resulta um menor fornecimento de reativos por parte deste, devendo a fonte suprir a parcela restante, ocasionando, deste modo, uma maior queda de tensão no sistema.

A determinação do valor do banco de capacitores série pode ser feita através da Equação (8.21).

$$P_{cs} = \frac{3 \times X_c \times I_{cs}^2}{1.000} \text{ (kVA)} \tag{8.21}$$

X_c – reatância capacitiva em Ω/fase;
I_{ca} – corrente que circula no banco de capacitores, em A.

A instalação de capacitores série resulta um aumento considerável da potência de curto-circuito do sistema. No entanto, a sua utilização tem sido muito limitada devido à ocorrência de sobretensões em transformadores e motores de indução decorrentes do fenômeno conhecido como ressonância série, quando o valor da reatância capacitiva torna-se igual ao valor da reatância indutiva, ficando a corrente do circuito limitada somente pela sua resistência.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (8.7)

Considerar a instalação da Figura 8.26, cujo diagrama de impedância está representado na Figura 8.27. Verificar se o nível de flutuação de tensão é tolerável e, caso contrário, determinar o valor do banco de capacitores série necessário para corrigir o distúrbio. Sabe-se que:

- potência nominal do forno: 1.000 kVA;
- potência de curto-circuito do forno: 2.000 kVA;
- fator de severidade: 0,15;
- potência dos transformadores:

P_{tr1} = 300 kVA
P_{tr2} = 500 kVA
P_{tr3} = 1.000 kVA.

- impedância do forno e do transformador do forno: 8%;
- tensão de fornecimento: 13,80 kV;
- potência de curto-circuito do sistema: 45.000 kVA.

a) Escolha das bases

V_b = 13,80 kV
P_b = 1.000 kVA

$$I_b = \frac{1.000}{\sqrt{3} \times 13,80} = 41,80 \text{ A}$$

b) Cálculo da impedância reduzida do sistema

- Resistência

$R_{ss} = 0$

- Reatância

$$X_{ss} = \frac{P_b}{P_{cs}} = \frac{1.000}{45.000} = 0,0222\ pu$$

c) Cálculo do padrão de flutuação de tensão sem o capacitor série

$$\Delta V_p = K_s \times \frac{P_{cf}}{P_{cs}} \times 100 = 0,15 \times \frac{2.000}{45.000} \times 100 = 0,666\%$$

$\Delta V_p > 0,25\%$ (neste caso, deverá haver fortes flutuações de tensão)

d) Cálculo do valor do P_{ft}

De acordo com a Equação (8.13), tem-se:

$$P_{ft} = K_{ft} \times \frac{P_{cf}}{P_{cs}} = 85 \times \frac{2.000}{45.000} = 3,77$$

P_{ft} = 85 (valor máximo adotado)

Observar que os resultados obtidos pelos dois processos são compatíveis.

e) Cálculo da potência de curto-circuito na barra do forno necessário para que $\Delta V_p = 0,25\%$

$$0,25 = K_s \times \frac{P_{cf}}{P_{cs}} \times 100 = 0,15 \times \frac{2.000}{P_{cs}} \times 100 \rightarrow P_{cs} = 120.000 \text{ kVA}$$

Logo, a reatância resultante deve valer:

$$X_t = \frac{P_b}{P_{cs}} = \frac{1.000}{120.000} = 0,0083\ pu$$

Então, a reatância capacitiva vale:

$$X_c = X_{ss} - X_t = 0,0222 - 0,0083 = 0,0139\ pu$$

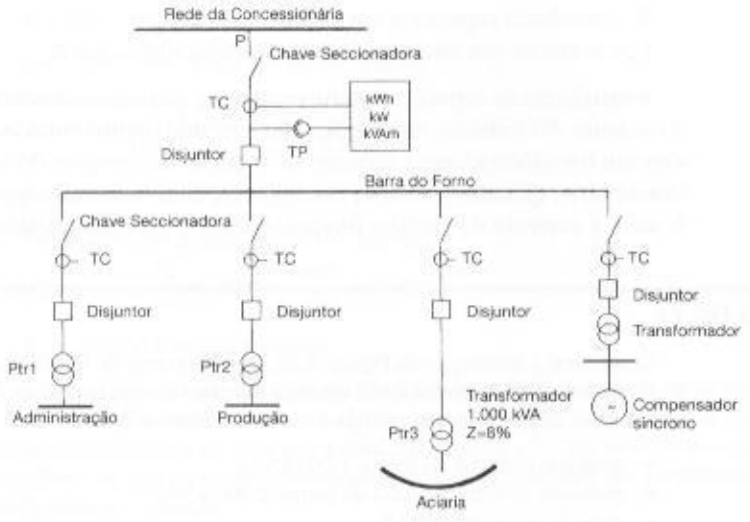


FIGURA 8.28
Compensação com compensador síncrono

A reatância capacitiva ôhmica vale:

$$X_{c\Omega} = X_c \times \frac{1.000 \times V_b^2}{P_b} = 0{,}0139 \times \frac{1.000 \times 13{,}80^2}{1.000} = 2{,}64\ \Omega$$

f) Cálculo da potência total do banco de capacitores vale:

$$P_{ca} = \frac{3 \times 2{,}64 \times 75{,}3^2}{1.000} = 44{,}9\ \text{kVAr}$$

$$I_{ca} = \frac{300 + 500 + 1.000}{\sqrt{3} \times 13{,}80} = 75{,}3\ \text{A}$$

g) Cálculo do valor do P_u

$$P_u = K_u \times \frac{P_{cf}}{P_{ca}} = 85 \times \frac{2.000}{120.000} = 1{,}41$$

Logo, será instalado um capacitor trifásico de 50 kvar em série com o sistema de alimentação do forno, conforme mostra a Figura 8.27.

8.4.3.2.3 Instalação de compensador síncrono

A instalação de um compensador síncrono rotativo como solução para atenuar as flutuações de tensão se prende ao fato de que as quedas de tensão produzidas na rede, pela operação do forno a arco, são conseqüência das oscilações de corrente reativa absorvida pelo referido forno e que, nestas condições, o compensador síncrono fornece uma parcela da potência reativa, enquanto a rede de suprimento fornece a parcela restante do total dos reativos absorvidos pelo forno.

A resposta do compensador síncrono às flutuações de tensão é considerada no regime de operação transitória da máquina rotativa. Desta forma, no diagrama de impedâncias o valor considerado para representar o compensador síncrono é o da reatância transitória que pode ser tomado como um valor médio aceitável igual a 0,5 *pu* na base da potência nominal da máquina.

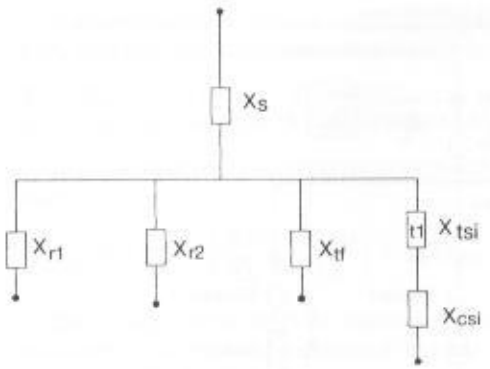
A potência nominal do compensador síncrono é baseada na máxima potência reativa que o mesmo pode fornecer à barra do forno. Esta potência reativa é estimada na ordem de 5 a 10% superior à potência reativa absorvida pelo forno, isto é:

$$P_{nc} = (1{,}05 \text{ a } 1{,}10) \times P_{rf}\,(\text{kVA}) \tag{8.22}$$

P_{nc} – potência nominal do compensador síncrono rotativo, em kVA;
P_{rf} – potência reativa média absorvida pelo forno, em kVAr.

A queda de tensão percentual na barra do forno após a instalação do compensador síncrono pode ser dada pela Equação (8.23).

FIGURA 8.29
Diagrama de impedância



$$\Delta V\% = \frac{100 \times \frac{X_{as}}{X_{tf}}}{1+\left(\frac{X_{as}}{X_{tf}}\right)\times\left(1+\frac{X_{tf}}{X_{sc}}\right)} (\%) \tag{8.23}$$

X_{tf} – reatância do forno e do transformador do forno, em *pu*;
X_{sc} – reatância do circuito do compensador síncrono que compreende a do transformador mais a da máquina, em *pu*;
X_{as} – reatância indutiva do circuito de alimentação, em *pu*.

A instalação de compensadores síncronos permite a elevação do nível de curto-circuito no sistema de alimentação. Medições efetuadas com fornos a arco utilizando compensadores síncronos demonstraram que o *flicker* foi reduzido em até 30%.

Algumas desvantagens podem ser atribuídas à instalação de compensadores síncronos:

- contribui com as correntes de curto-circuito, quando da ocorrência de um defeito no sistema de suprimento;
- responde com lentidão às flutuações de tensão;
- preço de aquisição e custo de instalação geralmente elevados.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (8.8)

Estudar a correção da flutuação de tensão, conectando à barra do forno um compensador síncrono rotativo de potência a ser determinada e tensão nominal de 2.600 V, ligado a um transformador elevador, conforme está mostrado esquematicamente na Figura 8.28. O valor de K_s, neste caso, é de 0,09. A impedância X_{as} = 0,0024 *pu* nas bases de P_b = 1.000 kVA e V_b = 13,8 kV. A potência de curto-circuito do forno é duas vezes a sua potência nominal.

Como se pode observar, a reatância do circuito do compensador síncrono está em paralelo com a reatância do sistema de suprimento do forno.

a) Determinação da queda de tensão percentual compensada

Considerando-se o padrão de flutuação $\Delta V\%$ = 0,25%, a queda de tensão máxima permitida é dada de acordo com a Equação (8.6).

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V_p}{K_s} = \frac{0,25}{0,09} = 2,77\%$$

b) Cálculo da reatância do conjunto transformador e compensador síncrono

Da Equação (8.23), tem-se:

$$2,77 = \frac{100 \times \frac{0,0024}{0,08}}{1+\left(\frac{0,0024}{0,08}\right)\times\left(1+\frac{0,08}{X_{sc}}\right)} \rightarrow X_{sc} = 0,045\ pu \text{ (nas bases de 1.000 kVA e 13,80 kV)}$$

X_{tf} = 0,08 *pu* (valor dado nas bases de 1.000 kVA e 13,80 kV)

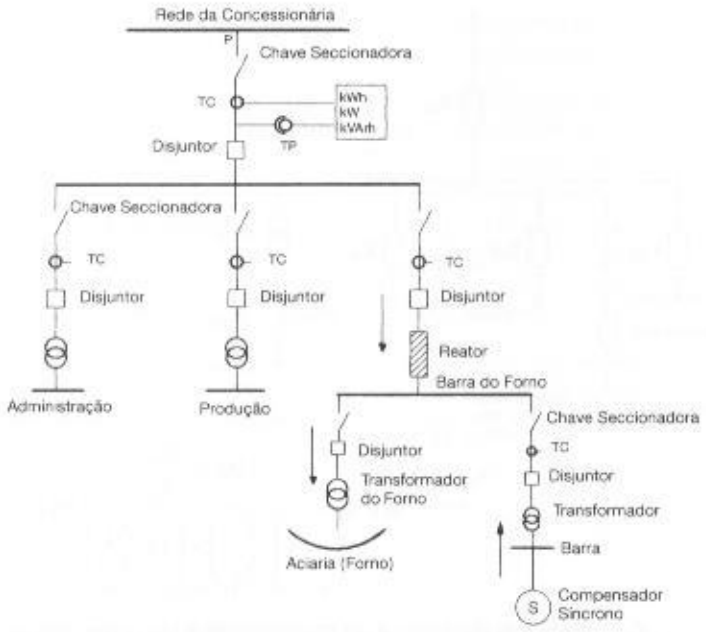


FIGURA 8.30
Compensação com reator série primário e compensador síncrono

c) Cálculo da potência do compensador síncrono

Considerando-se que o forno opere na sua potência ativa máxima, pode-se determinar, a partir do gráfico da Figura 8.13, que, nestas condições, é solicitada da rede uma potência reativa de 64% de sua potência de curto-circuito, ou seja:

$$P_{rf} = 0{,}64 \times P_{cf} = 0{,}64 \times 2.000 = 1.280 \text{ kVAr}$$

Através da Equação (8.22), tem-se:

$$P_{nc} = 1{,}10 \times P_{rf} = 1{,}10 \times 1.280 = 1.408 \text{ kVA}$$

Logo, a potência nominal do compensador síncrono deve ser de 1.500 kVA. A queda da tensão antes da instalação do compensador síncrono era de:

$$\Delta V\% = \frac{X_{as}}{X_{as} + X_{tf}} = \frac{0{,}0024}{0{,}0024 + 0{,}08} \times 100 \rightarrow \Delta V\% = 2{,}91\%$$

Observar que, neste caso, é pequena a contribuição do compensador síncrono na atenuação da queda de tensão durante a operação do forno a arco. A redução percentual da queda de tensão é de apenas:

$$R\% = \left(\frac{2{,}91 - 2{,}77}{2{,}77}\right) \times 100 = 5\%$$

d) Cálculo da reatância do compensador síncrono

Pode ser calculada de acordo com o procedimento seguinte:

$$X_{n1} = X_n \times \frac{P_2}{P_1} \times \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2 \rightarrow X_{n1} = 0{,}045 \times \frac{1.500}{1.000} \times \left(\frac{13{,}80}{13{,}80}\right)^2 = 0{,}067\ pu$$

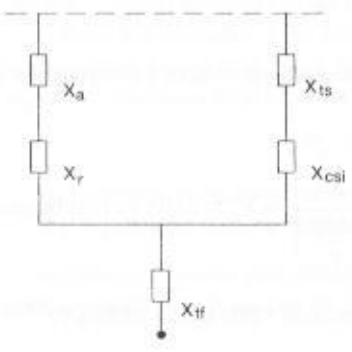


FIGURA 8.31
Diagrama de impedância

Considerando-se a potência nominal do transformador do compensador síncrono também igual a 1.500 kVA, com uma impedância percentual de 5% nas bases P_b e V_b, tem-se:

$X_{s1} = X_{cs} + X_a \rightarrow 0{,}067 = X_{cs} + 0{,}050$
$X_{cs} = 0{,}017$ pu (nas bases de 1.500 kVA e 13,80 kV)

Logo, a reatância transitória do compensador síncrono nas bases de sua potência e tensão nominais vale:

$$X_{cs} = 0{,}017 \times \frac{1.500}{1.500} \times \left(\frac{13{,}80}{2{,}6}\right)^2 = 0{,}47\ pu$$

Esta solução, como se pode observar, é de custo muito elevado devido à grandeza dos equipamentos envolvidos, e de resultado operacional limitado.

8.4.3.2.4 Instalação de reator série e compensador síncrono na barra

Este sistema funciona introduzindo-se uma reatância indutiva X_r em série com o circuito de alimentação do forno e que tem a propriedade de desviar os picos de corrente reativa para o compensador síncrono, que, por sua vez, fornece à barra à qual está ligado a corrente reativa necessária no momento em que a tensão tende a diminuir de valor. O compensador é superexcitado através de um sistema automático de regulação. A Figura 8.30 ilustra a ligação deste sistema de correção de *flicker*, enquanto a Figura 8.31 mostra as reatâncias envolvidas no circuito correspondente.

A potência máxima reativa que deve ter o compensador síncrono pode ser calculada através da Equação (8.24).

$$P_{rs} = P_{rf} + 0{,}5 \times (P_{ra} + P_{rr})\ (\text{kVAr}) \tag{8.24}$$

P_{rf} – potência reativa média do forno, em kVAr;
P_{ra} – potência reativa do sistema de alimentação, em kVAr;
P_{rr} – potência reativa do reator série, em kVAr.

Alternativamente ao esquema da Figura 8.30, pode-se empregar o esquema da Figura 8.32, em que o reator é aplicado no circuito secundário.

A Figura 8.33 representa o respectivo diagrama de impedâncias do sistema considerado. Neste esquema, o reator é alimentado por uma tensão variável, em função da mudança dos tapes do transformador do forno. Na realidade, dá-se preferência ao esquema da Figura 8.30.

Na Equação (8.24), desprezou-se o valor da potência reativa do transformador do compensador síncrono.

A queda de tensão no sistema provido das correções previstas na Figura 8.30 pode ser determinada a partir da Equação (8.25).

$$\Delta V\% = \frac{100 \times \dfrac{X_{ss}}{X_g}}{\left(1 + \dfrac{X_g}{X_c}\right) \times \left(\dfrac{X_{as} + X_r}{X_g}\right) + 1} \tag{8.25}$$

$\Delta V\%$ – queda de tensão percentual do sistema compensado;
X_{as} – reatância do sistema de alimentação do forno, em *pu*;
X_g – reatância do forno e do transformador do forno, em *pu*;
X_r – reatância do reator do forno, em *pu*;
X_c – reatância do compensador síncrono mais a do seu transformador, em *pu*.

O reator série, juntamente com o compensador síncrono rotativo, é um sistema eletromecânico eficiente na correção da flutuação de tensão para a operação de pequenos e médios fornos a arco. O dimensionamento econômico deste sistema implica especificar adequadamente o reator com uma reatância elevada, reduzindo-se conseqüentemente as dimensões do compensador síncrono, pois este é um equipamento de preço de aquisição e custo de instalação elevados.

Adicionalmente a esses procedimentos, a possibilidade de elevação da potência de curto-circuito do sistema de suprimento acarretaria um dimensionamento mais modesto, tanto do reator como do compensador síncrono. Na maioria dos casos, porém, o aumento da potência de curto-circuito do sistema resultaria em investimentos elevados e quase sempre de difícil solução a curto e médio prazos.

Cabe observar que, em média, o compensador síncrono não fornece potência ativa ao sistema. Quando o forno solicita uma maior potência ativa por um rápido intervalo de tempo, o compensador reage, fornecendo esta potência à custa de sua inércia, resultando num defasamento angular entre o rotor e o campo estatórico. Logo em seguida, a máquina adquire a sua estabilidade.

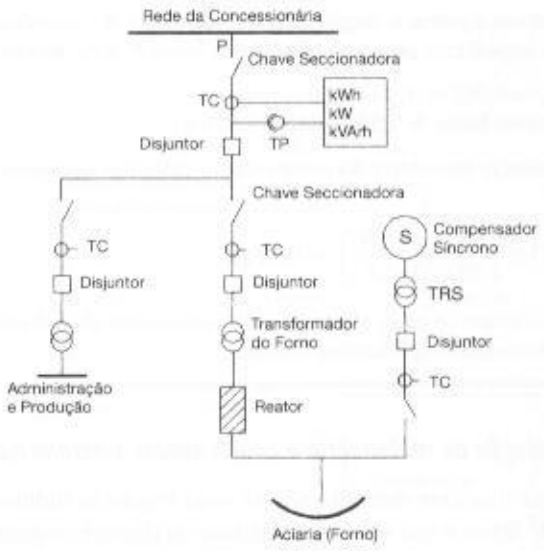


FIGURA 8.32
Compensação com reator série no secundário e compensador síncrono

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (8.9)

Considerar a instalação do forno a arco em conformidade com a Figura 8.30 em que são conhecidos os seguintes dados:

- potência nominal do forno: 3.000 kVA;
- potência de curto-circuito do forno: 6.000 kVA;
- fator de severidade: 0,12;
- tensão secundária máxima: 360 V;
- potência nominal do transformador do forno: 3.000 kVA;
- impedância percentual do transformador do forno: 12%;
- perdas no cobre do transformador: 27.000 W;
- corrente de curto-circuito no ponto de entrega de energia: 6 kA;
- tensão primária de fornecimento: 13,8 kV;
- tensão nominal do compensador síncrono: 2.200 V;
- impedância do transformador do compensador síncrono: 5% (nas bases P_b e V_b);
- impedância do compensador síncrono: 1,5% (nas bases P_b e V_b);
- impedância própria do forno: 2% (nas bases P_b e V_b).

a) Escolha dos valores de base

- potência base: $P_b = 3.000$ kVA
- tensão base: $V_b = 13,80$ kV

Logo, a corrente e a impedância de base valem:

$$I_b = \frac{3.000}{\sqrt{3} \times 13,80} = 125,5 \text{ A}$$

$$Z_b = \frac{V_b}{I_b} = \frac{13,80 \times 10^3}{125,5} = 109,9\ \Omega$$

b) Cálculo da impedância reduzida do sistema

- Resistência
  $R_{sr} \cong 0$
- Reatância

$$X_{sr} = \frac{P_b}{P_{cc}} = \frac{3.000}{143.413,8} = 0,0209\ pu$$

$$P_{cc} = \sqrt{3} \times 6.000 \times 13,80 = 143.413,8 \text{ kVA}$$

c) Cálculo da impedância do transformador do forno

- Resistência

$$R_{pr} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{27.000}{10 \times 3.000} = 0{,}9\%$$

$$R_{tr} = R_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 \rightarrow R_{tr} = 0{,}009 \times \frac{3.000}{3.000} \times \left(\frac{13{,}80}{13{,}80}\right)^2 = 0{,}009\ pu$$

- Reatância

$$X_{tr} = X_{pt} \times \frac{P_b}{P_{nt}} \times \left(\frac{V_{nt}}{V_b}\right)^2 \rightarrow X_{tr} = 0{,}1196 \times \frac{3.000}{3.000} \times \left(\frac{13{,}80}{13{,}80}\right)^2 = 0{,}1196\ pu$$

$$X_{tr} = \sqrt{0{,}12^2 - 0{,}009^2} = 0{,}1196\ pu$$

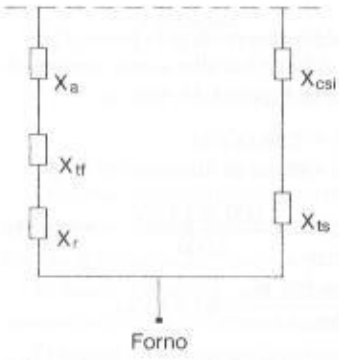


FIGURA 8.33
Diagrama de impedância

Logo, a impedância total do transformador e do respectivo forno vale:

$$X_{tef} = X_{tr} + X_{ef} = j\,0{,}1196 + j\,0{,}02 = j0{,}1396\ pu$$

d) Padrão de flutuação de tensão

$$\Delta V_p = K_t \times \frac{P_{cf}}{P_{cc}} \times 100 = 0{,}12 \times \frac{6.000}{143.413{,}8} \times 100 = 0{,}5\%$$

e) Cálculo do valor do P_{st}

De acordo com a Equação (8.13), tem-se:

$$P_{st} = K_{st} \times \frac{P_{cf}}{P_{cc}} = 67 \times \frac{6.000}{143.423{,}8} = 2{,}80$$

$P_{st} = 67$ (valor médio adotado)

Logo, pelos resultados de ΔV_p e P_{st}, o forno irá provocar intensa flutuação de tensão no sistema de suprimento.

f) Determinação da queda de tensão máxima permitida

Considerando-se o padrão de flutuação de tensão $\Delta V_p = 0{,}25\%$, o valor máximo da queda de tensão vale:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V_p}{K_t} = \frac{0{,}25}{0{,}12} = 2{,}08\%$$

g) Determinação da reatância do reator série

A reatância do reator série pode ser calculada de acordo com a Equação (8.25).

$$X_{tr} = j0{,}05 + j0{,}015 = j0{,}065\ pu$$

$$2{,}08 = \frac{100 \times \dfrac{0{,}0209}{0{,}1396}}{\left(1 + \dfrac{0{,}1396}{0{,}0650}\right) \times \left(\dfrac{0{,}0209 + X_r}{0{,}1396}\right) + 1}$$

$X_r = 0{,}254\ pu = 25{,}4\%$ (nas bases de 3.000 kVA e 13,80 kV)

O valor da reatância ôhmica vale:

$$X_{r\Omega} = X_r \times \frac{1.000 \times V_b^2}{P_b} = 0{,}254 \times \frac{1.000 \times 13{,}80^2}{3.000} = 16{,}12\ \Omega$$

h) Cálculo da potência do reator

$$P_{rr} = \frac{3 \times X_r \times I_{nf}^2}{1.000} = \frac{3 \times 16{,}12 \times 125{,}5^2}{1.000} = 761{,}6\ \text{kVA}$$

$$I_{nf} = \frac{P_{nf}}{\sqrt{3} \times V_{np}} = \frac{3.000}{\sqrt{3} \times 13{,}80} = 125{,}5\ \text{A}$$

i) Dimensionamento da potência nominal do compensador síncrono

De acordo com a Equação (8.24), tem-se:

$$P_{cs} = P_{nf} + 0{,}5 \times (P_{rs} + P_{rr})$$

- Cálculo da potência reativa média absorvida pelo forno (P_{nf})

Será considerado que, em média, o forno trabalha a uma corrente de carga 50% da corrente de curto-circuito. Deste modo, através do gráfico da Figura 8.13, tem-se:

$$P_{nf} = 0{,}43 \times P_{cf} = 0{,}43 \times 6.000 = 2.580\ \text{kVAr}$$

- Cálculo da potência reativa do sistema de alimentação (P_{rs})

$$X_r = X_{ss} \times \frac{1.000 \times V_b^2}{P_b} = 0{,}0209 \times \frac{1.000 \times 13{,}80^2}{3.000} = 1{,}326\ \Omega$$

$$P_{rs} = \frac{3 \times X_r \times I_{nf}^2}{1.000} = \frac{3 \times 1{,}326 \times 125{,}5^2}{1.000} = 62{,}6\ \text{kVAr}$$

Logo, a potência reativa máxima que deve fornecer o compensador síncrono vale:

$$P_{cs} = 2.580 + 0{,}5 \times (62{,}6 + 761{,}6) = 2.992\ \text{kVAr}$$

Desta forma, a potência nominal do compensador síncrono vale:

$$P_{nc} = 1{,}05 \times P_{cs} = 1{,}05 \times 2.992 = 3.141\ \text{kVA}$$

Na prática, adota-se um compensador síncrono de $P_{nc} = 3.000$ kVA.

A reatância transitória do compensador síncrono, calculada nos seus valores de tensão e corrente nominais, vale:

$$X_{nc} = 0{,}015 \times \frac{3.000}{3.000} \times \left(\frac{13{,}80}{2{,}2}\right)^2 = 0{,}59\ pu$$

Deve-se alertar para o fato de que existem programas computadorizados que fornecem as reatâncias do compensador síncrono e do reator de compensação do forno de modo otimizado, em função de um compromisso técnico-econômico.

8.4.3.2.5 Instalação de compensador estático

Modernamente, com o avanço da tecnologia na área da eletrônica de potência, os compensadores estáticos têm sido preferidos na correção da flutuação de tensão devido à operação de fornos a arco, substituindo os compensadores síncronos rotativos interligados a reatores série.

São fabricados comercialmente cinco tipos básicos de compensadores estáticos, ou seja:

- reator saturado;
- reator comandado por tiristores;
- reator chaveado por tiristores;
- reator transdutor;
- capacitores controlados por tiristores.

O primeiro tipo de compensador estático funciona mantendo constante a potência reativa necessária à operação do forno. Um aumento da potência reativa por parte do forno resultará numa resposta rápida do reator saturado, fornecendo ao sistema a potência reativa demandada naquele exato momento, obedecendo, desta maneira, às propriedades naturais de ferro saturado.

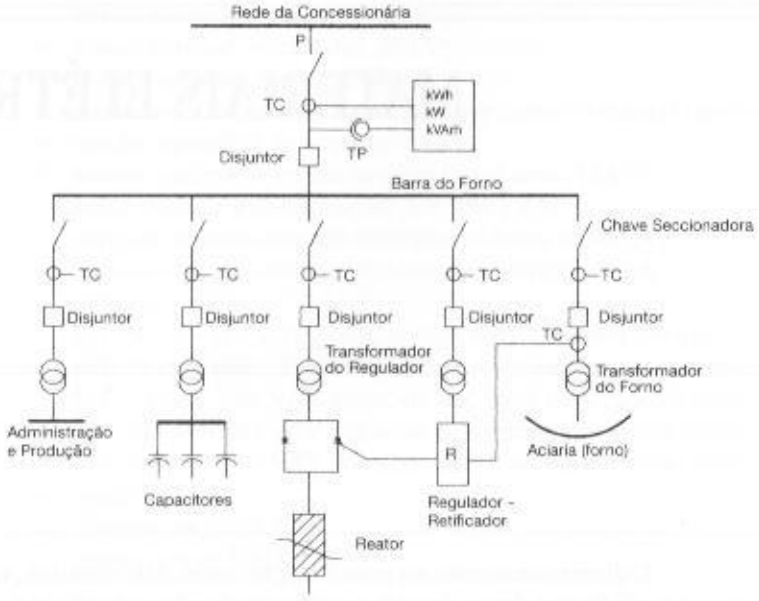


FIGURA 8.34
Correção de *flicker* por meio de reator transdutor

O reator comandado por tiristores funciona colocando-se um conjunto de válvulas tiristores em série com o reator linear, isto é, reator não saturado. Através de uma série de sinais de controle, a tensão é variada de modo a permitir uma corrente de valor adequado ao circuito do forno.

O reator chaveado por tiristores é constituído de um conjunto de indutores ligados ao sistema de uma maneira ordenada através de válvulas tiristores.

O reator a transdutor consiste em um banco de capacitores fixo e em um reator linear variável, chamado de transdutor, cuja reatância é controlada por um sistema de regulação que age diretamente sobre um retificador, o qual é responsável pelo suprimento de corrente contínua de controle e que resulta na manutenção de uma potência reativa constante no circuito de alimentação do forno. A Figura 8.34 mostra esquematicamente esse tipo de sistema de controle de *flicker*.

Quanto ao sistema de capacitores controlados por tiristores, consiste no comando de vários grupos de capacitores através de válvulas tiristores, dimensionadas adequadamente em função da variação da máxima potência reativa solicitada pelo sistema de suprimento do forno.

A tendência atual é a utilização de compensadores estáticos para correção de *flicker* em substituição às máquinas rotativas até então empregadas. O dimensionamento desse sistema foge ao escopo deste livro.

O compensador estático, de forma geral, atenua o nível de *flicker* de acordo com a Equação (8.26).

$$\Delta C_e = 1 + 0{,}75 \times \frac{P_{ce}}{P_{nf}} \tag{8.26}$$

P_{ce} – potência do compensador estático, em kVAr;
P_{nf} – potência nominal do forno, em kVA.

Assim, um compensador estático de 3.000 kVAr instalado na barra de conexão de um forno a arco de 5.000 kVA atenua o nível de *flicker* em 45%, ou seja:

$$\Delta C_e = 1 + 0{,}75 \times \frac{3.000}{5.000} = 1{,}45 = 45\%$$

CAPÍTULO 9

MATERIAIS ELÉTRICOS

9.1 INTRODUÇÃO

O dimensionamento e a especificação corretos de materiais, equipamentos e dispositivos constituem fatores determinantes no desempenho de uma instalação elétrica industrial.

Materiais e equipamentos não especificados adequadamente podem acarretar sérios riscos à instalação, bem como comprometê-la sob o ponto de vista de confiabilidade, além, é claro, dos prejuízos de ordem financeira com a paralisação temporária de alguns setores de produção.

O que se pretende, neste capítulo, é fornecer ao projetista os elementos mínimos necessários para a especificação de vários materiais e equipamentos empregados mais comumente nas instalações elétricas industriais, assim como descrevê-los de modo sumário, de tal sorte que seja facilitada a elaboração correta da relação de material para a obra. Não se pretende jamais fornecer detalhes de especificação. Se isso for necessário, o leitor deve consultar a literatura especializada.

O estudo dos materiais e equipamentos abordados neste capítulo é sucinto. Se o leitor desejar conhecer com maior profundidade o assunto, pode consultar o livro do autor *Manual de Equipamentos Elétricos*, 3.ª ed., Rio de Janeiro: LTC, 2005, que trata com detalhes de grande parte dos pontos aqui enfocados.

9.2 ELEMENTOS NECESSÁRIOS PARA ESPECIFICAR

Para se proceder à especificação de materiais e equipamentos, é necessário conhecer os dados elétricos em cada ponto da instalação, bem como as características do sistema. De modo geral, as grandezas mínimas que caracterizam um determinado equipamento ou material podem ser, assim, resumidas:

- tensão nominal;
- corrente nominal;
- freqüência nominal;
- potência nominal;
- tensão suportável de impulso;
- capacidade de corrente simétrica e assimétrica de curto-circuito.

As outras grandezas elétricas e/ou mecânicas fundamentais e particulares a cada tipo de equipamento serão mencionadas nos itens pertinentes.

9.3 MATERIAIS E EQUIPAMENTOS

Para melhor entendimento da especificação, foi elaborado um diagrama unifilar, mostrado na Figura 9.1, referente a uma instalação elétrica industrial, contendo os principais materiais, equipamentos e dispositivos que devem ser especificados sumariamente em função das características de cada ponto do sistema onde estão localizados.

As características do sistema são:

- tensão nominal primária: 13,80 kV;
- tensão nominal secundária: 380 V;
- tensão de fornecimento: 13,80 kV;
- potência simétrica de curto-circuito no ponto de entrega (ponto A): 250 MVA;
- tensão suportável de impulso: 95 kV;
- tensão máxima de operação entre fase e terra: 12 kV;
- capacidade de transformação: 2 × 750 kVA;
- corrente de curto-circuito simétrica na barra B: 40 kA;
- corrente de curto-circuito simétrica na barra C: 20 kA;
- motores:
  - M1: 50 cv - 380 V/IV pólos, do tipo rotor em curto-circuito;
  - M2: 75 cv - 380 V/IV pólos, do tipo rotor em curto-circuito;
  - M3: 100 cv - 380 V/IV pólos, do tipo rotor em curto-circuito;
  - M4: 125 cv - 380 V/IV pólos, do tipo rotor em curto-circuito;
  - M5: 200 cv - 380 V/IV pólos, do tipo rotor em curto-circuito.
- cargas:
  - iluminação: 100 kVA;
  - outras cargas: 630 kVA.

O diagrama unifilar da Figura 9.1 é característico de uma instalação elétrica industrial com entrada de serviço subterrânea. Estão mostrados, apenas, os principais elementos de uso mais

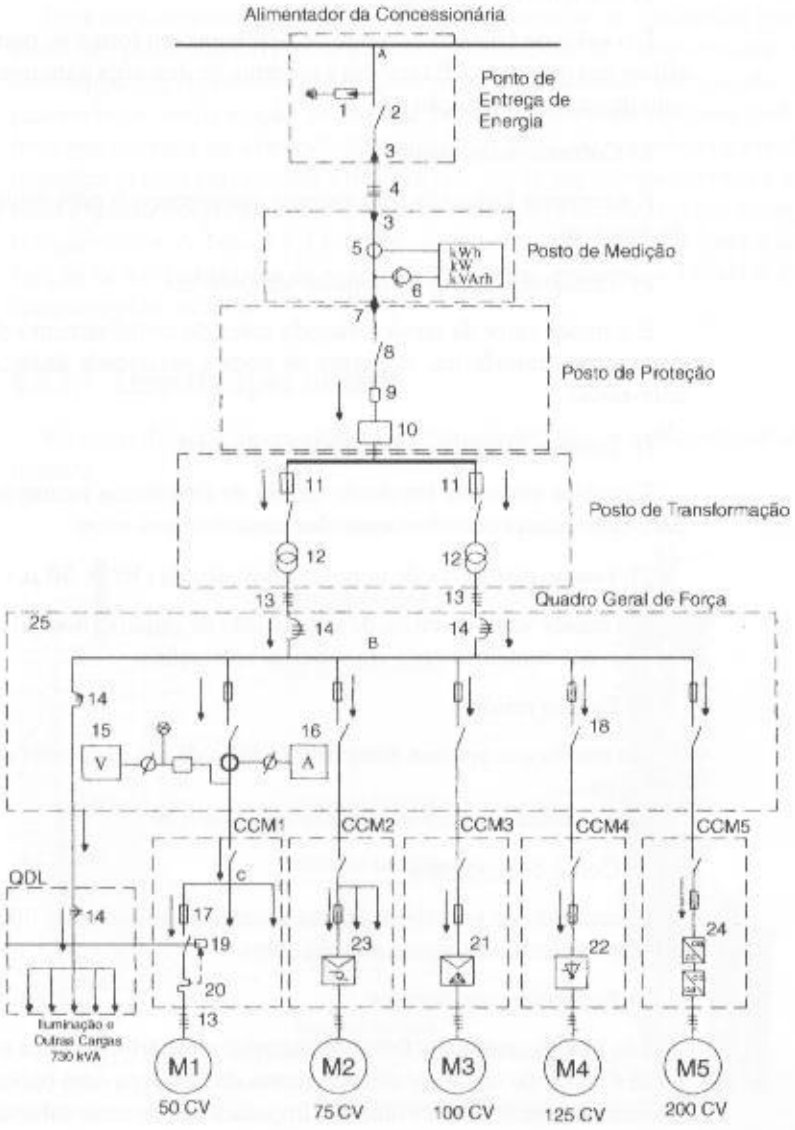


FIGURA 9.1
Diagrama unifilar

comum numa planta industrial, cujo conhecimento é de importância relevante para a difícil tarefa de projetar e especificar.

É necessário observar que cada elemento especificado está identificado no diagrama unifilar através de um número colocado no texto, entre parênteses.

Deve-se, também, alertar para o fato de que todos os materiais e equipamentos *especificados sumariamente* neste capítulo devem satisfazer, no seu todo, às normas da ABNT e, na falta destas, às da IEC.

9.3.1 Pára-raios de Distribuição a Resistor Não-linear (1)

É um equipamento destinado à proteção de sobretensão provocada por descargas atmosféricas ou por chaveamento na rede. São as seguintes as características fundamentais de um pára-raios definidas pela ABNT.

a) Tensão nominal

É a máxima tensão eficaz, de freqüência nominal, aplicável entre os terminais do pára-raios e na qual este deve operar corretamente.

b) Freqüência nominal

É a freqüência utilizada no projeto do pára-raios a qual deve coincidir com a freqüência da rede a que será ligado.

c) Corrente de descarga nominal

É o valor de crista da corrente de descarga com forma de onda de 8/20 μs, utilizado para classificar um pára-raios. É também a corrente de descarga para iniciar a corrente subseqüente no ensaio de ciclo de operação.

d) Corrente subseqüente

É a corrente fornecida pelo sistema que percorre o pára-raios depois da passagem da corrente de descarga.

e) Tensão disruptiva de impulso atmosférico

É o maior valor da tensão atingida antes do centelhamento do pára-raios, quando uma tensão de impulso atmosférico, de forma de onda e polaridade dadas, é aplicada entre os terminais do pára-raios.

f) Tensão disruptiva à freqüência industrial

É o valor eficaz da tensão de ensaio de freqüência industrial que, aplicado aos terminais do pára-raios, causa centelhamento dos centelhadores série.

g) Tensão disruptiva de impulso normalizada ($1{,}2 \times 50\ \mu_{,}$)

É o menor valor de crista de uma tensão de impulso normalizada que, aplicado a um pára-raios, provoca centelhamento em todas as aplicações.

h) Tensão residual

É a tensão que aparece entre os terminais de um pára-raios durante a passagem da corrente de descarga.

Basicamente, os pára-raios são constituídos de:

a) Corpo de porcelana

Constituído de porcelana de alta resistência mecânica e dielétrica, no qual estão alojados os principais elementos ativos do pára-raios.

b) Resistores não-lineares

São blocos cerâmicos feitos de material refratário, química e eletricamente estáveis. Esse material é capaz de conduzir altas correntes de descarga com baixas tensões residuais. Entretanto, o resistor não-linear oferece uma alta impedância à corrente subseqüente. São formados de carboneto

de silício, que apresenta um coeficiente de temperatura negativo, isto é, sua condutibilidade aumenta com a temperatura. Também os resistores podem ser fabricados com óxido de zinco.

c) Desligador automático

É composto de um elemento resistivo colocado em série com uma cápsula explosiva protegida por um corpo de baquelite. Sua função é desconectar o cabo de aterramento do pára-raios quando este é percorrido por uma corrente de alta intensidade capaz de provocar sua explosão. Isto ocorre, em geral, quando o pára-raios está defeituoso, como, por exemplo, perda de vedação.

O desligador automático é projetado para não operar com a corrente de descarga e a corrente subseqüente. Também serve como indicador de defeito do pára-raios.

d) Centelhador série

É constituído de um ou mais espaçamentos entre eletrodos, dispostos em série com os resistores não-lineares, e cuja finalidade é assegurar sob quaisquer condições uma característica de disrupção regular com uma rápida extinção da corrente subseqüente.

e) Protetor contra sobrepressão

É um dispositivo destinado a aliviar a pressão interna devida a falhas ocasionais do pára-raios e cuja ação permite o escape dos gases antes que haja rompimento da porcelana.

A Figura 9.2 mostra um pára-raios, indicando os seus principais elementos. Já a Figura 9.3 mostra um pára-raios montado em cruzeta, indicando os elementos usados na montagem e conexão. A Figura 9.4 apresenta graficamente as variações de corrente e tensão durante a operação de um pára-raios à resistência não-linear.

Uma característica particularmente interessante de ser conhecida para se especificar corretamente um pára-raios é o tipo de aterramento do neutro do transformador de força da subestação de distribuição da concessionária, o que caracterizará a tensão máxima de operação do sistema. Dependendo da configuração do sistema distribuidor, o transformador pode estar conectado em estrela não aterrada ou triângulo (sistema a três fios), ou em estrela aterrada efetivamente, ou com impedância inserida (sistema a três fios) ou, ainda, em estrela aterrada e neutro multiaterrado (sistema a quatro fios). Para cada tipo de configuração é necessário que se especifique adequadamente o pára-raios. A Tabela 9.1 fornece os elementos de orientação para a seleção dos pára-raios em função da tensão máxima de operação do sistema, enquanto a Tabela 9.2 indica as suas principais características elétricas.

9.3.1.1 Especificação sumária

Na especificação de um pára-raios é necessário que se indiquem, no mínimo, os seguintes elementos:

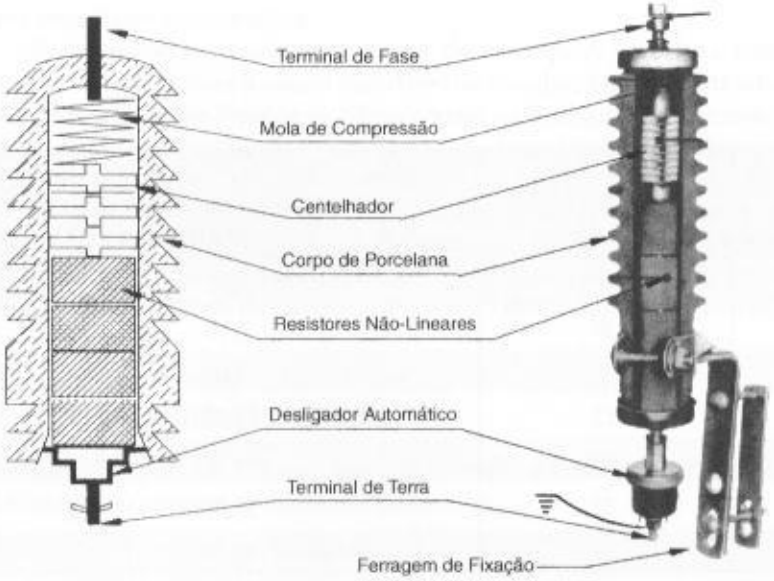


FIGURA 9.2
Parte interna de um pára-raios a resistor não-linear

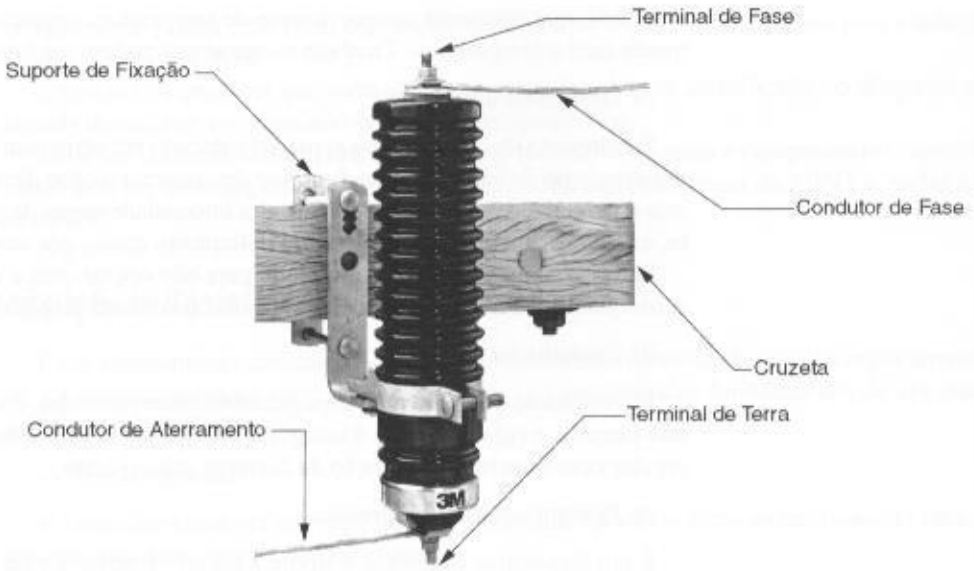


FIGURA 9.3
Montagem de um pára-raios a resistor não-linear

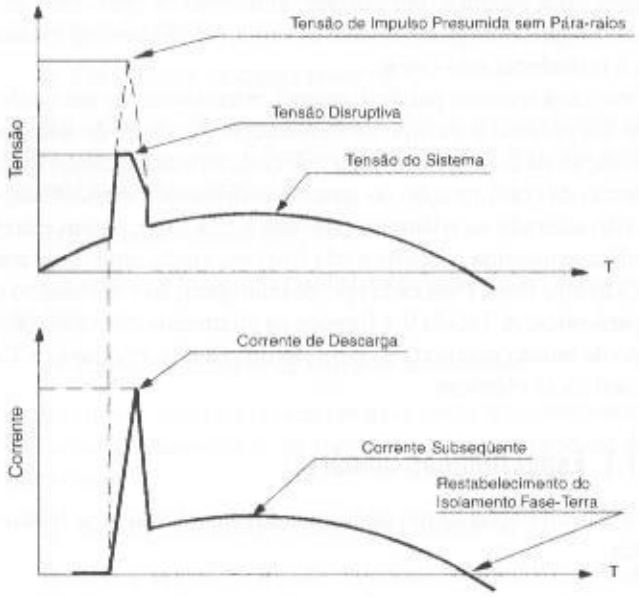


FIGURA 9.4
Atuação de um pára-raios

TABELA 9.1
Seleção de pára-raios

Tensão Nominal do Pára-raios (kV)	Sistema Delta ou Y a Três Fios (kV)	Sistema Y - Três Fios com Neutro Efetivamente Aterrado no Transformador de Alimentação (kV)	Sistema Y - Quatro Fios com Neutro Multiaterrado (kV)
3	3	3,60	4,50
6	6	7,20	9,00
9	9	11,00	12,80
12	12	15,00	18,00
15	15	18,00	18,00
27	27	32,00	36,50
39	39	47,00	-

TABELA 9.2
Características elétricas dos pára-raios

Tensão Nominal (kV eficaz)	Tensão Disruptiva à Freqüência Industrial (kV eficaz)	Máxima Tensão Disruptiva de Impulso sob Onda Normalizada (1,2 × 50 μs) (kV de crista)	Máxima Tensão de Descarga com Onda de 8 × 20 μs (kV de crista)		Máxima Tensão Disruptiva por Manobra (kV valor de crista)
			5.000 A Distribuição	10.000 A Estação	
3	4,4	21	18,0	13,0	8,25
6	9,0	40	31,0	22,6	15,50
9	13,5	58	46,0	32,5	23,50
12	18,0	70	54,0	43,0	31,00
15	22,5	80	64,0	54,0	39,00
27	40,5	126	99,0	97,0	70,00
39	58,5	-	141,0	141,0	101,00

- tensão nominal eficaz, em kV;
- freqüência nominal;
- máxima tensão disruptiva de impulso sob onda normalizada (1,2 × 50 μs), em kV;
- máxima tensão residual de descarga, com onda de 8 × 20 × μs, em kV;
- máxima tensão disruptiva, à freqüência industrial, em kV;
- corrente de descarga, em A;
- tipo (distribuição ou estação).

Com base no diagrama unifilar da Figura 9.1, tem-se:

Pára-raios do tipo distribuição, a resistor não-linear, com desligador automático, tensão nominal de 12 kV, corrente de descarga nominal de 5.000 A, máxima tensão disruptiva a impulso sob onda normalizada de 70 kV, máxima tensão residual de descarga de 54 kV e máxima tensão disruptiva à freqüência industrial de 18 kV.

9.3.2 Chave Fusível Indicadora Unipolar (2)

É um equipamento destinado à proteção de sobrecorrente de rede, desde o ponto de entrega de energia até o disjuntor geral da subestação.

Seu elemento fusível, denominado elo fusível, deve coordenar com os outros elementos de proteção do sistema da concessionária local. Caso contrário, a chave fusível deve ser substituída por uma chave seccionadora.

É constituída, na versão mais comum, de um corpo de porcelana, com dimensões adequadas à tensão de isolamento e à tensão suportável de impulso, e no qual está articulado um tubo, normalmente fabricado em fenolite ou fibra de vidro, que consiste no elemento fundamental que define a capacidade de interrupção da chave. Dentro desse tubo, denominado cartucho, é instalado o elo fusível.

Além das características nominais do sistema, a chave fusível deve ser dimensionada em função da capacidade da corrente de curto-circuito no ponto de sua instalação. Quanto maior a corrente de defeito, maiores são os esforços dinâmicos que o cartucho terá de suportar, e isto determina a sua capacidade de ruptura. A Figura 9.5 mostra uma chave fusível, indicando os seus principais elementos.

9.3.2.1 Especificação sumária

Para que uma chave fusível indicadora unipolar seja corretamente adquirida, devem ser especificados, no mínimo, os seguintes dados:

- tensão nominal eficaz, em kV;
- corrente nominal, em A;

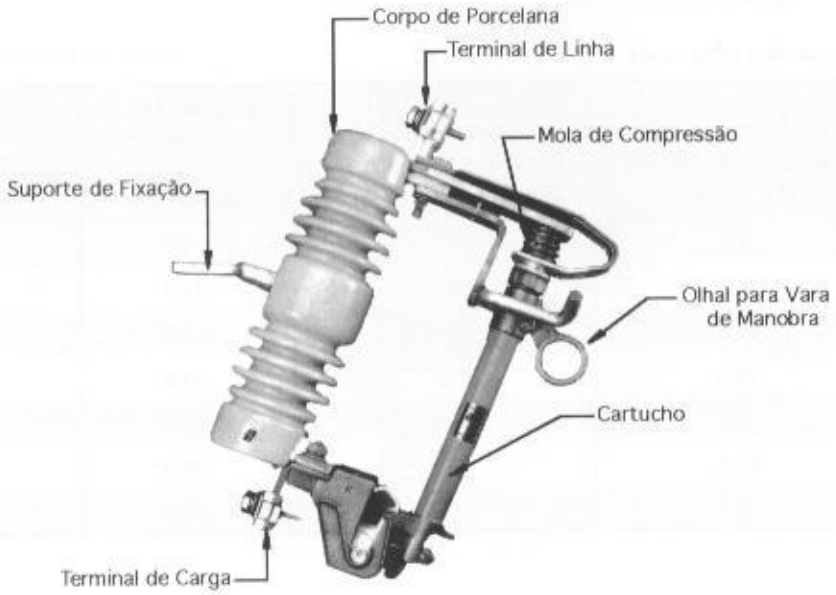


FIGURA 9.5
Chave fusível indicadora unipolar

- freqüência nominal;
- capacidade de ruptura, em kA;
- tensão suportável de impulso, em kV.

De acordo com o diagrama unifilar da Figura 9.1 pode-se designar a chave ali indicada como:

Chave fusível indicadora unipolar, corrente nominal 100 A, tensão nominal 15 kV, tensão suportável de impulso de 95 kV e capacidade simétrica de curto-circuito 10 kA.

9.3.3 Terminal Primário ou Terminação (3)

É um dispositivo destinado a restabelecer as condições de isolação da extremidade de um condutor isolado quando este for conectado a um condutor nu.

Os terminais primários têm a finalidade de garantir a deflexão do campo elétrico, obrigando que os gradientes de tensão radial e longitudinal se mantenham dentro de determinados limites.

Há uma grande variedade de terminais primários. Os mais conhecidos, porém, são as muflas de corpo de porcelana com enchimento de composto elastomérico. São fabricados também terminais primários constituídos de material termocontrátil denominados de terminações termocontráteis ou, ainda, são fabricadas as chamadas terminações a frio. As primeiras são aplicadas sobre o condutor usando uma fonte de calor (maçarico com controle de chama), enquanto o segundo tipo é aplicado diretamente sobre o cabo, bastando retirar o dispositivo de plástico que arma o tubo da terminação.

O sistema de contração a frio mantém a terminação "pretensionada" até o momento da instalação. Durante a aplicação, ela é contraída sob pressão no cabo, permanecendo fixa durante toda a sua vida útil. Disponíveis em vários tamanhos, podem servir a cabos desde seções de 6 a 1.000 mm^2. Tanto as terminações termocontráteis como as terminações a frio podem ser utilizadas em ambientes internos ou externos. A Figura 9.6 mostra os componentes de uma mufla terminal unipolar comumente utilizada em ramal de entrada primário subterrâneo. A Figura 9.7 apresenta o aspecto externo da mufla vista na figura anterior. Já a Figura 9.8 mostra uma terminação termocontrátil.

9.3.3.1 Especificação sumária

Os terminais primários devem ser dimensionados em função da seção transversal e do tipo de cabo a ser utilizado, das características elétricas do sistema e do local de utilização. Logo, na aquisição de uma terminação, é necessário conhecer os seguintes elementos:

- tipo;
- condutor isolado a ser conectado, em mm^2;

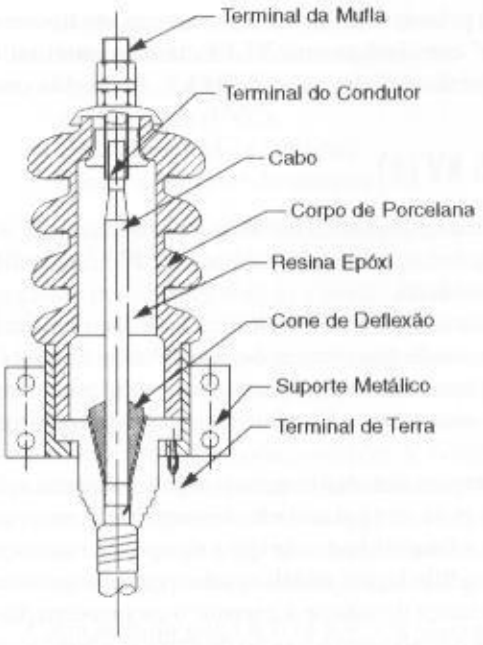


FIGURA 9.6
Elementos de um mufla terminal primária

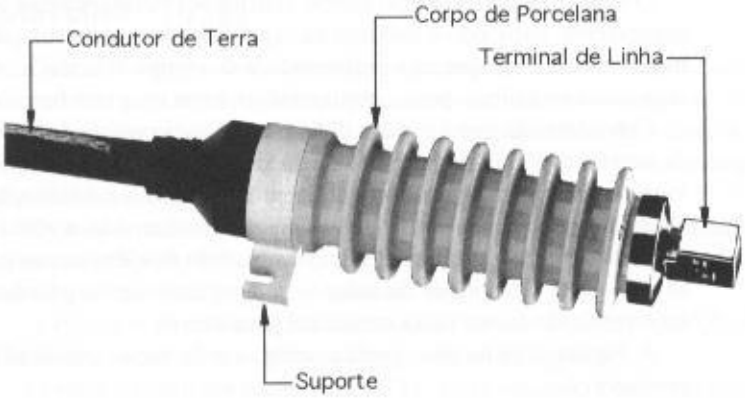


FIGURA 9.7
Vista externa de uma mufla terminal unipolar

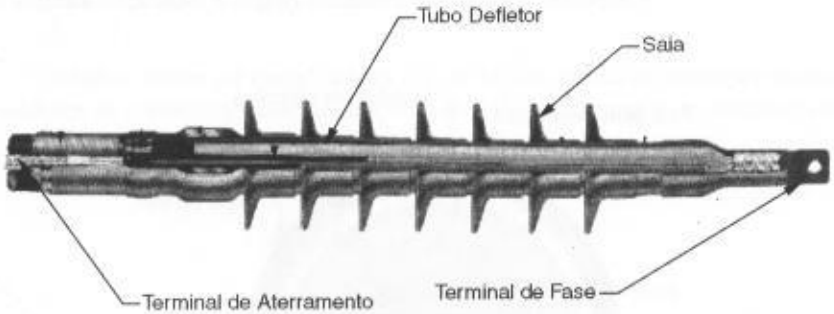


FIGURA 9.8
Terminal termocontrátil unipolar

- tensão nominal eficaz, em kV;
- corrente nominal, em A;
- tensão suportável de impulso, em kV;
- uso (interno ou externo).

De acordo com o diagrama unifilar da Figura 9.1, pode-se assim designar o terminal primário ali indicado:

Mufla terminal primária unipolar, uso externo, do tipo composto elastomérico, para cabo isolado de 35 mm² com isolamento XLPE, tensão nominal de 15 kV, corrente nominal de 100 A, tensão suportável de impulso de 95 kV, fornecida com *kit* completo.

9.3.4 Cabo de Energia Isolado para 15 kV (4)

Atualmente, os cabos primários isolados mais comumente utilizados em instalações elétricas industriais são os de cobre, com isolação à base de PVC, de polietileno reticulado ou, ainda, os de borracha etileno-propileno.

Os cabos isolados da classe de tensão de 15 kV são constituídos de um condutor metálico revestido de uma camada de fita semicondutora por cima da qual é aplicada a isolação. Uma segunda camada de fita semicondutora é aplicada sob a blindagem metálica que pode ser composta de uma fita ou de fios elementares. Finalmente, o cabo é provido de uma capa externa de borracha, normalmente o PVC.

A primeira fita semicondutora é responsável pela uniformização do campo elétrico radial e transversal, distorcido pela irregularidade da superfície externa do condutor. A segunda fita semicondutora tem a finalidade de corrigir o campo elétrico sobre a superfície da isolação devido às irregularidades da blindagem metálica sobreposta a esta isolação.

A blindagem metálica destina-se a garantir o escoamento das correntes de defeito para a terra.

Já a capa externa do cabo tem a função de agregar a blindagem metálica e dotar o cabo de uma proteção mecânica adequada, principalmente durante o puxamento no interior de dutos. A Figura 9.9 mostra a seção transversal de um cabo classe 15 kV isolado com XLPE.

O esforço provocado pelo campo elétrico se distribui na camada isolante de forma exponencial decrescente, atingindo o máximo na superfície interna da isolação e o mínimo na superfície externa da mesma. Para que haja uniformidade do campo elétrico, a camada isolante deve estar livre de impurezas ou bolhas, pois, caso contrário, estas estariam funcionando em série com a isolação.

Considerando que a rigidez dielétrica do vazio nunca é superior a 1 kV/mm e que o gradiente da borracha XLPE, por exemplo, está situado entre 3 e 4 kV/mm, pode-se concluir que qualquer vazio ou impureza interior ao isolamento fica sujeito a solicitações superiores à rigidez dielétrica. Como a tensão a que está submetido o cabo é alternada, a bolha fica submetida a duas descargas por ciclo, o que corresponde a um bombardeio de elétrons nas paredes do vazio, desenvolvendo-se uma certa quantidade de calor e, conseqüentemente, provocando efeitos danosos à isolação, cujo resultado é uma falha inevitável para a terra.

A Figura 9.10 mostra, graficamente, a solicitação que uma bolha provoca à isolação de um condutor.

9.3.4.1 Especificação sumária

A especificação de um condutor requer a indicação mínima dos seguintes parâmetros:

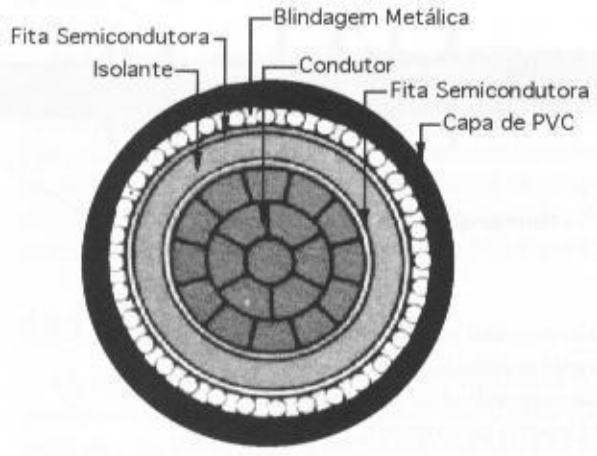


FIGURA 9.9
Cabo de energia isolado para 15 kV

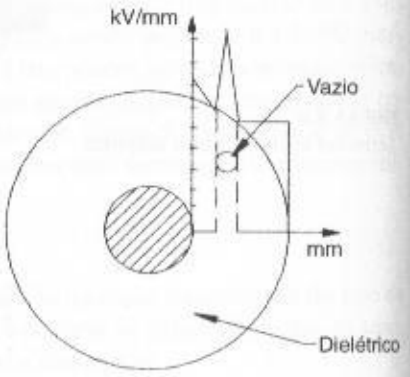


FIGURA 9.10
Bolha de ar em dielétrico sólido

- seção quadrática, em mm²;
- tipo do condutor: cobre ou alumínio;
- tipo de isolação: polietileno reticulado (XLPE), etileno-propileno (EPR) ou, ainda, o cloreto de polivinila (PVC);
- tensão nominal da isolação;
- tensão suportável de impulso.

A norma brasileira NBR 6251 identifica as tensões de isolamento através de dois valores (V_0/V_1). O primeiro valor identifica a tensão eficaz entre condutor e terra ou blindagem, enquanto o segundo permite determinar a tensão eficaz entre fases dos condutores (por exemplo, 8,7/15 kV).

A mesma norma classifica os sistemas elétricos em duas categorias definidas segundo a possibilidade de uma falta fase-terra. A categoria 1 compreende os sistemas previstos para operarem, durante um curto intervalo de tempo, em condições de falta para a terra geralmente não superior a uma hora. A categoria 2 abrange os sistemas não classificados na categoria 1, isto é, sistema com neutro isolado e que suporta condições de falta para a terra num tempo de oito horas. Logo, a isolação dos condutores deve ser escolhida em função dessas características dos sistemas. Para sistemas com neutro efetivamente aterrado, a isolação dos condutores deve ser escolhida para a categoria 1, a não ser que seja esperada uma elevada freqüência de operação dessa rede com defeito à terra.

Considerando a carga do diagrama da Figura 9. 1, o cabo pode ser assim descrito:

Cabo isolado para 8,7/15 kV, em cloreto de polivinila (PVC), condutor de cobre, seção transversal de 25 mm².

9.3.5 Transformador de Corrente - TC (5)

Os transformadores de corrente estão divididos em dois tipos fundamentais: transformadores de corrente para serviço de medição e transformadores de corrente para serviço de proteção.

O transformador de corrente é um equipamento capaz de reduzir a corrente que circula no seu primário para um valor inferior no secundário compatível com o instrumento registrador de medição (medidores).

Os transformadores de corrente são constituídos de um enrolamento primário feito normalmente de poucas espiras de cobre, um núcleo de ferro e um enrolamento secundário para a corrente nominal padronizada, freqüentemente de 5 A.

A Figura 9.11 mostra um transformador de corrente com isolação de resina epóxi, na qual estão identificados os seus principais elementos de ligação.

O valor da corrente secundária do TC varia segundo a corrente circulante no primário. Assim, um transformador de corrente de 100-5 A inserido num circuito com corrente de 80 A fornece uma corrente secundária de:

$$\frac{100}{5} = \frac{80}{I_{sec}} \rightarrow I_{sec} = 4 \text{ A}$$

Cuidados devem ser tomados para não deixar em aberto os terminais secundários dos transformadores de corrente quando da desconexão dos equipamentos de medida a eles ligados, pois, do

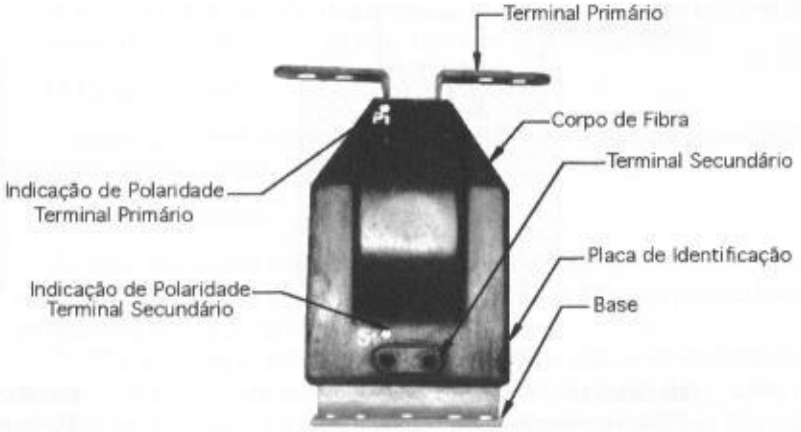


FIGURA 9.11
Transformador de corrente (TC)

contrário, surgirão tensões elevadas, devido ao fato de não haver o efeito desmagnetizante no secundário, tomando a corrente de excitação o valor da corrente primária e originando um fluxo muito intenso no núcleo, provocando elevadas perdas no ferro. Isto poderá danificar a isolação do TC e levar perigo à vida das pessoas. Pode-se acrescentar também que, ao se retirar a carga do secundário do TC, a impedância secundária passa a ter valor igual a ∞. Para manter a igualdade da Equação 9.2, $V_{ns} = Z_m \times I_{ms}$, é necessário V_{ns} crescer indefinidamente, o que não ocorre porque o fluxo no ferro é limitado por sua relutância magnética. A Figura 9.12 mostra esquematicamente um TC ligado a um amperímetro, detalhando a chave C que permite curto-circuitar os terminais secundários do equipamento quando da retirada do aparelho.

Os TCs podem ser classificados de acordo com a disposição do enrolamento primário e a construção do núcleo.

a) TC do tipo barra

É aquele em que o primário é constituído por uma barra fixada através do núcleo, conforme mostrado na Figura 9.13.

b) TC do tipo enrolado

É aquele em que o enrolamento primário é constituído de uma ou mais espiras envolvendo o núcleo, conforme se vê na Figura 9.14.

c) TC do tipo janela

É aquele constituído de uma abertura através do núcleo por onde passa o condutor, fazendo a vez do enrolamento primário, conforme se observa na Figura 9.15.

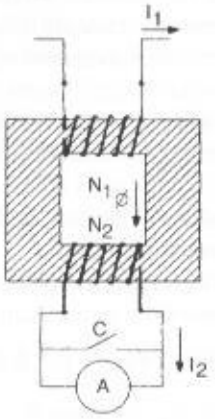


FIGURA 9.12
Chave do secundário do TC

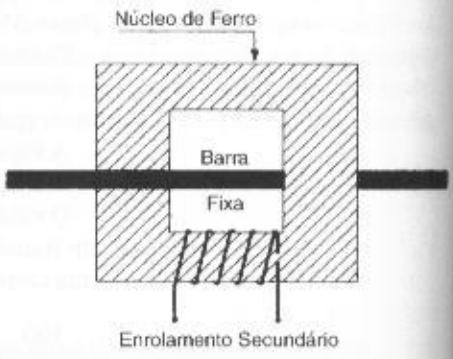


FIGURA 9.13
TC do tipo barra

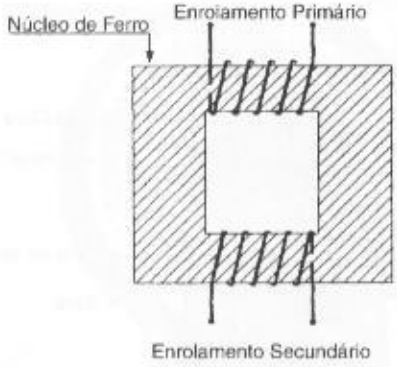


FIGURA 9.14
TC do tipo enrolado

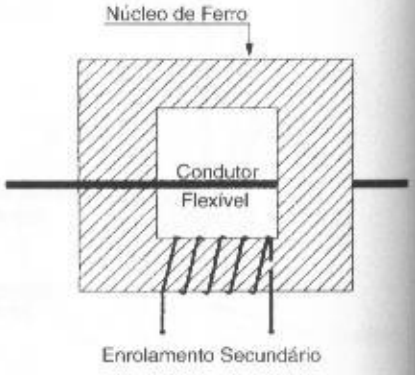


FIGURA 9.15
TC do tipo janela

d) TC do tipo bucha

É aquele cujas características são semelhantes ao TC do tipo barra, porém a sua instalação é feita na bucha dos equipamentos (transformadores, disjuntores etc.) que funciona como enrolamento primário. A Figura 9.16 caracteriza esse tipo de TC.

e) TC do tipo núcleo dividido

É aquele cujas características são semelhantes ao TC do tipo janela, em que o núcleo pode ser separado para permitir envolver um condutor que funciona como o enrolamento primário, conforme mostrado na Figura 9.17.

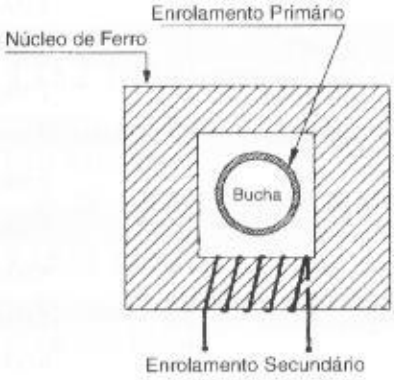


FIGURA 9.16
TC do tipo bucha

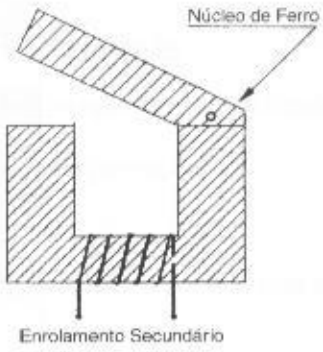


FIGURA 9.17
TC do tipo núcleo dividido

9.3.5.1 Transformadores de corrente para serviço de medição

Os transformadores de corrente para serviço de medição devem ser projetados para assegurar a proteção aos aparelhos a que estão ligados (amperímetros, medidores de energia: kWh, kVArh etc.). Durante a ocorrência de um curto-circuito é necessário que a corrente no secundário do TC não aumente na mesma proporção da corrente primária. Por efeito de saturação do núcleo magnético, a corrente secundária é limitada a valores que não danifiquem os aparelhos, normalmente quatro vezes a corrente nominal.

Os transformadores de corrente para medição apresentam as seguintes características:

a) Corrente secundária nominal

Normalmente, a corrente nominal secundária dos TCs é de 5 A. Em casos específicos, são construídos TCs com corrente nominal igual a 1 A destinados à aferição de medidores.

b) Corrente primária nominal

É aquela para a qual o TC foi projetado. Na especificação de um TC, deve-se escolher a corrente primária nominal próxima do valor da corrente de carga máxima do circuito. As correntes nominais padronizadas pela norma estão baseadas na Tabela 9.3.

c) Carga nominal

É aquela que deve suportar nominalmente o enrolamento secundário do TC e na qual estão baseadas as prescrições de sua exatidão.

d) Classe de exatidão

É o valor percentual máximo de erro que o TC pode apresentar na indicação de um aparelho de medição em condições especificadas em norma. Os TCs são fabricados com as seguintes classes de exatidão: 0,2 - 0,3 - 0,6 e 1,2.

Os TCs de medição para faturamento devem ter classe de exatidão 0,3, enquanto os TCs destinados, por exemplo, à medição para fins de determinação dos custos com energia elétrica em certos setores de carga elevada de uma indústria podem ter classe de exatidão 0,6. Já os TCs para

TABELA 9.3
Correntes nominais primárias dos TCs

Corrente Primária	RTC	Corrente Primária	RTC
5	1:1	300	60:1
10	2:1	400	80:1
15	3:1	500	100:1
20	4:1	600	120:1
25	5:1	800	160:1
30	6:1	1.000	200:1
40	8:1	1.200	240:1
50	10:1	1.500	300:1
60	12:1	2.000	400:1
75	15:1	2.500	500:1
100	20:1	3.000	600:1
125	25:1	4.000	800:1
150	30:1	5.000	1.000:1
200	40:1	6.000	1.200:1
250	50:1	8.000	1.600:1

uso em instrumentos de indicação de medidas, como, por exemplo, amperímetros, podem ter classe de exatidão 1,2.

e) Fator térmico

É o fator pelo qual se deve multiplicar a corrente nominal primária do TC, a fim de se obter uma corrente secundária capaz de ser conduzida permanentemente sem que os limites de elevação de temperatura especificados por norma sejam excedidos e mantidos os limites de sua classe de exatidão.

f) Corrente térmica nominal

Conhecida também como corrente de curta duração, é a corrente máxima que pode circular no primário do TC estando o secundário em curto-circuito durante o período de um segundo, sem que seja excedida a elevação de temperatura especificada por norma.

g) Corrente dinâmica nominal

É a corrente máxima, valor de crista, que pode circular no primário do TC estando o secundário em curto-circuito durante o período do primeiro ciclo, sem que isso resulte danos eletromecânicos.

h) Polaridade

Para os TCs que alimentam aparelhos de medida de energia, é de extrema importância o conhecimento da polaridade, devido à necessidade da ligação correta das bobinas desses instrumentos.

Diz-se que um TC tem polaridade subtrativa se a corrente que circula no primário do terminal P1 para P2 corresponde a uma corrente secundária circulando no instrumento de medida do terminal S1 para S2, conforme mostrado na Figura 9.18. Normalmente, os TCs têm os terminais dos enrolamentos, primário e secundário, de mesma polaridade postos em correspondência, conforme pode ser observado na Figura 9.11.

Se para uma corrente I_p circulando no primário de P1 para P2 corresponder uma corrente secundária no sentido inverso ao indicado na Figura 9.18, diz-se que o TC tem polaridade aditiva.

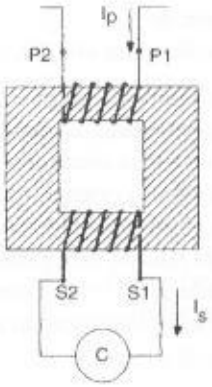


FIGURA 9.18
Representação da polaridade de um TC

9.3.5.2 Transformadores de corrente para serviço de proteção

São equipamentos a que devem ser conectados os relés do tipo ação indireta, ou simplesmente relés secundários.

A seguir serão descritas as principais características dos TCs de proteção.

9.3.5.2.1 Classe

Os transformadores de corrente, ou simplesmente TCs, destinados a serviço de relés dividem-se em duas classes:

a) TCs de classe B

São aqueles cujo enrolamento secundário apresenta uma reatância que pode ser desprezada. Nessa classe, estão enquadrados, por exemplo, os TCs com núcleo toroidal, ou simplesmente TCs de bucha, TCs tipo janela etc.

b) TCs de classe A

São aqueles cujo enrolamento secundário apresenta reatância que não pode ser desprezada. Nessa classe, estão todos os TCs que não se enquadram na classe B.

9.3.5.2.2 Fator de sobrecorrente

É um fator que expressa a relação entre a máxima corrente com a qual o TC mantém a sua classe de exatidão nominal e a sua corrente nominal. A Tabela 9.4 fornece as principais características dos TCs normalizados pela ABNT. A Equação (9.1) determina o valor da corrente mínima que deve ter o primário do TC relativamente à corrente de curto-circuito simétrica, de valor efetivo.

$$I_{np} = \frac{I_{cs}}{F_s} \tag{9.1}$$

TABELA 9.4
Características elétricas dos TCs de proteção para $F_s = 20$

Carga Nominal (VA)	Impedância (Ohm)	Tensão Nominal Secundária (V)	TC Normalizado da Classe A	TC Normalizado da Classe B
C 2,5	0,1	10	A10	B10
C 5,0	0,2	20	A20	B20
C 12,5	0,5	50	A50	B50
C 25	1,0	100	A100	B100
C 50	2,0	200	A200	B200
C 100	4,0	400	A400	B400
C 200	8,0	800	A800	B800

I_{np} – corrente nominal primária do TC, em A;
I_{cs} – corrente de curto-circuito simétrica, de valor efetivo, em A;
F_s – fator de sobrecorrente.

É preciso lembrar que os TCs para proteção somente devem entrar em saturação para valores de elevada indução magnética, o que corresponde a uma corrente de 20 vezes a corrente nominal primária, conforme a NBR 5364 - Transformadores de corrente - Especificação. Deve-se observar então que, para que a proteção atue dentro dos requisitos predeterminados, a corrente secundária do TC deve corresponder exatamente, através da relação de transformação, ao valor da corrente que circula no seu primário até o limite especificado de 20 vezes a corrente nominal. Caso não seja obedecida esta prescrição, o TC entrará em saturação, modificando a resposta da proteção.

9.3.5.2.3 Classe de exatidão

Os TCs para serviço de relés devem ser enquadrados em uma das seguintes classes de exatidão:

- classe 5: com erro percentual de 5%;
- classe 10: com erro percentual de 10%.

Diz-se que um TC está dentro de sua classe de exatidão nominal quando, por exemplo, o erro percentual não for superior a 5% para a classe de exatidão 5, desde a sua corrente nominal até uma corrente dada pelo produto da corrente nominal pelo fator de sobrecorrente.

9.3.5.2.4 Carga admissível

É a carga máxima admitida no secundário do TC, sem que o erro percentual ultrapasse o valor especificado para a sua classe de exatidão.

$$Z_{mc} = \frac{V_{ns}}{I_{ns}} \tag{9.2}$$

Z_{mc} – carga máxima admitida no secundário do TC, em Ω;
V_{ns} – tensão nominal secundária do TC, em V;
I_{ns} – corrente máxima no secundário do TC, em A.

A tensão nominal secundária do TC é aquela medida nos terminais da carga ligada a este, quando a corrente secundária é igual a 20 vezes a corrente nominal secundária, e na qual o erro de relação de transformação não seja superior ao valor especificado. A Tabela 9.4 relaciona as cargas dos TCs com as respectivas tensões nominais. Para exemplificar o conceito, considerar o TC 10A400 da Tabela 9.4. A tensão no secundário do mesmo quando a corrente é igual a 20 vezes a corrente nominal secundária vale:

$V_{ns} = Z_{cs} \times I_{ns}$
$Z_{mc} = 4$ (Tabela 9.4)
$I_{ns} = 5$ A (corrente nominal secundária)
$I_{ns} = 20 \times 5 = 100$ A
$V_{ns} = 4 \times 100 = 400$ V

9.3.5.2.5 Limite da corrente de curta duração

É a maior corrente primária simétrica, de valor eficaz, que o transformador de corrente é capaz de suportar com o enrolamento secundário em curto-circuito, durante um tempo especificado. Os limites da corrente de curta duração podem assim ser dimensionados:

a) Corrente térmica

É o valor da corrente de curto-circuito para o qual a temperatura máxima especificada do enrolamento não seja excedida. É dada pela Equação (9.3).

$$I_{ter} = I_{cs} \times \sqrt{T_{op} + 0{,}0042} \text{ A} \tag{9.3}$$

I_{ter} – corrente de curto-circuito para efeito térmico, em A;

I_{cs} – corrente inicial simétrica de curto-circuito de valor eficaz, em A;
T_{op} – tempo de operação da proteção, em s.

Chama-se fator térmico de curto-circuito a relação entre a corrente térmica do TC e a sua corrente nominal primária, ou seja:

$$F_{tc} = \frac{I_{ter}}{I_{np}} \tag{9.4}$$

F_{tc} – fator térmico de curto-circuito;
I_{np} – corrente nominal primária do TC, em A.

Em geral, os fatores térmicos de TCs são: 80-120-160-240-320-400.

b) Corrente dinâmica

É o maior valor de crista da corrente de curto-circuito segundo o qual os esforços eletrodinâmicos resultantes não danifiquem mecanicamente o transformador de corrente.

Segundo a NBR 5364, o valor da corrente dinâmica deve ser de:

$$I_{din} = 2{,}5 \times I_{ter} \tag{9.5}$$

Em função do valor do radicando da Equação (9.3), devem ser estabelecidas as seguintes condições de resistência aos curtos-circuitos para efeitos térmico e dinâmico.

$$T_{top} = T_{op} + 0{,}042 \tag{9.6}$$

a) Se $T_{top} = 1$, deve-se ter:

$I_{ter} = I_{cs} \rightarrow I_{din} = 2{,}5 \times I_{ter}$

b) Se $T_{top} < 1$, deve-se ter:

$I_{din} \geq I_{cr}$
I_{cr} – corrente de crista, em A.

Neste caso, o TC está protegido para o valor da corrente térmica.

c) Se $T_{top} > 1$, deve-se ter:

$I_{ter} \geq I_{cs} \rightarrow I_{din} = 2{,}5 \times I_{ter}$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (9.1)

Considerar a proteção de sobrecorrente no primário de transformador de 2.500 kVA - 13.800/380 V onde se utiliza um TC de alimentação do sistema de relés. A corrente de curto-circuito no primário do transformador é de 4.000 A e o tempo de atuação da proteção é de 1,5 s.

a) Cálculo da RTC

$$I_{tc} \frac{2.500}{\sqrt{3} \times 13{,}80} = 104{,}5 \text{ A} \rightarrow \text{RTC} = 125 - 5 = 25$$

Sendo $F_s = 20$, tem-se através da Equação (9.1):

$$I_{np} = \frac{I_{cs}}{F_s} = \frac{4.000}{20} = 200 \text{ A} \rightarrow \text{RTC} = 200 - 5 = 40$$

b) Cálculo da corrente térmica mínima do TC

De acordo com a Equação (9.3), tem-se:

$$I_{ter} = I_{cs} \times \sqrt{T_{top} + 0{,}042} \rightarrow I_{ter} = 4.000 \times \sqrt{1{,}5 + 0{,}042} \rightarrow I_{ter} = 4.967 \text{ A}$$

Logo, o fator térmico é dado pela Equação (9.4):

$$F_{tc} = \frac{I_{ter}}{I_{np}} = \frac{4.967}{200} = 24{,}8$$

c) Cálculo da corrente dinâmica mínima do TC

De acordo com a Equação (9.5), tem-se:

$$I_{din} = 2{,}5 \times I_{ter} = 2{,}5 \times 4.967 = 12.417 \text{ A}$$

d) Condições de resistência aos curtos-circuitos para efeitos térmicos e dinâmicos

Como $T_{exp} > 1{,}0$, estão satisfeitas as condições de curto-circuito para efeitos térmicos e dinâmicos.

9.3.5.3 Especificação sumária

Para se especificar um TC é necessário que se indiquem, no mínimo, os seguintes elementos:

- tipo (barra, enrolado, bucha etc.);
- uso (interior ou exterior);
- classe de tensão;
- relação de transformação;
- isolação (em banho de óleo, epóxi etc.);
- tensão nominal primária;
- freqüência;
- tensão suportável de impulso (TSI);
- fator térmico;
- carga nominal;
- classe;
- classe de exatidão;
- fator térmico de curto-circuito;
- polaridade.

Para o circuito da Figura 9.1 pode-se descrever o TC como:

Transformador de corrente para uso em medição, do tipo enrolado, classe de tensão 15 kV, relação de transformação de 75-5 A, carga nominal de 12,5 VA (valor dos medidores de kWh e kVArh), classe de exatidão 0,30, tensão suportável de impulso 95 kV, polaridade subtrativa e fator térmico 1,2, classe B, para uso interno.

9.3.6 Transformador de Potencial (6)

É um equipamento capaz de reduzir a tensão do circuito para níveis compatíveis com a tensão máxima suportável pelos aparelhos de medida.

A tensão nominal primária do TP é função da tensão nominal do sistema elétrico ao qual está ligado. A tensão secundária, no entanto, é padronizada e tem valor fixo de 115 V. Variando-se a tensão primária, a tensão secundária varia na mesma proporção.

Os TPs podem ser construídos para serem ligados entre fases de um sistema ou entre fase e neutro ou terra. Os TPs devem suportar uma sobretensão permanente de até 10% sem que lhes ocorra nenhum dano. São próprios para alimentar instrumentos de impedância elevada, tais como voltímetros, bobinas de potencial de medidores de energia etc. A Figura 9.19 representa um TP alimentando um voltímetro.

Em serviço de medição primária, os TPs, em geral, alimentam um medidor de kWh, com indicação de demanda e um medidor de kVArh. As cargas aproximadas desses instrumentos são dadas na Tabela 9.5.

Quando forem utilizados TPs para medição de faturamento e indicativa, é necessário que se determine o valor da carga dos instrumentos a ser conectada, a fim de se poder especificar a carga correspondente do TP, o que pode ser dado na Tabela 9.6.

A norma classifica os TPs em três grupos de ligação. O grupo 1 abrange os TPs projetados para ligação entre fases, sendo o de maior aplicação na medição industrial de média tensão. O grupo 2 corresponde aos TPs projetados para ligação entre fase e neutro em sistemas com o neutro aterrado sob impedância.

Os TPs podem ser construídos para uso ao tempo ou abrigado. Também são fornecidos em caixa metálica, em banho de óleo ou em resina epóxi. Os primeiros são apropriados para instalações em cubículos de medição em alvenaria e/ou em cubículos metálicos de grandes dimensões; o segundo tipo é próprio para cubículos de dimensões reduzidas. A Figura 9.20 mostra um TP de carcaça metálica em banho de óleo para ligação fase-fase (grupo 1).

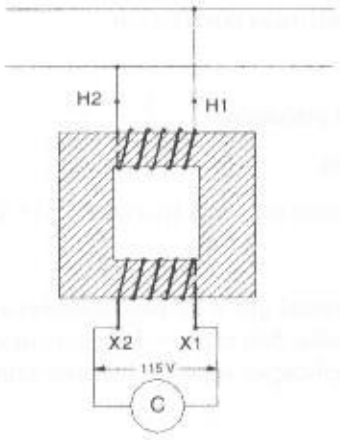


FIGURA 9.19
TP alimentando uma carga (voltímetro)

TABELA 9.5
Cargas de aparelhos de medição

Aparelhos	Potência Ativa (W)	Potência Reativa (var)	Potência Aparente (VA)
Voltímetro	7,0	0,9	7,0
Motor p/ conjunto de demanda	2,2	2,4	3,2
Autotransformador defasador	3,0	13,0	13,3
Watímetro	4,0	0,9	4,1
Freqüencímetro	5,0	3,0	5,8
Fasímetro	5,0	3,0	5,8
Cossifímetro	-	-	12,0
Medidor de kWh (BP)	2,0	7,9	8,1
Medidor de kVArh (BP)	3,0	7,7	8,2
Medidor de indução (demanda)	2,2	2,4	3,2

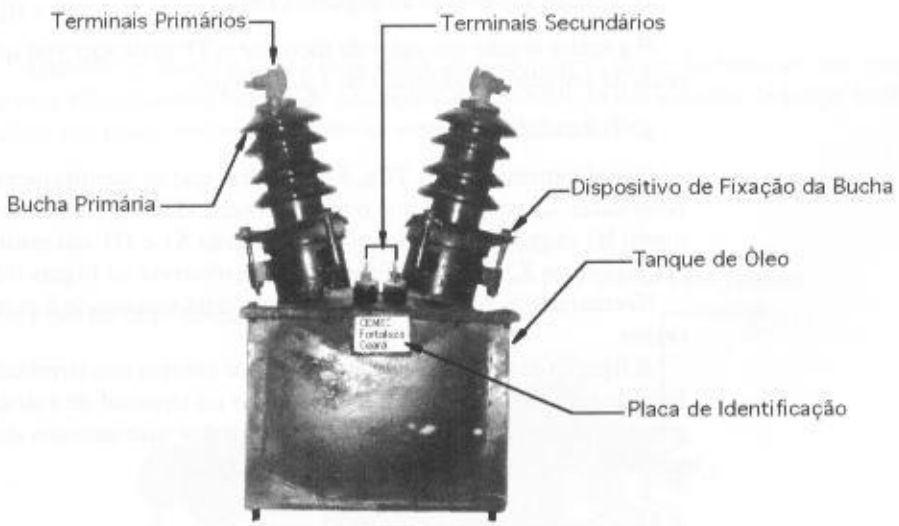


FIGURA 9.20
Transformador de potencial (TP)

Ao contrário dos TCs, quando se desconecta a carga do secundário em um TP, os seus terminais devem ficar em aberto, pois, se um condutor de baixa resistência for ligado, ocorrerá um curto-circuito franco, capaz de danificar a isolação do mesmo.

As principais características elétricas dos TPs são:

a) Tensão nominal primária

É aquela para a qual o TP foi projetado.

b) Tensão nominal secundária

É aquela padronizada por norma e tem valor fixo igual a 115 V (TP de medição de faturamento).

c) Classe de exatidão

É o maior valor de erro percentual que o TP pode apresentar quando ligado a um aparelho de medida em condições especificadas. São construídos, normalmente, para a classe de exatidão de 0,2 – 0,3 – 0,6 e 1,2. Quanto à aplicação, segue os mesmos princípios orientados para os TCs.

d) Carga nominal

É a carga admitida no secundário do TP sem que o erro percentual ultrapasse os valores estipulados para a sua classe de exatidão. A Tabela 9.6 indica as cargas nominais padronizadas dos TP's e as respectivas impedâncias.

TABELA 9.6
Cargas nominais padronizadas dos TPs

Designação	Potência Aparente (VA)	Fator de Potência	Resistência (Ohm)	Indutância (mH)	Impedância (Ohm)
P 12,5	12,5	0,70	115,2	3.042,0	1.152
P 25	25,0	0,70	403,2	1.092,0	576
P 75	75,0	0,85	163,2	268,0	192
P 200	200,0	0,85	61,2	101,0	72
P 400	400,0	0,85	30,6	50,4	36

e) Potência térmica

É o valor da maior potência aparente que o TP pode fornecer em regime contínuo sem que sejam excedidos os limites especificados de temperatura.

f) Tensão suportável de impulso (TSI)

É a maior tensão em valor de pico que o TP pode suportar quando submetido a uma frente de onda de impulso atmosférico de $1,2 \times 50\ \mu s$.

g) Polaridade

Semelhantemente aos TCs, é necessário que se identifiquem nos TPs os terminais de mesma polaridade. Logo, diz-se que o terminal secundário X1 tem a mesma polaridade do terminal primário H1 num determinado instante, quando X1 e H1 são positivos ou negativos, relativamente aos terminais X2 e H2, conforme se pode observar na Figura 9.21.

Normalmente, os TPs mantêm os terminais secundário e primário de mesma polaridade adjacentes.

A ligação das bobinas dos medidores de energia nos terminais secundários de um TP deve ser feita de tal modo que, se H1 corresponde ao terminal de entrada ligado ao circuito primário, o terminal de entrada da bobina de potencial dos instrumentos deve ser conectado ao terminal secundário X1 para TC de polaridade subtrativa.

9.3.6.1 Especificação sumária

É necessário que sejam definidos, no mínimo, os seguintes parâmetros para se especificar corretamente um TP, ou seja:

- isolação (em banho de óleo, ou epóxi);

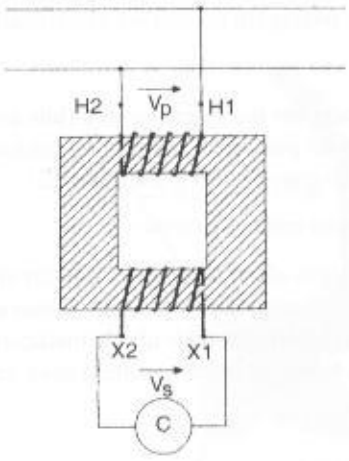


FIGURA 9.21
Representação da polaridade de um TP

- uso (interior ou exterior);
- tensão suportável de impulso (TSI);
- tensão nominal primária, em kV;
- tensão nominal secundária, em V (115 V);
- freqüência nominal;
- classe de exatidão requerida;
- carga nominal (baseada na carga das bobinas dos instrumentos a serem acoplados);
- polaridade.

Com base na Figura 9.1, o TP pode ser assim descrito:

Transformador de potencial para medição de energia, isolação em epóxi, uso interno, freqüência nominal de 60 Hz, tensão nominal primária de 13.800 V, tensão nominal secundária de 115 V, classe de exatidão 0,3, carga nominal P 25, polaridade subtrativa e tensão suportável de impulso 95 kV.

9.3.7 Medidores de Energia

Por se tratar de aparelhos de uso exclusivo das concessionárias, este livro não contemplará suas especificações sumárias.

9.3.8 Bucha de Passagem (7)

Quando se deseja passar um circuito aéreo de um cubículo fechado ao seu vizinho, normalmente são utilizadas buchas de passagem constituídas de um isolador de louça, tendo como fixação o seu ponto médio, conforme se mostra na Figura 9.22.

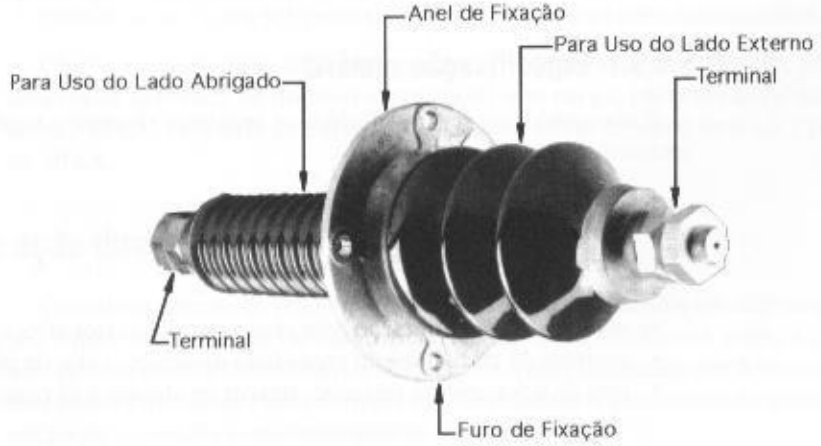


FIGURA 9.22
Bucha de passagem para uso externo-interno ou interno-externo

Quanto ao uso, as buchas de passagem podem ser classificadas em:

a) Bucha de passagem para uso interno-interno

É aquela que deve ser aplicada em locais em que os dois ambientes sejam abrigados. Como exemplo, pode-se citar a bucha de passagem ligando os cubículos de medição e o cubículo de disjunção numa subestação de alvenaria (veja o Capítulo 12).

b) Bucha de passagem para uso interno-externo

É aquela que conecta um circuito aéreo ao tempo a um circuito aéreo abrigado. A Figura 9.22 ilustra uma bucha de passagem para uso interno-externo. Como exemplo, pode-se citar a bucha de passagem ligando a rede aérea primária ao cubículo de medição de uma subestação de alvenaria (veja o Capítulo 12). A parte da bucha exposta ao tempo deve ter a isolação dotada de saias, conforme Figura 9.22.

9.3.8.1 Especificação sumária

É necessário que sejam definidos, no mínimo, os seguintes elementos para se poder especificar uma bucha de passagem.

- corrente nominal, em A;
- tensão nominal, em kV;
- tensão suportável a seco, em kV;
- tensão suportável sob chuva, em kV;
- tensão suportável de impulso (TSI), em kV;
- uso (interno-interno ou interno-externo).

Com base na Figura 9.1 pode-se assim especificar uma bucha de passagem:

Bucha de passagem para uso interno-interno, tensão nominal de 15 kV, corrente nominal de 100 A, tensão suportável de impulso (TSI) de 95 kV, tensão suportável a seco de 56 kV e tensão suportável sob chuva de 44 kV.

9.3.9 ßChave Seccionadora Primária (8)

É um equipamento destinado a interromper, de modo visível, a continuidade metálica de um determinado circuito. Devido a seu poder de interrupção ser praticamente nulo, as chaves seccionadoras devem ser operadas com o circuito a vazio (somente tensão). Também são fabricadas chaves seccionadoras interruptoras, do tipo manual ou automática, que são capazes de desconectar um circuito operando a plena carga.

As chaves seccionadoras podem ser construídas com um só pólo (unipolares) ou com três pólos (tripolares). As primeiras são próprias para utilização em redes aéreas de distribuição; o segundo tipo, normalmente, é utilizado em subestações de instalação abrigada em cubículo de alvenaria ou metálico.

A Figura 9.23 representa uma chave seccionadora tripolar, própria para instalação em posto de alvenaria. Já a Figura 9.24 mostra uma chave seccionadora tripolar de abertura em carga.

9.3.9.1 Especificação sumária

É necessário que sejam definidos os seguintes elementos para se poder especificar uma chave seccionadora tripolar.

- corrente nominal, em A;
- tensão nominal, em kV;
- tensão suportável de impulso (TSI), em kV;
- uso (interno ou externo);
- corrente de curta duração para efeito térmico, valor eficaz, em kA;
- corrente de curta duração para efeito dinâmico, valor de pico, em kA;
- tipo de acionamento (manual: através de alavanca de manobra, ou motorizada).

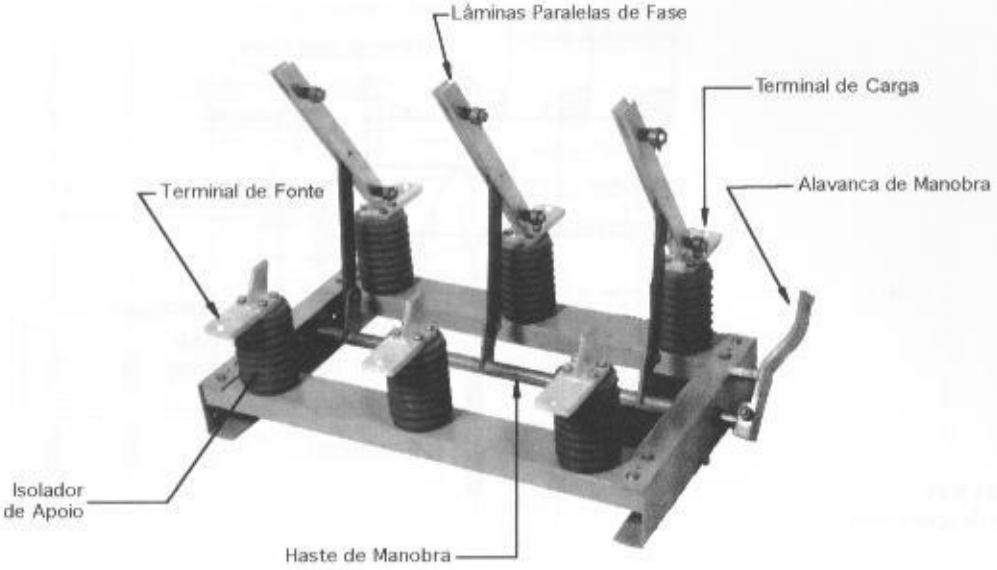


FIGURA 9.23
Chave seccionadora tripolar de alta tensão

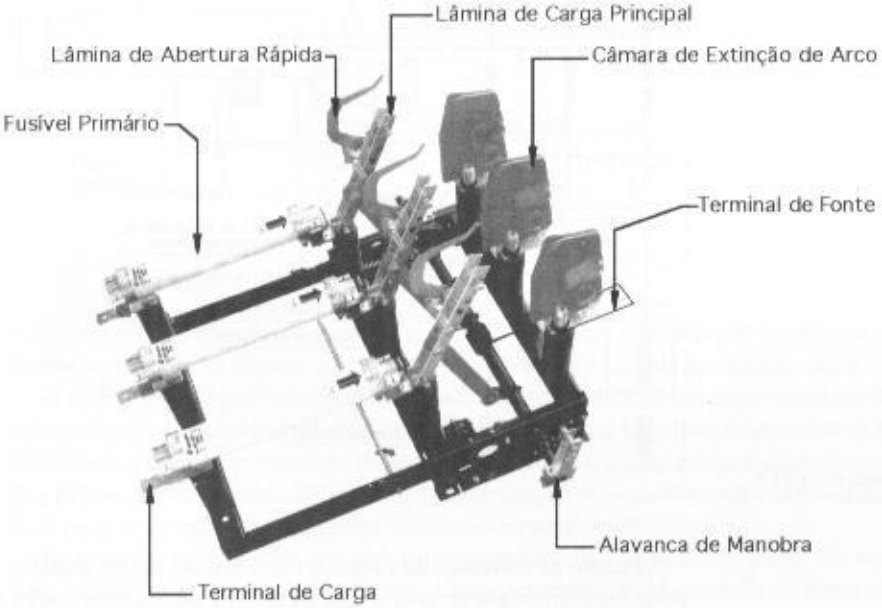


FIGURA 9.24
Chave seccionadora tripolar de alta tensão

Em geral, as chaves seccionadoras tripolares para a classe de tensão de 15 kV têm corrente nominal de 400 A. Também são providas de contatos auxiliares, cuja quantidade deve ser especificada em função do tipo de serviço que irá desempenhar.

Com base na Figura 9.1 pode-se, assim, descrever a chave seccionadora.

Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, uso interno, acionamento manual através de alavanca de manobra, operação sem carga, corrente nominal de 400 A, classe de tensão 15 kV, corrente de curta duração para efeito térmico de 8 kA e para efeito dinâmico de 20 kA.

9.3.10 Relé primário de ação direta (9)

Os relés primários de ação direta são normalmente utilizados em subestação de consumidor de pequeno e médio portes (aproximadamente 3.000 kVA). Nesses relés, a corrente de carga age diretamente sobre a sua bobina de acionamento, cujo deslocamento do êmbolo, imerso no campo magnético formado por essa corrente faz movimentar o mecanismo de acionamento do disjuntor, conforme se mostra esquematicamente na Figura 9.25.

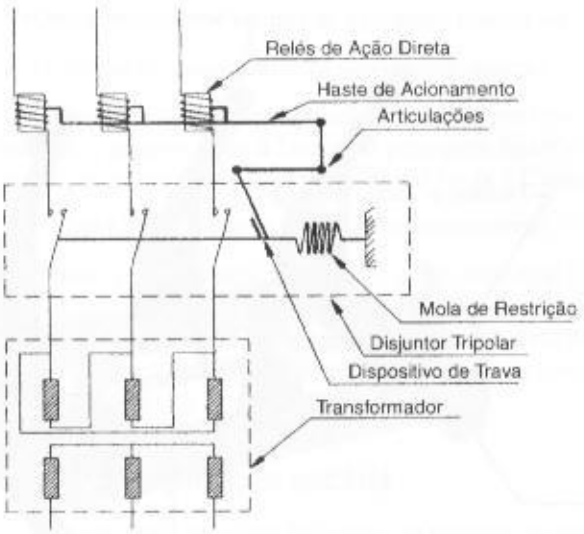


FIGURA 9.25
Relés de ação direta

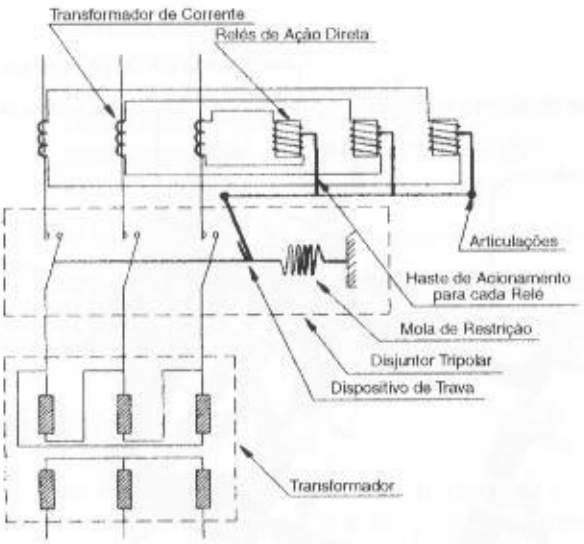


FIGURA 9.26
Relés de ação direta com TCs

Quando as correntes de carga envolvidas são muito grandes, a bobina de acionamento do relé pode ser alimentada através do secundário de um transformador de corrente, conforme a Fig. 9.26.

Ao contrário dos relés de ação direta, existem os relés de ação indireta ou relés secundários, cuja bobina de acionamento está ligada diretamente ao secundário dos transformadores de corrente; o comando de disparo do disjuntor é feito, porém, através da energização de sua bobina de abertura por um sistema normalmente de corrente contínua.

Esse sistema de proteção requer, além dos relés propriamente ditos (dois ou três relés de fase e um relé de neutro), dois ou três transformadores de corrente para proteção, um conjunto retificador-carregador-flutuador, um banco de baterias e uma área fechada para abrigo desses elementos, o que torna essa proteção extremamente onerosa e utilizada apenas em subestações de capacidade superior a 3.000 kVA, em média.

Também existem relés secundários providos de fonte capacitiva para energização da bobina do disjuntor.

A Figura 9.27 mostra o esquema simplificado de uma proteção de ação indireta.

Esta seção tratará somente dos relés de ação direta, que podem ser assim classificados:

a) Relés de sobrecorrente fluidodinâmicos

São constituídos de uma bobina de grossas espiras ligadas em série com o circuito a ser protegido. No interior da bobina pode-se deslocar um êmbolo metálico em cuja extremidade inferior é fixado um sistema de duas arruelas providas de furos de diâmetros adequados. A descentralização ou não desses furos, obtida através da rotação de uma das arruelas em torno do seu eixo, permite

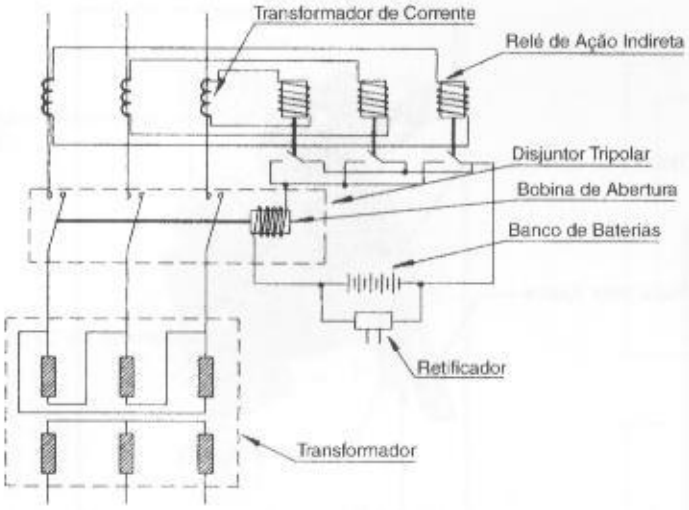


FIGURA 9.27
Esquema para utilização de relés de ação indireta

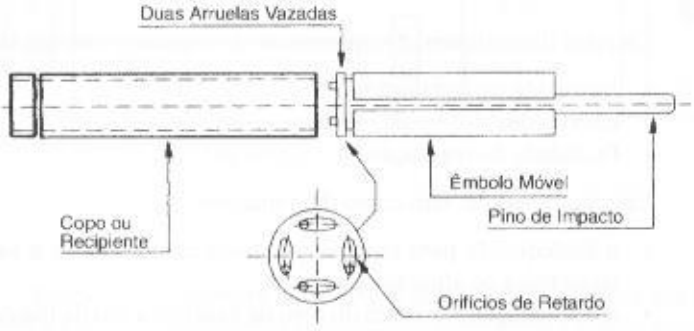


FIGURA 9.28
Mecanismo de disparo de um relé fluidodinâmico

o disparo do relé através de duas curvas, cada uma delas definida por uma faixa de atuação, conforme se observa na Figura 10.57, referente ao tipo RM2F, de fabricação Sace.

O relé dispõe de um êmbolo que está contido no interior de um copo metálico dentro do qual se coloca certa quantidade estabelecida de óleo de vaselina, cuja função principal é impedir o deslocamento do êmbolo em transitórios de curtíssima duração, como é o caso do fechamento do disjuntor que propicia uma elevada corrente de magnetização do transformador correspondente. A Figura 9.28 mostra o conjunto copo-êmbolo com as respectivas arruelas.

Quando os orifícios das arruelas estão ajustados de forma coincidente, diz-se que o relé está com o diafragma de regulação aberto. Caso contrário, isto é, quando os furos são ajustados de modo não coincidente, diz-se que o relé está com o diafragma de regulação fechado. Na primeira condição, a curva de temporização é mais rápida devido à facilidade de escoamento do óleo por entre os furos durante o movimento de ascensão do êmbolo. No segundo caso, como o escoamento do óleo somente se dá ao redor das arruelas, a temporização é mais lenta.

A temporização desses relés é obtida introduzindo-se mais ou menos o copo ou recipiente no interior da bobina de corrente, modificando, dessa forma, o comprimento do núcleo de ferro (êmbolo móvel) no interior da bobina mencionada. Quanto mais inserido está o copo e, conseqüentemente, o êmbolo, menor é o tempo de atuação do relé para uma mesma corrente no circuito, considerando ainda o efeito temporizador do óleo.

O disparo do relé se dá quando a extremidade superior do êmbolo, atraída fortemente para o interior da bobina devido a uma elevação do módulo da corrente acima do valor ajustado, se choca com o dispositivo de travamento do mecanismo de disparo do relé que aciona o sistema de hastes, provocando a abertura do disjuntor. Uma escala graduada impressa numa chapinha indica o múltiplo da corrente ajustada em relação à nominal. A calibração é feita fazendo-se coincidir a marca fendada do corpo do recipiente com o valor impresso na chapinha, que deve ser igual à corrente que se quer ajustar para a atuação do disjuntor.

O mecanismo de disparo do relé é preso às hastes de destrave do mecanismo do disjuntor através de articulações apropriadas. A Figura 9.29 mostra o perfil de um relé fluidodinâmico, do tipo RM2F de fabricação Sace, destacando as suas principais partes componentes.

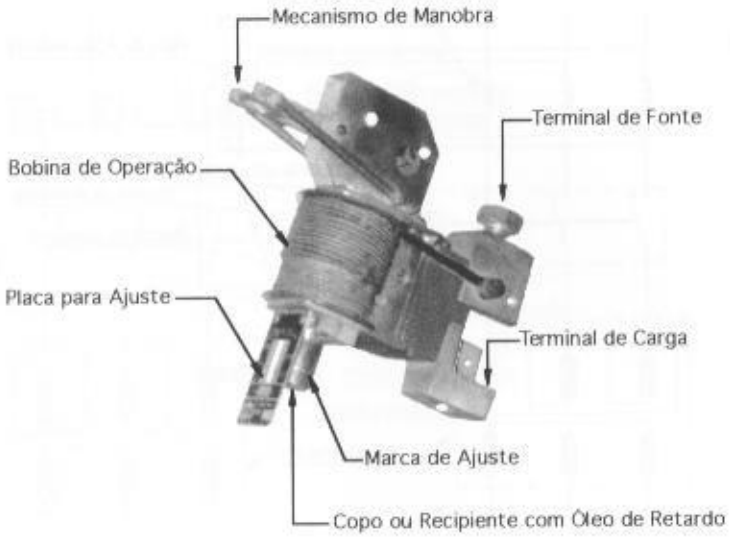


FIGURA 9.29
Relé fluidodinâmico

Os relés fluidodinâmicos apresentam as seguintes vantagens:

- facilidade de instalação;
- custo reduzido;
- facilidade de regulação.

Em contrapartida, têm como desvantagens:

- a inadequação para sistemas seletivos em virtude de a sua operação se dar dentro de uma larga faixa de atuação;
- a manutenção periódica do óleo de vaselina a fim de mantê-lo dentro de suas características iniciais, pois a construção do relé propicia uma leve penetração de poeira dentro do copo;
- a obrigatoriedade da desenergização do sistema durante a sua manutenção, já que o relé está em série com o circuito principal;
- a inadequação para instalações industriais, onde a presença de máquinas de solda é preponderante, pois as fortes correntes de serviço provocam pequenos deslocamentos no êmbolo móvel, que não retoma a sua posição original devido à elevada freqüência das operações do trabalho, favorecendo o desligamento intempestivo do disjuntor.

Um dos cuidados que devem ser tomados na utilização dos relés fluidodinâmicos é a colocação do óleo de vaselina no recipiente que acompanha cada unidade e que é armazenado num pequeno frasco com a quantidade certa para cada unidade correspondente. É que a corrente de magnetização do transformador, que chega ao valor médio de oito vezes a corrente nominal, provoca a atuação dos relés, justamente por falta do elemento de retardo.

b) Relés de sobrecorrente eletromagnéticos

Existem alguns modelos de relés eletromagnéticos de largo uso nas instalações elétricas industriais e comerciais de média tensão. Seu uso nas subestações de potência das concessionárias de energia elétrica é praticamente nulo, devido à sua dificuldade de coordenação com os elos fusíveis de distribuição e com os demais relés de aplicação rotineira dessas instalações. São, porém, largamente utilizados em pequenas e médias subestações industriais.

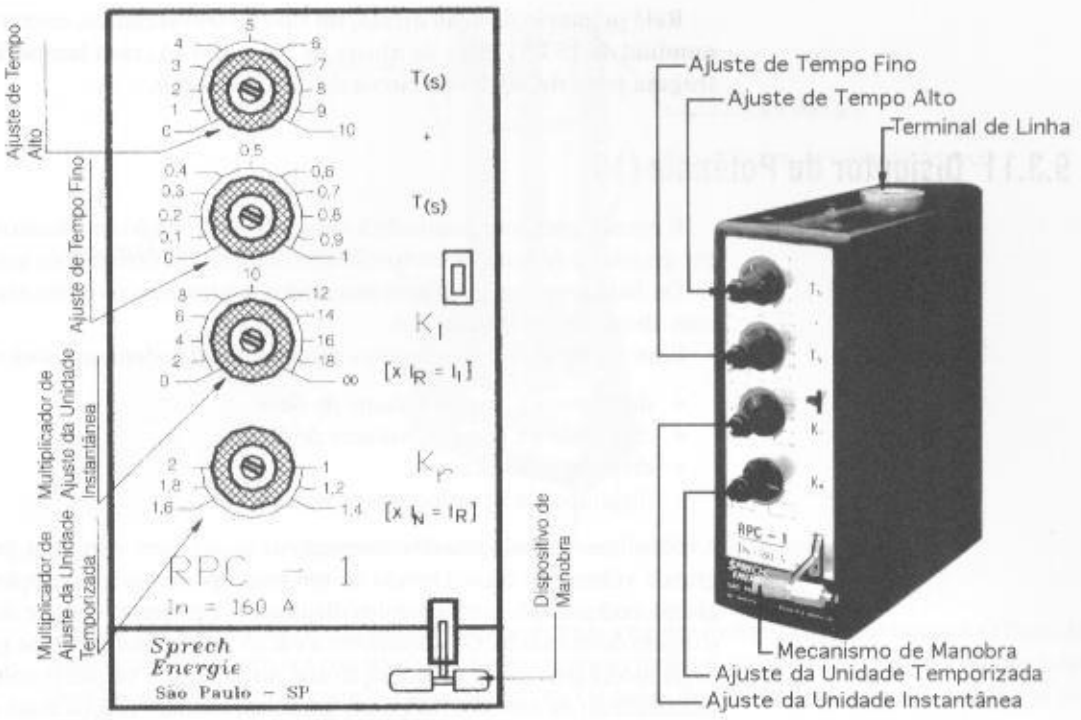
Como exemplos de relés eletromagnéticos podem ser citados os relés de fabricação Sace modelo RM2R. Seu aspecto externo é semelhante ao dos relés fluidodinâmicos vistos anteriormente. Possui uma bobina de grossas espiras, cujo valor das correntes nominais coincide com o dos relés RM2F.

A temporização dos relés RM2R é dada através de um sistema de relojoaria que permite ajuste entre 1 e 5 s.

c) Relés de sobrecorrente estáticos

São dispositivos fabricados de componentes estáticos, montados em caixa metálica blindada para evitar a interferência do campo magnético dos condutores de alta tensão, em cujos bornes dos disjuntores são instalados.

FIGURA 9.30
Relé eletrônico



(a) Vista frontal (b) Perfil

Esses relés dispensam alimentação auxiliar, o que torna a sua aplicação bem mais conveniente nas subestações industriais e comerciais de pequeno e médio portes, em tensão inferior a 38 kV. O relé RPC-1 de fabricação Sprecher Energie é um exemplo desse tipo de relé, cujas características técnicas são exibidas no Capítulo 10. O ajuste de suas funções é efetuado através de seletores localizados no seu painel frontal, cada um deles contendo uma escala adequada. Para melhor entendimento, observar a Figura 9.30 que mostra um relé eletrônico detalhando os ajustes localizados em sua parte frontal, conforme Figura 9.30 (a), e sua vista em perfil, conforme Figura 9.30 (b). Esses relés são constituídos basicamente de três módulos, tal como se apresenta o relé RPC–1 da Sprecher Energie, ou seja:

– Transformadores de corrente

Cada unidade possui um transformador de corrente que determina a corrente nominal do relé e que deve ser compatível com a corrente máxima do circuito a ser protegido.

– Circuitos eletrônicos

É composto de um conjunto de placas de elementos estáticos, onde se processa toda a lógica de atuação do relé.

– Dispositivos de saída

É formado por um sistema mecânico que atua mediante um sinal elétrico enviado pelo processador lógico do relé. Esses relés são montados em cada pólo do disjuntor. Devido à vibração do disjuntor no momento da desconexão de seus terminais, é aconselhável realizar a ligação do relé ao barramento da subestação através de um condutor flexível.

A característica de atuação dos relés RPC-1 não é afetada pela umidade, poeira e temperatura do meio ambiente no nível em que é afetado o relé fluidodinâmico. As características elétricas e os ajustes correspondentes estão definidos no Capítulo 10.

9.3.10.1 Especificação sumária

Sem entrar no assunto de proteção do sistema, o relé primário da Figura 9.1 poderá ser assim descrito:

Relé primário de ação direta, do tipo eletromecânico, corrente nominal de 100 A, tensão nominal de 15 kV, faixa de ajuste de (60 a 120) A, com temporizador fluidodinâmico e diafragma para definição da curva de temporização.

9.3.11 Disjuntor de Potência (10)

É um equipamento destinado à manobra e à proteção de circuitos primários capaz de interromper grandes potências de curto-circuito durante a ocorrência de um defeito.

Os disjuntores estão sempre associados a relés, sem os quais não passariam de simples chaves com alto poder de interrupção.

Entre os tipos mais conhecidos de disjuntores podem ser citados:

- disjuntores a grande volume de óleo;
- disjuntores a pequeno volume de óleo;
- disjuntores a vácuo;
- disjuntores a hexafluoreto de enxofre (SF_6).

Na ordem cronológica de construção de disjuntores, surgiram, primeiramente, os disjuntores a grande volume de óleo. Devido ao seu baixo poder de interrupção, estão sendo gradativamente abandonados desde o advento dos disjuntores a pequeno volume de óleo que, basicamente, serão o objeto deste estudo. Os disjuntores a vácuo vêm gradativamente ganhando mercado no segmento de média tensão em substituição aos disjuntores a pequeno volume de óleo. Os disjuntores a hexafluoreto de enxofre (SF_6), em geral, apresentam preços mais elevados que os disjuntores a vácuo e concorrem no segmento de média tensão. A interrupção da corrente dá-se no interior de um recipiente estanque que contém SF_6, a uma pressão aproximada de 16 kg/cm^2 para disjuntores de dupla pressão.

Atualmente, as modernas instalações industriais de média tensão (classe 15 kV) utilizam largamente disjuntores tripolares a pequeno volume de óleo. São constituídos dos seguintes elementos:

- carrinho de apoio (não necessário ao seu funcionamento);
- pólos que abrigam os elementos de contato e a câmara de interrupção;
- suporte metálico de sustentação dos pólos e do mecanismo de comando.

A Figura 9.31 mostra um disjuntor a grande volume de óleo, enquanto a Figura 9.32 fornece os detalhes de um disjuntor a pequeno volume de óleo, ambos fixados no carrinho de apoio.

O princípio de interrupção dos disjuntores, em geral, está na absorção da energia que se forma durante a abertura dos seus contatos. Uma parte do óleo em torno do arco se transforma em gases, notadamente o hidrogênio, o acetileno e o metano, provocando uma elevada pressão na câmara hermeticamente fechada proporcional ao valor da corrente interrompida. Essa pressão gera um grande fluxo de

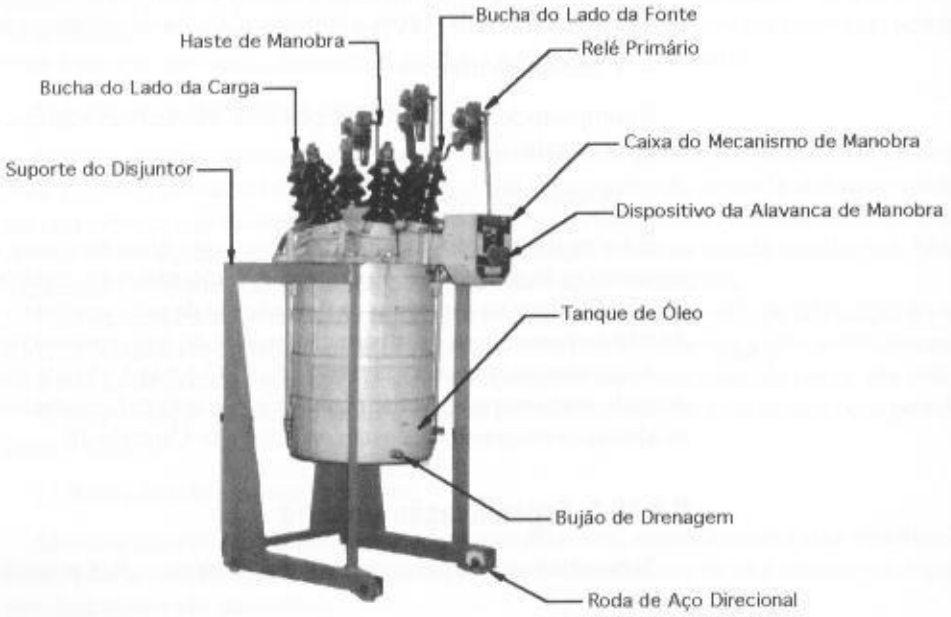


FIGURA 9.31
Disjuntor a grande volume de óleo



FIGURA 9.32
Disjuntor a pequeno volume de óleo

óleo dirigido sobre o arco, extinguindo-o e devolvendo a rigidez dielétrica ao meio isolante. O fluxo de óleo atua sobre o arco em jato transversal para correntes muito elevadas de interrupção, ou jato axial para pequenas correntes capacitivas ou indutivas. Os gases, formados durante uma operação de interrupção de corrente, novamente se condensam deixando muitas vezes pequenos resíduos.

Uma das funções principais dos dispositivos de extinção de arco é desionizar a zona de interrupção quando a corrente atinge o ponto zero do ciclo alternado, evitando-se que haja formação de um novo arco, principalmente quando a abertura do circuito se dá na presença de correntes capacitivas.

Os disjuntores a pequeno volume de óleo podem ser fabricados para montagem fixa ou extraível com operação de fechamento manual ou automática.

Cabe alertar que em projetos industriais não devem ser admitidos relés de religamento no acionamento de disjuntores. Desde que se efetue o desligamento do disjuntor, a equipe de manutenção da instalação deve identificar a causa, sanar o defeito para depois restabelecer o circuito.

A capacidade de interrupção de um disjuntor está ligada diretamente à sua tensão de serviço. Assim, se um disjuntor estiver operando num circuito cuja tensão seja inferior à sua tensão nominal, a sua capacidade de interrupção será, proporcionalmente, reduzida.

Existem vários fabricantes nacionais de disjuntores da classe de 15 kV. A Tabela 9.7 indica as principais características dos disjuntores a pequeno volume de óleo de fabricação Sace, do tipo RP. Para maiores informações, deve-se consultar o catálogo do fabricante.

TABELA 9.7
Características dos disjuntores a óleo – 15 kV – RP Sace

Descrição	Características				Unidade
Corrente nominal	400		630		A
Tensão nominal	11,4	15,2	11,4	15,2	kV
Freqüência	50/60		50/60		Hz
Poder de ruptura nominal	250		250		MVA
Corrente nominal de ruptura	12,7	9,5	12,7	9,5	kA
Corrente nominal de fechamento	38				kA
Tempo de interrupção	0,085				s
Tempo de abertura	0,070				s
Tempo de fechamento	0,060				s
Tensão suportável de impulso	125				kV

9.3.11.1 Especificação sumária

No pedido de um disjuntor devem constar, no mínimo, as seguintes informações:

- tensão nominal, em kV;
- corrente nominal, em A;
- capacidade de interrupção nominal, em kA;
- tempo de interrupção;
- freqüência nominal;
- tipo de comando: manual ou motorizado;
- tensão suportável de impulso, em kV;
- acionamento: frontal ou lateral;
- montagem: fixa ou extraível;
- construção: aberta ou blindada.

Relativamente ao diagrama unifilar base da Figura 9.1, tem-se:

Disjuntor tripolar, a pequeno volume de óleo, comando manual, acionamento frontal, montagem fixa sobre carrinho, construção aberta, tensão nominal de utilização de 15,2 kV, corrente nominal de 400 A, capacidade de interrupção simétrica de 250 MVA, tensão suportável de impulso de 125 kV e freqüência de 60 Hz.

9.3.12 Fusíveis Limitadores de Corrente (11)

Os fusíveis limitadores primários são dispositivos extremamente eficazes na proteção de circuitos de média tensão devido às suas excelentes características de tempo e corrente.

São utilizados na proteção de transformadores de força acoplados, em geral, a um seccionador interruptor ou, ainda, na substituição do disjuntor geral de uma subestação de consumidor de pequeno porte, quando associados a um seccionador interruptor automático.

A principal característica desse dispositivo de proteção é a sua capacidade de limitar a corrente de curto-circuito devido aos tempos extremamente reduzidos em que atua. Além disso, possui uma elevada capacidade de ruptura, o que torna este tipo de fusível adequado para aplicação em sistemas onde o nível de curto-circuito é de valor muito alto.

Normalmente, os fusíveis limitadores podem ser utilizados tanto em ambientes internos como externos, dependendo apenas das características de uso dos seccionadores aos quais estão associados.

Os fusíveis limitadores primários são constituídos de um corpo de porcelana vitrificada, ou simplesmente esmaltada, de grande resistência mecânica, dentro do qual estão os elementos ativos desse dispositivo.

Os fusíveis limitadores primários são instalados em bases próprias individuais, conforme mostrado na Figura 9.33, ou em bases incorporadas aos seccionadores sobre os quais vão atuar, conforme Figura 9.24.

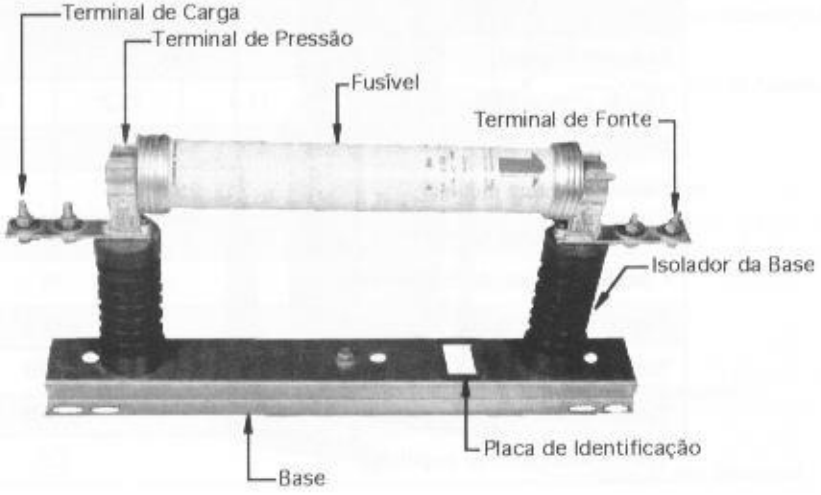


FIGURA 9.33
Base para fusível limitador de corrente

TABELA 9.8
Dimensões das bases (ordem de grandeza)

Tensão Nominal (kV)	Dimensões (mm)		
	A	B	C
7,2	246	275	292
12	374	275	292
17,5	374	290	292
24	568	330	443
36	605	410	537

A Tabela 9.8 fornece, em ordem de grandeza, as principais dimensões das bases mencionadas.

Os fusíveis se compõem, geralmente, de vários elementos metálicos ligados em paralelo, apresentando ao longo do seu comprimento seções estreitas. Estão envolvidos no interior de um corpo cilíndrico de porcelana por uma homogênea camada de areia de quartzo de granulometria bastante reduzida e que se constitui no meio extintor.

Desta forma, quando o elemento fusível queima, o arco decorrente desta ação funde a areia de quartzo que envolve o local da ruptura, resultando um corpo sólido que ocupa o espaço aberto entre as extremidades que ficam do lado da fonte e da carga, garantindo a interrupção da continuidade do circuito elétrico.

Certos tipos de fusível são dotados de um percursor numa de suas extremidades que, após a fusão do elemento metálico, provoca disparo do seccionador interruptor ao qual está acoplado. A força resultante do percursor pode ser obtida a partir do diagrama da Figura 9.34. Em vez do percursor, há fusíveis que trazem apenas um dispositivo de sinalização ótica, indicando a condição de disparo.

A Figura 9.35 fornece alguns detalhes construtivos deste tipo de fusível, enquanto a Figura 9.36 mostra a parte externa do mesmo fusível.

Como poderá ser visto posteriormente, é importante a observância das características elétricas dos fusíveis limitadores primários, principalmente no seu comportamento quanto às pequenas correntes de interrupção. Essas características são:

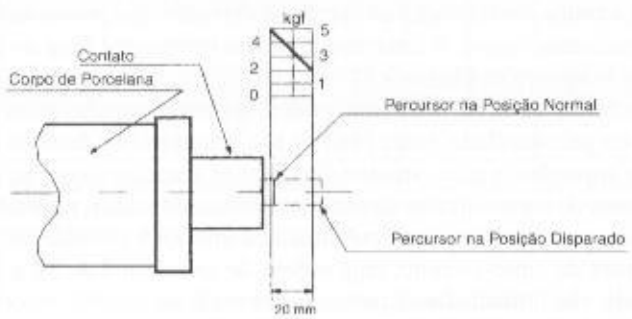


FIGURA 9.34
Curva de disparo do percursor

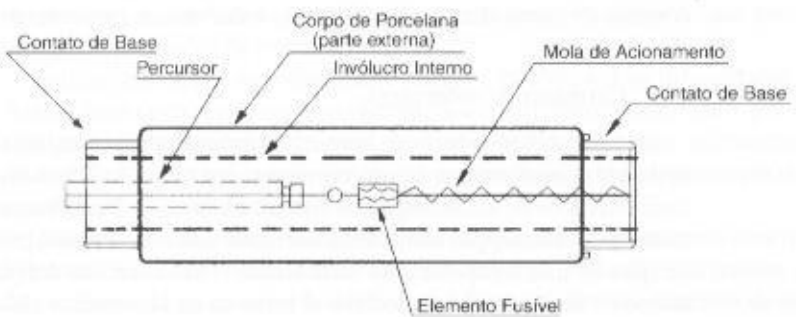


FIGURA 9.35
Parte interna de um fusível primário

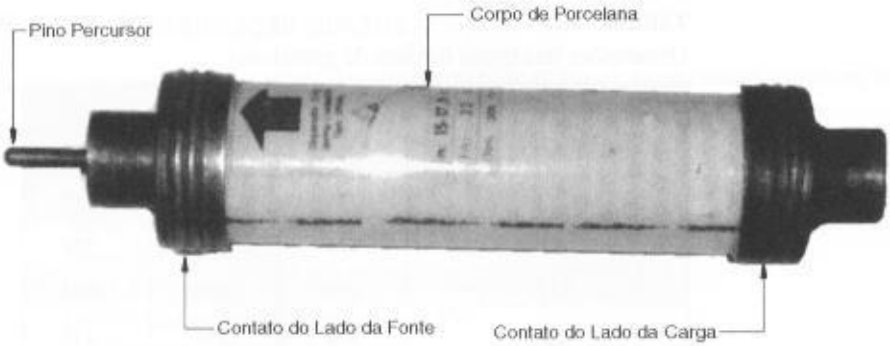


FIGURA 9.36
Parte externa de um fusível primário

a) Corrente nominal

É aquela que o elemento fusível deve suportar continuamente sem que seja ultrapassado o limite de temperatura estabelecido.

As correntes nominais variam freqüentemente em função do fabricante, porém com diferenças relativamente pequenas. Da mesma forma, são as dimensões dos fusíveis e, conseqüentemente, as suas bases. A Tabela 9.9 fornece as correntes nominais dos fusíveis limitadores em função da tensão nominal.

Quando a corrente do circuito for superior a 150 A, podem ser utilizados dois fusíveis limitadores em paralelo.

b) Tensão nominal

É aquela para a qual o fusível foi dimensionado, respeitadas as condições de corrente e temperatura especificadas.

Os fusíveis limitadores apresentam duas tensões nominais, sendo uma indicativa da tensão de serviço e outra da sobretensão permanente do sistema. Em geral, esses fusíveis são fabricados para as seguintes tensões nominais: 3/3,6 - 6/7,2 - 10/12 - 15/17,5 – 20/24 - 30/36 kV.

c) Correntes de interrupção

São aquelas capazes de sensibilizar a sua operação. As correntes de interrupção podem ser reconhecidas em duas faixas distintas: correntes de curto-circuito e correntes de sobrecarga.

- Correntes de curto-circuito

São assim consideradas as correntes elevadas que provocam a atuação do fusível em tempos extremamente curtos. A interrupção dessas correntes é feita no primeiro semiciclo da onda, conforme se mostra na Figura 9.37.

As correntes de curto-circuito podem ser interrompidas antes que atinjam o seu valor de crista. Por esta peculiaridade, esses fusíveis são denominados fusíveis limitadores de corrente. É de extrema importância essa característica para os sistemas elétricos, já que os esforços resultantes das correntes de curto-circuito são extremamente reduzidos, podendo-se dimensionar os equipamentos com capacidade de corrente dinâmica inferior à corrente de crista do sistema em questão. As correntes de curto-circuito, cuja ordem de grandeza é de 15 a 30 vezes a corrente nominal dos fusíveis, são limitadas num tempo inferior a 5 ms.

Através dos gráficos da Figuras 10.23 e 10.24 podem ser determinados os valores das correntes de curto-circuito limitadas pelos fusíveis em função de sua corrente nominal, considerando a corrente de curto-circuito simétrica, de valor eficaz, presente no sistema no ponto de sua instalação.

- Correntes de sobrecarga

Os fusíveis limitadores de corrente primária não apresentam um bom desempenho quando solicitados a atuar perante baixas correntes, em torno de 2,5 vezes a sua corrente nominal, valores característicos de sobrecarga nos sistemas elétricos. Desta forma, a norma IEC define a corrente mínima de interrupção como sendo o menor valor da corrente presumida que um fusível limitador é capaz de interromper a uma dada tensão. Para correntes inferiores à mínima de interrupção, o tempo de fusão do elemento fusível torna-se extremamente elevado, podendo atingir frações de

TABELA 9.9
Correntes nominais dos fusíveis para várias tensões

Correntes Nominais dos Fusíveis (A)	Tensão Nominal (kV)									
	3/3,6	6/7,2			10/12	15/17,5			20/24	30/36
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0,50	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
1,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
2,50	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
4,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
5,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
6,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
8,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
10,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
12,50	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
16,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
20,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
32,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
40,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
50,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
63,00	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
75,00	×		×	×	×	×	×	×	×	×
80,00	×		×	×	×	×	×	×	×	×
125,00	×		×	×	×		×	×		
160,00	×		×	×	×		×	×		
200,00	×		×	×			×	×		
250,00	×		×	×						
315,00	×		×	×						
400,00	×		×	×						
500,00	×		×	×						

Os fusíveis apresentam os seguintes tamanhos: 1 - 192 × 225 mm; 2 - 192 × 225 mm; 3 - 292 × 225 mm; 4 - 442 × 475 mm; 5 - 292 × 325 mm; 6 - 292 × 325 mm; 7 - 442 × 475 mm; 8 - 537 × 570 mm; 9 - 442 × 475 mm; 10 - 537 × 570 mm; × - indicação de que existe comercialmente o fusível

horas, liberando, deste modo, uma elevada quantidade de energia que poderia levar à ruptura o corpo de porcelana. Isso se deve ao fato de que os diversos elementos do fusível, possuindo coeficientes de dilatação diferentes e submetidos às mesmas condições térmicas, se dilatam de maneira desigual, resultando forças internas extremamente elevadas que podem culminar com a explosão do invólucro de porcelana.

Adicionalmente a esse fenômeno surgem, porém, outras dificuldades de natureza dielétrica. Assim, para correntes um pouco acima da corrente mínima de fusão, pelo fato de o elemento fusível não se fundir uniformemente, verificam-se alguns pontos de reacendimento dada a redução da rigidez dielétrica do meio isolante, em virtude da geração de energia decorrente do tempo excessivamente longo de duração da corrente.

Ante o exposto, os fusíveis limitadores primários não apresentam uma resposta satisfatória para correntes baixas com características de sobrecarga, podendo, em muitos casos, chegar à ruptura do invólucro. Uma maneira de evitar isso é dotar os circuitos elétricos de elementos de sobrecarga

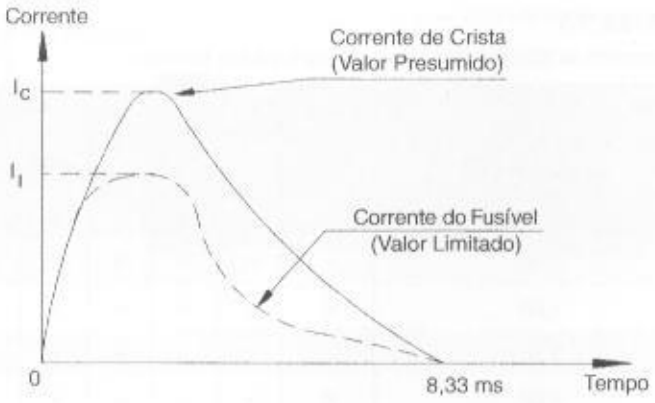


FIGURA 9.37
Representação senoidal do corte do fusíveis limitadores

capazes de atuar para as correntes perigosas aos fusíveis limitadores antes que estes atinjam as condições anteriormente descritas.

Como conseqüência dos reacendimentos devidos às baixas correntes, surgem sobretensões elevadas no sistema que podem comprometer o desempenho da proteção.

d) Efeitos das correntes de curto-circuito

Como se sabe, as correntes de curto-circuito solicitam demasiadamente os sistemas elétricos através de dois parâmetros: a corrente térmica e a corrente dinâmica.

• Corrente térmica de curto-circuito

Como os fusíveis limitadores atuam num tempo extremamente curto, os efeitos térmicos da corrente de curto-circuito são muito reduzidos, já que dependem do tempo que a corrente perdurou no circuito.

• Corrente dinâmica de curto-circuito

Os efeitos dinâmicos das correntes de curto-circuito podem afetar mecanicamente as chaves, barramentos, isoladores suportes etc., podendo esses equipamentos chegar à ruptura. Como os fusíveis limitadores, dependendo da corrente, não permitem que a corrente de curto-circuito atinja o seu valor de pico, como se mostra na Figura 9.37, o sistema fica aliviado de receber uma carga mecânica, às vezes extremamente elevada.

e) Capacidade de ruptura

Os fusíveis limitadores apresentam uma elevada capacidade de ruptura que normalmente supera os valores encontrados na maioria dos casos práticos. A corrente nominal de ruptura é geralmente fornecida pelo fabricante para um fator de potência de curto-circuito muito baixo, da ordem de 0,15. Esse valor deve ser comparado com os valores obtidos nos circuitos, nos pontos onde serão instalados os fusíveis limitadores. A Tabela 9.10 fornece como valor médio a capacidade de ruptura dos fusíveis limitadores.

TABELA 9.10
Capacidade de ruptura dos fusíveis limitadores

Tensão Nominal (kV)	Potência (MVA)
3/3,6	700
7,2/12	1000
15/17,5	1000
20/24	1000
30/36	1500

9.3.12.1 Especificação sumária

No pedido de um fusível limitador de corrente devem constar no mínimo as seguintes informações:

- tensão nominal, em kV;
- corrente nominal, em A;
- capacidade de interrupção nominal, em kA;
- fornecimento com o sinalizador ótico e/ou pino percursor;
- designação da base na qual irá operar.

A sua especificação sumária pode assim ser formulada:

Fusível limitador de corrente provido de sinalizador ótico, tensão nominal de 15/17,5 kV, corrente nominal de 50 A, capacidade mínima de interrupção de 10 kA.

9.3.13 Transformador de Potência (12)

É um equipamento que, por meio de indução eletromagnética, transfere energia de um circuito chamado primário para um ou mais circuitos denominados secundário ou terciário, respectivamente, sendo mantida a mesma freqüência, porém com tensões e correntes diferentes.

Quanto ao meio isolante, os transformadores se classificam em:

- transformadores imersos em óleo mineral isolante;
- transformadores a seco.

Este livro contemplará somente os transformadores imersos em óleo, devido à quase exclusividade de sua utilização em projetos industriais. Os transformadores a seco são empregados mais especificamente em instalações de prédios de habitação ou em locais de alto risco para a vida das pessoas e do patrimônio. São construídos, em geral, em resina epóxi.

Um transformador imerso em óleo mineral é composto basicamente de três elementos:

- tanque ou carcaça;
- parte ativa (núcleo e enrolamentos);
- acessórios (terminais, ganchos, registros etc.).

O seu funcionamento está fundamentado nos fenômenos de mútua indução magnética entre os dois circuitos (primário e secundário) eletricamente isolados, porém magneticamente ligados.

A equação fundamental de operação de um transformador é:

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_1}{I_2} \tag{9.7}$$

N_1 – número de espiras do enrolamento primário;
N_2 – número de espiras do enrolamento secundário;
V_1 – tensão aplicada nos terminais da bobina do primário;
V_2 – tensão de saída nos terminais da bobina do secundário;
I_1 – corrente que circula no enrolamento primário;
I_2 – corrente que circula no enrolamento secundário.

Os transformadores podem ser, quanto ao número de fases:

- monobucha (F-T);
- monofásico (F-N);
- bifásico (2F);
- trifásico (3F).

Ao longo deste livro só se fará referência aos transformadores trifásicos, devido à sua quase total utilização em sistemas industriais, no Brasil. A Figura 9.38 apresenta um transformador trifásico a óleo mineral de fabricação CEMEC (Fortaleza – Ceará) com a indicação de todos os seus elementos externos.

Quanto às características elétricas, os transformadores podem assim ser estudados:

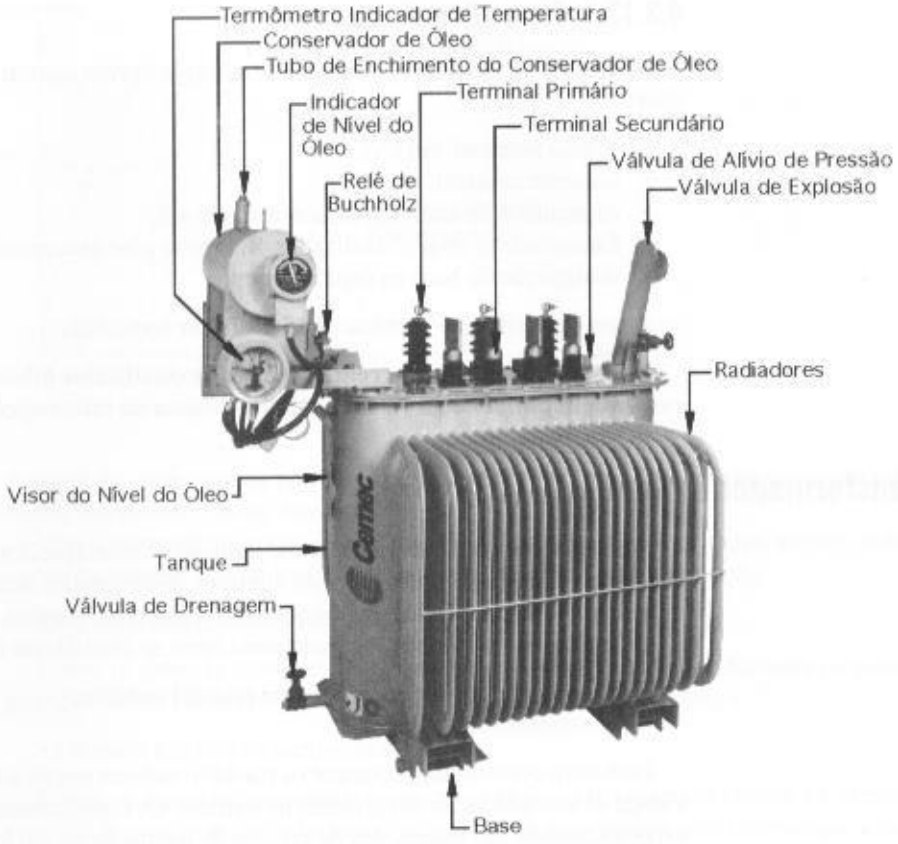


FIGURA 9.38
Transformador de distribuição

a) Potência nominal

É a potência que o transformador fornece continuamente a uma determinada carga, sob condições de tensão e freqüência nominais, dentro dos limites de temperatura especificados por norma. A determinação da potência nominal do transformador em função da carga que alimenta é dada pela Equação (9.8).

$$P_t \frac{\sqrt{3} \times V_s \times I_c}{1.000} \text{ (kVA)} \tag{9.8}$$

V_s – tensão secundária de alimentação da carga, em V;
I_c – corrente da carga conectada, em A.

As potências nominais padronizadas e usuais estão discriminadas na Tabela 9.11.

b) Tensão nominal

É o valor eficaz da tensão para a qual o transformador foi projetado segundo perdas e rendimento especificados. Este livro se restringe a abordar transformadores projetados para a classe 15 kV.

Em geral, os transformadores são dotados de derivações ou tapes utilizados quase sempre para elevar a tensão de saída do secundário, devido a uma tensão de fornecimento abaixo do valor requerido.

O tape de maior valor define a tensão nominal primária do transformador, isto é, a tensão para a qual foi projetado. Normalmente, o número máximo de derivações fica limitado a três, variando de 3,0 a 9,6% da tensão nominal especificada para o equipamento. Como exemplo, citando um transformador de tensão nominal de 13.800 V, os tapes disponíveis são 12.600, 13.200 e 13.800 V.

É importante lembrar que é constante o produto da tensão e corrente no primário e secundário. Considerar, por exemplo, um transformador de 225 kVA, tensão nominal de 13.800/380 V, operando numa rede com tensão nominal primária de mesmo valor, por motivo de abaixamento da tensão de fornecimento, o transformador foi religado no tape de 12.600 V; logo, a corrente será aumentada de:

$V_{t1} \times I_{t1} = V_{t2} \times I_{t2}$

V_{t1} – tensão no primário no tape 1;
V_{t2} – tensão no primário no tape 2;
I_{t1} – corrente no tape 1;
I_{t2} – corrente no tape 2.

$13.800 \times I_{t1} = 12.600 \times I_{t2}$

$$I_{t1} = \frac{225}{\sqrt{3} \times 13{,}80} = 9{,}4 \text{ A}$$

$13.800 \times 9{,}4 = 12.600 \times I_{t2} \rightarrow I_{t2} = 10{,}29$ A

Se a tensão de fornecimento fosse de 12.400 V, a tensão secundária assumiria o valor de:

$$V_s = \frac{12.400}{12.600} \times 380 = 374 \text{ V}$$

c) Tensão nominal de curto-circuito

É medida curto-circuitando-se os terminais secundários do transformador e alimentando-o no primário com uma tensão que faça circular nesse enrolamento a corrente nominal. O valor percentual desta tensão em relação à nominal é numericamente igual ao valor da impedância em percentagem, ou seja:

$$V_{pt} = \frac{V_{nccp}}{V_{npt}} \times 100 \ (\%) \tag{9.9}$$

Z_{pt} – tensão nominal de curto-circuito, em % ou impedância percentual;
V_{nccp} – tensão nominal de curto-circuito aplicada aos terminais do enrolamento primário, em V;
V_{npt} – tensão nominal primária do transformador, em V;

Caso se deseje conhecer a impedância do transformador em valor ôhmico, pode-se usar a Equação (9.10).

$$Z_{\Omega t} = \frac{10 \times Z_{pt} \times V_{np}^2}{P_{nt}} \ (\Omega) \tag{9.10}$$

P_{nt} – potência nominal do transformador, em kVA;
V_{np} – tensão nominal primária do transformador, em kV.

Uma impedância percentual de 5,5% correspondente a um transformador de 1.000 kVA – 13.800/380 V tem como impedância ôhmica o valor de:

$$Z_{\Omega t} = \frac{10 \times 5{,}5 \times 13{,}80^2}{1.000} = 10{,}4 \ (\Omega)$$

d) Componentes percentuais da tensão nominal de curto-circuito

É determinada a partir da composição vetorial dos componentes de tensão resistiva e reativa, ou seja:

- Componente de tensão resistiva percentual ou resistência percentual

É o componente ativo da tensão percentual, cujo valor é dado pela Equação (9.11).

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} \ (\%) \tag{9.11}$$

P_{cu} – perdas ôhmicas de curto-circuito, ou simplesmente perdas no cobre, em W (Tabela 9.11);
P_{nt} – potência nominal do transformador, em kVA.

- Componente de tensão reativa percentual ou reatância percentual

TABELA 9.11
Dados característicos de transformadores trifásicos em óleo para instalação interior ou exterior – classe 15 kV – primário em estrela ou triângulo e secundário em estrela – 60 Hz

Potência (kVA)	Tensão (V)	Perdas (W)		Rendimento (%)	Regulação (%)	Impedância (%)
		A Vazio	Cobre			
15	220 a 440	120	300	96,24	3,32	3,5
30	220 a 440	200	570	96,85	3,29	3,5
45	220 a 440	260	750	97,09	3,19	3,5
75	220 a 440	390	1.200	97,32	3,15	3,5
112,5	220 a 440	520	1.650	97,51	3,09	3,5
150	220 a 440	640	2.050	97,68	3,02	3,5
225	380 ou 440	900	2.800	97,96	3,63	4,5
300	220	1.120	3.900	97,96	3,66	4,5
	380 ou 440		3.700	98,04	3,61	4,5
500	220	1.700	6.400	98,02	3,65	4,5
	380 ou 440		6.000	98,11	3,6	4,5
750	220	2.000	10.000	98,04	4,32	5,5
	380 ou 440		8.500	98,28	4,2	5,5
1.000	220	3.000	12.500	98,10	4,27	5,5
	380 ou 440		11.000	98,28	4,19	5,5
1.500	220	4.000	18.000	98,20	4,24	5,5
	380 ou 440		16.000	98,36	4,16	5,5

Conhecido o valor da tensão percentual de curto-circuito do transformador, fornecido pelo fabricante, aplica-se a Equação (9.12) para se obter o valor da tensão reativa percentual, ou seja

$$X_{pt} = \sqrt{Z_{pt}^2 - R_{pt}^2} \tag{9.12}$$

Z_{pt} – impedância percentual de placa do transformador.

e) Perdas elétricas

Os transformadores apresentam perdas elétricas pequenas quando comparadas com suas potências nominais. Mas sendo uma máquina que opera, em geral, continuamente, a energia desperdiçada pode ser relevante e, portanto, considerada nas avaliações energéticas, conforme Capítulo 15.

As perdas dos transformadores referem-se a perdas no núcleo e a perdas nos enrolamentos.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (9.2)

Considerar um transformador de 225 kVA, 13.800–380/220 V do qual se deseja saber os valores percentuais das quedas de tensão resistiva e reativa.

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{2.800}{10 \times 225} = 1,24\%$$

$$X_{pt} = \sqrt{Z_{pt}^2 - R_{pt}^2} = \sqrt{4,5^2 - 1,24^2} = 4,32\%$$

P_{cu} = 2.800 W (Tabela 9.11)
Z_{pt} = 4,5% (Tabela 9.11)

f) Regulação

Representa a variação de tensão no secundário do transformador, desde o seu funcionamento a vazio até a operação a plena carga, considerando a tensão primária constante.

Também denominada queda de tensão industrial, pode ser calculada em função dos componentes ativo e reativo, da impedância percentual do transformador, do fator de potência e do fator de carga, conforme a Equação (9.13).

$$R = F_c \times \left[R_{pt} \times \cos\psi + X_{pt} \times \operatorname{sen}\psi + \frac{(X_{pt} \times \cos\psi - R_{pt} \times \operatorname{sen}\psi)^2}{200} \right] \quad (9.13)$$

R – regulação;
F_c – fator de carga;
ψ – ângulo do fator de potência.

O valor da tensão no secundário do transformador, correspondente às condições de carga a que está submetido, é dado pela Equação (9.14), ou seja:

$$V_{sc} = V_{nst} \times \left(1 - \frac{R}{100}\right) (\text{V}) \quad (9.14)$$

V_{nst} – tensão nominal do secundário, em V.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (9.3)

Considerar um transformador de 225 kVA, 13.800–380/220 V operando numa instalação cujo fator de carga é 0,75. Deseja-se determinar o valor da regulação ou variação de tensão no secundário, sabendo-se que o fator de potência da carga é 0,80. Os valores de R_{pt} e X_{pt} foram calculados no exemplo anterior.

$$R = 0{,}75 \times \left[1{,}24 \times 0{,}80 + 4{,}32 \times 0{,}6 + \frac{(4{,}32 \times 0{,}80 - 1{,}24 \times 0{,}6)^2}{200} \right] \rightarrow R = 2{,}71\%$$

Logo, a tensão secundária vale:

$$V_{sc} = 380 \times \left(1 - \frac{2{,}71}{100}\right) = 369{,}7 \text{ V}$$

g) Rendimento

É a relação entre a potência elétrica fornecida pelo secundário do transformador e a potência elétrica absorvida pelo primário. Pode ser determinado pela Equação (9.15).

$$\eta = 100 - \frac{100 \times (P_{fe} + F_c^2 \times P_{cu})}{F_c \times P_{nt} \times \cos\psi + P_{fe} + F_c^2 \times P_{cu}} \quad (9.15)$$

P_{fe} – perdas no ferro, em kW;
ψ – ângulo do fator de potência.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (9.4)

Tomando como exemplo as condições previstas anteriormente, determinar o rendimento do transformador de 225 kVA.

$$\eta = 100 - \frac{100 \times (0{,}90 + 0{,}75^2 \times 2{,}80)}{0{,}75 \times 225 \times 0{,}80 + 0{,}90 + 0{,}75^2 \times 2{,}8}$$

$$\eta = 100 - 1{,}8 = 98{,}2\%$$

$P_{fe} = 0{,}90$ kW (Tabela 9.11)
$P_{cu} = 2{,}8$ kW (Tabela 9.11)

Para determinar o rendimento máximo de um transformador, deve-se modular a carga de modo a se obter um fator de carga dado pela Equação (9.16).

$$F_c = \sqrt{\frac{P_{fe}}{P_{cu}}} \tag{9.16}$$

Logo, aplicando-se a fórmula anterior ao transformador de 225 kVA, tem-se um fator de carga igual a:

$$F_c = \sqrt{\frac{0,90}{2,80}} \; 0,566 \rightarrow F_c = 56,6\% \text{ de carregamento}$$

h) Deslocamento angular

É a diferença entre os fasores que representam as tensões entre o ponto neutro (real ou ideal) e os terminais correspondentes de dois enrolamentos, quando um sistema de seqüência positiva de tensão é aplicado aos terminais de tensão mais elevada, na ordem numérica desses terminais. Admite-se que os fasores giram no sentido anti-horário.

Sendo, por convenção, os terminais primários e secundários dos transformadores indicados, respectivamente, pelas referências H1 – H2 – H3 e X0 – X1 – X2 – X3, os vários diagramas podem ser confrontados diretamente, estabelecendo-se que se trace, primeiramente, o triângulo das tensões concatenadas primárias, posicionando para cima o vértice H2, correspondente à fase central, quando está o vértice H1 em adiantamento e o vértice H3 em atraso. A Figura 9.39 representa um exemplo de conexão em que o deslocamento angular vale 30°.

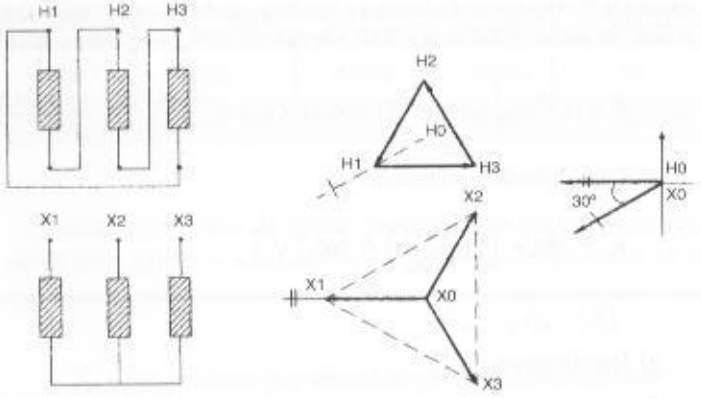


FIGURA 9.39
Exemplo de medida do deslocamento angular

A Figura 9.40 mostra as ligações dos transformadores trifásicos e os respectivos defasamentos angulares.

i) Líquido isolante

O líquido isolante nos transformadores tem a função de transferir o calor gerado pelas partes internas do equipamento para as paredes do tanque e dos radiadores, que são resfriadas naturalmente ou por ventilação forçada, fazendo com que o óleo volte novamente ao interior retirando calor e passando ao exterior, num ciclo contínuo, segundo o fenômeno de convecção.

O óleo mineral para transformador deve apresentar uma alta rigidez dielétrica e excelente fluidez, além de manter as suas características naturais praticamente inalteradas perante temperaturas elevadas.

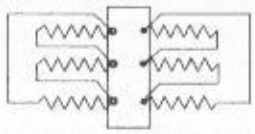
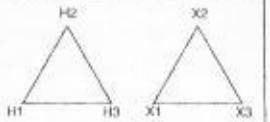
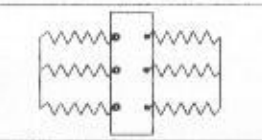
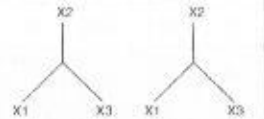
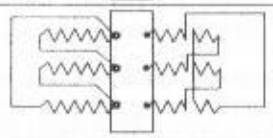
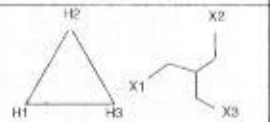
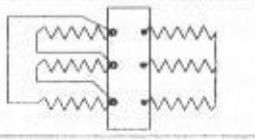
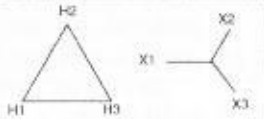
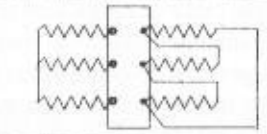
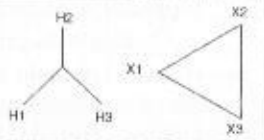
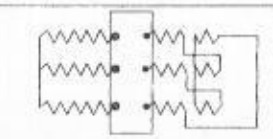
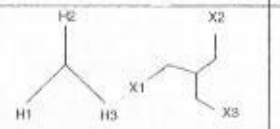
O óleo mineral é inflamável e, portanto, cuidados devem ser tomados na instalação de transformadores. No caso de projetos industriais de produtos de alto risco de incêndio, usando-se transformadores a óleo, estes devem ser localizados distantes e fora da área de risco.

Existe, entretanto, um tipo de líquido isolante, chamado *ascarel*, cujas propriedades elétricas se assemelham às do óleo mineral, com a vantagem de não ser inflamável. Devido ao seu alto poder de poluição, está proibida a sua utilização no território nacional.

Quando for estritamente necessária a instalação de transformadores não inflamáveis, devem ser especificados transformadores a seco ou a silicone.

Os transformadores podem conter óleo mineral do tipo parafínico ou naftênico.

FIGURA 9.40
Ligação de transformadores trifásicos

Ligações dos Enrolamentos AT	Ligações dos Enrolamentos BT	Diagrama de Ligação	Esquema de Ligação	Defasamento Angular (Em graus)
Triângulo D	Triângulo d			0
Estrela Y	Estrela y			0
Triângulo D	Ziguezague z			0
Triângulo D	Estrela y			30
Estrela Y	Triângulo d			30
Estrela Y	Ziguezague z			30

j) Tanque ou carcaça

O tanque dos transformadores varia de formato desde a aparência ovalar até a forma retangular. Os transformadores de maior potência possuem radiadores que servem para aumentar a área de dissipação de calor para o meio exterior.

Transformadores de potência igual ou superior a 500 kVA, em geral, são providos de tanque de expansão de óleo montado na parte superior da carcaça.

k) Limites de temperatura de operação

Os transformadores devem operar dentro de suas características nominais, desde que a temperatura do meio ambiente não exceda aos limites definidos em norma.

Quando instalados em altitudes superiores a 1.000 m, os limites de temperatura são reduzidos, devido à diminuição da densidade do ar que, em conseqüência, reduz a transferência de calor para o meio exterior.

A NBR 5416 estabelece no item 4.1 a limitação de temperatura dos transformadores de potência.

l) Carregamento

Como abordado no Capítulo 1, o ciclo de carga de uma instalação é diário e irregular, existindo um período em que a carga solicitada alcança um valor superior aos demais durante o período diário, ao que se chama ponta de carga do ciclo ou valor máximo de demanda.

A NBR 5416 estabelece as condições de carregamento de transformadores de potência e apresenta as tabelas apropriadas para a determinação da perda de vida útil, em função da duração da ponta, da temperatura ambiente e do carregamento percentual inicial. A Tabela 9.12 indica o carregamento de transformadores de 55°C (limite de elevação de temperatura) com um carregamento inicial de 70%.

Ainda da NBR 5416, pode-se acrescentar:

A carga equivalente da ponta de carga é o valor médio quadrático obtido da Equação (9.17) para o período limitado sobre o qual a maior parte da ponta irregular real parece existir. A duração estimada da ponta de carga tem considerável influência sobre o cálculo da carga equivalente. Se a duração for superestimada, o valor médio quadrático da ponta poderá ficar consideravelmente abaixo da ponta de demanda máxima. Como precaução contra superaquecimento devido a sobrecargas breves e altas durante o período da ponta, o valor médio quadrático não deve ser menor que 90% da demanda máxima integrada no período de meia hora.

$$C_{eq} = \sqrt{\frac{P_1^2 \times T_1 + P_2^2 \times T_2 + \ldots + P_n^2 \times T_n}{T_1 + T_2 + \ldots + T_n}} \qquad (9.17)$$

$P_1, P_2, \ldots P_n$ – vários degraus de carga em percentagem, *pu*, kVA ou corrente real;
$T_1, T_2, \ldots T_n$ – durações respectivas dessas cargas.

Sugere-se que o intervalo de duração de carga seja de uma hora para aplicação da Equação (9.17).

Esse método pode ser usado para converter um ciclo de carga irregular, como mostrado na Figura 9.41, para um ciclo de carga retangular. Neste caso, a carga básica é 70% e a ponta 140% da potência nominal.

Através da Tabela 9.12 pode-se observar que a carga permissível após um carregamento contínuo de 70%, com temperatura ambiente de 30°C, é de 167% durante uma hora. Portanto, o transformador suportará esse ciclo de carga sem redução de sua vida normal esperada.

O cálculo do carregamento máximo do transformador, com base no que foi exposto, se faz bastante útil durante um período de contingência, quando se perde uma unidade de transformação mas é necessário que a indústria continue em operação com as unidades remanescentes durante um certo período, que pode, inclusive, ser determinado.

m) Acessórios

- Relé de Buchholz

Também conhecido como relé de gás, tem a finalidade de sinalizar o painel de controle e/ou acionar o equipamento de proteção quando há presença de gás no interior do transformador, em geral, devido à perda de isolação.

O relé de Buchholz é montado na parte intermediária do tubo de conexão, entre o tanque do transformador e o tanque de expansão. É provido de flutuadores que, ao serem atingidos pelas bolhas de gás, provocam fechamento de dois contatos elétricos responsáveis pelo acionamento do circuito de sinalização e ainda podem permitir a abertura do disjuntor de proteção do transformador.

São utilizados, normalmente, em unidades superiores a 750 kVA.

- Termômetro simples

Indica a temperatura da camada superior do óleo.

- Desumidificador de ar

Tem a finalidade de impedir a entrada de umidade através da abertura de passagem de ar que se dá sobre a superfície do líquido de refrigeração do transformador.

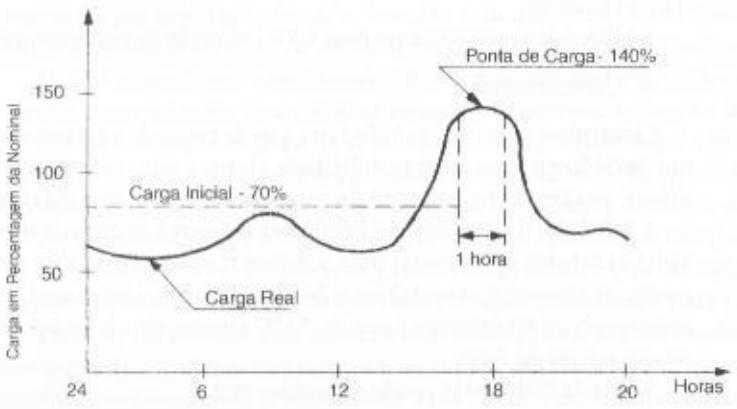


FIGURA 9.41
Representação de uma curva de carga correspondente à carga inicial de 70%

TABELA 9.12
Carregamento de transformadores 55°C - ONAN - Carga inicial - 70%

Temp. Ambiente (°C)		10			20			30			40			50		
A	B	C	D	E	C	D	E	C	D	E	C	D	E	C	D	E
0,5	Normal	200	125	50	200	135	60	188	136	68	170	134	76	141	126	82
	0,25							200	145	70	200	155	80	191	159	88
1	Normal	194	132	60	181	131	67	167	130	73	150	127	80	123	119	84
	0,25	200	137	61	200	147	71	196	154	80	183	153	87	168	151	94
2	Normal	171	126	67	159	125	73	146	124	78	130	121	82	106	113	85
	0,25	194	149	77	183	148	82	172	147	88	159	145	93	146	144	98
	0,50	200	155	79	191	155	85	180	155	91	168	153	96	155	151	101
4	Normal	151	119	71	140	118	75	128	117	79	114	114	83	94	107	84
	0,25	171	141	82	161	140	87	151	139	91	140	138	95	127	136	99
	0,50	177	149	86	168	148	91	158	147	95	147	145	99	136	144	103
	1,00	184	156	90	174	155	94	165	154	99	155	153	103	144	152	107
8	Normal	136	111	70	126	110	74	115	108	77	102	106	80	85	102	82
	0,25	154	131	81	145	131	85	135	130	89	125	129	93	114	128	97
	0,50	160	138	85	151	137	89	141	136	93	131	135	97	121	135	101
	1,00	166	145	89	157	145	93	148	144	97	138	143	101	128	142	105
	2,00	172	153	94	163	152	97	155	152	102	145	151	105	136	150	110
24	Normal	122	97	62	112	96	67	101	96	71	90	96	75	77	95	79
	0,25	139	115	73	130	115	77	120	115	81	110	115	86	99	114	90
	0,50	144	121	77	135	121	81	126	121	85	116	120	89	105	120	93
	1,00	149	128	80	141	128	84	132	128	89	122	127	93	112	127	97
	2,00	155	135	84	147	135	89	138	134	93	129	134	97	120	134	101
	4,00	161	142	89	153	142	93	145	142	97	135	141	101	126	141	105

A - duração da ponta em horas; B - perda de vida útil, em %; C - carga da ponta, em %; D - Temperatura do ponto mais quente em °C; E - Temperatura do topo do óleo em °C.

9.3.13.1 Especificação sumária

O pedido de compra de um transformador deve conter, no mínimo, os seguintes elementos:

- potência nominal;
- tensão nominal primária;
- tensão nominal secundária;
- derivações desejadas (tapes);
- perdas máximas no ferro e no cobre;
- ligação dos enrolamentos;
- tensão suportável de impulso;
- impedância percentual;
- acessórios desejados (especificar).

Com base no diagrama unifilar da Figura 9.1, tem-se:

Transformador trifásico de 750 kVA, tensão nominal primária 13.800 V, tensão nominal secundária 380 Y/220 V, com derivações 13.800/13.200/12.600 V, dispondo de ligação dos enrolamentos em triângulo primário e em estrela secundária com neutro acessível, impedância nominal percentual de 5,5%, freqüência de 60 Hz, perdas máximas no cobre de 8.500 W, perdas máximas no ferro de 2.000 W e tensão suportável de impulso 95 kV.

9.3.14 Cabos de Baixa Tensão (13)

Os condutores isolados são constituídos de fios de cobre mole em que a resistência mecânica à tração não é fator preponderante. Podem mais comumente ser assim construídos:



(a) Condutor unipolar (b) Condutor nu

FIGURA 9.42
Formação dos condutores

a) Fios e cabos com encordoamento simples

Quando o condutor é formado por um único fio ou por duas ou mais camadas de fios (coroas) de mesma seção transversal, concêntricas a um fio, conforme mostrado pela Figura 9.42 (a) e (b).

b) Cabos redondos com encordoamento compacto

São aqueles resultantes da compactação do cabo de encordoamento simples através de uma matriz, reduzindo a sua seção transversal e os espaços existentes entre os fios, conforme visto na Figura 9.9.

Em geral, os cabos singelos apresentam os seguintes tipos de encordoamento:

- seções de 1,5 a 6 mm^2: encordoamento redondo normal;
- seções superiores a 6 mm^2: encordoamento redondo compactado.

Os cabos são, em geral, isolados com dielétricos sólidos, cujo comportamento térmico e mecânico está classificado a seguir.

a) Termoplásticos

São materiais isolantes que, ao serem submetidos a uma elevação de temperatura, se mantêm em estado sólido até 120°C, tornando-se pastosos e finalmente líquidos se esta sofrer acréscimos sucessivos.

O dielétrico termoplástico mais comumente utilizado é o cloreto de polivinila (PVC).

b) Termofixos

São materiais isolantes que, ao serem submetidos a temperaturas elevadas, acima do seu limite, se carbonizam, sem passarem pelo estado líquido.

Comparativamente ao isolamento termoplástico, o dielétrico termofixo permite, para uma mesma seção transversal de um condutor, uma capacidade nominal de corrente significativamente superior.

Os dielétricos termofixos mais comumente utilizados são o polietileno reticulado (XLPE) e a borracha etilenopropileno (EPR).

Muito se tem discutido sobre as vantagens de um ou outro isolante. Os cabos isolados em EPR são mais flexíveis do que aqueles isolados em XLPE. Outras vantagens são anuladas quando se está trabalhando em tensão secundária.

9.3.14.1 Especificação sumária

O pedido de aquisição de um condutor secundário deve conter no mínimo as seguintes informações:

- seção nominal, em mm^2;
- classe de tensão;
- natureza do material condutor (cobre ou alumínio);
- material da isolação;

- material da capa de proteção;
- tipo (isolado, unipolar, bipolar, tripolar, quadripolar);
- tamanho da bobina.

Com base no diagrama unifilar da Figura 9. 1, tem-se:

Cabo de cobre unipolar isolado em PVC, 750 V, seção transversal de 300 mm², capa de PVC, em bobina de 100 m.

9.3.15 Disjuntor de Baixa Tensão (14)

É um equipamento de comando e de proteção de circuitos de baixa tensão, cuja finalidade é conduzir continuamente a corrente de carga sob condições nominais e interromper correntes anormais de sobrecarga e de curto-circuito.

9.3.15.1 Quanto ao tipo de construção

a) Disjuntores abertos

São aqueles em que o mecanismo de atuação, o dispositivo de disparo e outros são montados em estrutura, normalmente metálica, do tipo aberto. Em geral, são disjuntores trifásicos de corrente nominal elevada e próprios para montagem em quadros e painéis. Podem ser acionados manualmente ou a motor. São utilizados como chaves de comando e de proteção de circuitos de distribuição de motores, de transformadores e de capacitores. Nesse tipo de disjuntor, seus vários componentes podem ser substituídos em caso de avaria.

b) Disjuntores em caixa moldada

São aqueles em que o mecanismo de atuação, o dispositivo de disparo e outros são montados dentro de uma caixa moldada em poliéster especial ou fibra de vidro, oferecendo o máximo de segurança de operação e elevada rigidez, e ocupando um espaço por demais reduzido em quadros e painéis.

9.3.15.2 Quanto ao tipo de operação

a) Disjuntores termomagnéticos

São aqueles dotados de disparadores térmicos de sobrecarga e eletromagnéticos de curto-circuito.

b) Disjuntores somente térmicos

São destinados exclusivamente à proteção contra sobrecargas.

c) Disjuntores somente magnéticos

São semelhantes aos disjuntores termomagnéticos quanto ao aspecto externo. Diferenciam-se destes por serem dotados somente do disparador eletromagnético. São utilizados quando se deseja proteção apenas contra correntes de curto-circuito.

d) Disjuntores limitadores de corrente

São aqueles que limitam o valor e duração das correntes de curto-circuito, proporcionando uma redução substancial dos esforços térmicos e eletrodinâmicos. Nesses disjuntores, os contatos são separados pelo efeito das forças eletrodinâmicas de grande intensidade que se originam nas correntes de curto-circuito de valor elevado, fazendo o disjuntor abrir antes que o relé eletromagnético seja sensibilizado. A Figura 9.43 mostra esquematicamente a parte interior de um disjuntor, enfocando os contatos e a câmara de interrupção.

9.3.15.3 Quanto ao tipo de construção do elemento térmico

a) Disjuntores sem compensação térmica

São aqueles calibrados a uma temperatura de 25°C. Esses disjuntores, quando utilizados em ambientes cuja temperatura é superior a 25°C, normalmente comum nas instalações em quadros e

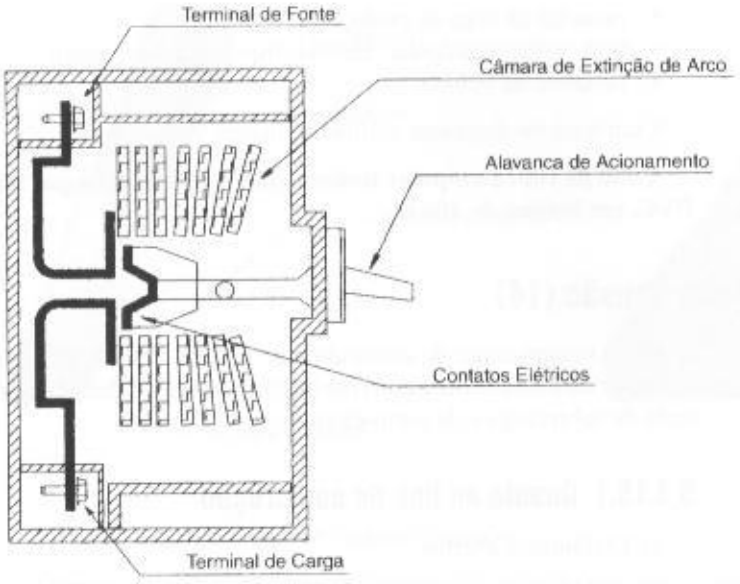


FIGURA 9.43
Vista interior do disjuntor limitador de corrente de baixa tensão

painéis, devem ter a sua corrente nominal corrigida de tal modo que fique reduzida a 70% de seu valor. Isso se deve ao efeito térmico duplo a que o bimetal é submetido, tanto pela temperatura ambiente, quanto pela dissipação de calor próprio produzido pela corrente de carga.

b) Disjuntores tropicalizados

São aqueles calibrados, em média, a uma temperatura de 50°C. Alguns fabricantes calibram os seus disjuntores para uma temperatura de 50°C, enquanto outros admitem uma temperatura de 55°C.

Os disjuntores tropicalizados, quando utilizados em ambientes cuja temperatura é igual ou inferior aos limites anteriormente mencionados, podem ser carregados até a uma corrente correspondente ao seu valor nominal. Para temperaturas superiores, porém, o que pode ocorrer em quadros e painéis de distribuição industriais, a corrente nominal dos disjuntores deve ser corrigida de modo ficar reduzida a 80% de seu valor.

9.3.15.4 Principais elementos de proteção de um disjuntor

a) Disparador térmico simples

É constituído de um elemento bimetálico que consiste em duas lâminas de metal soldadas, com diferentes coeficientes de dilatação térmica. Quando sensibilizadas por uma determinada quantidade de calor resultante de uma corrente de valor superior ao estabelecido para esta unidade, essas lâminas se curvam de modo que o metal de maior dilatação térmica adquire a posição que corresponde ao maior arqueamento da lâmina, provocando o deslocamento da barra de disparo que destrava o mecanismo que mantém a continuidade do circuito. Assim, a alavanca do disjuntor assume a posição disparado, intermediária entre as posições ON (ligado) e OFF (desligado). A Figura 9.44 indica, esquematicamente, a atuação do elemento bimetálico simples, tanto na posição de operação normal, quanto na posição de disparo.

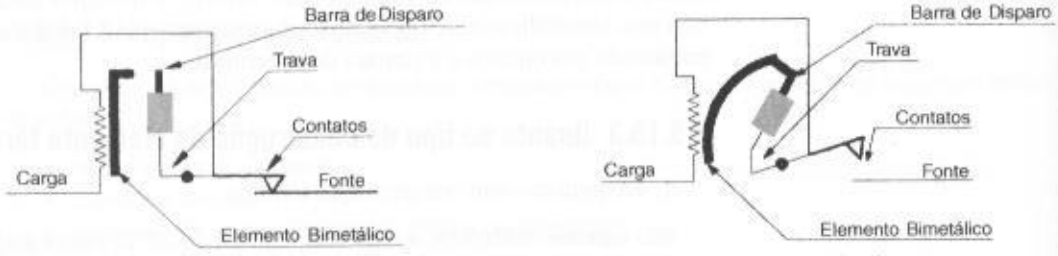


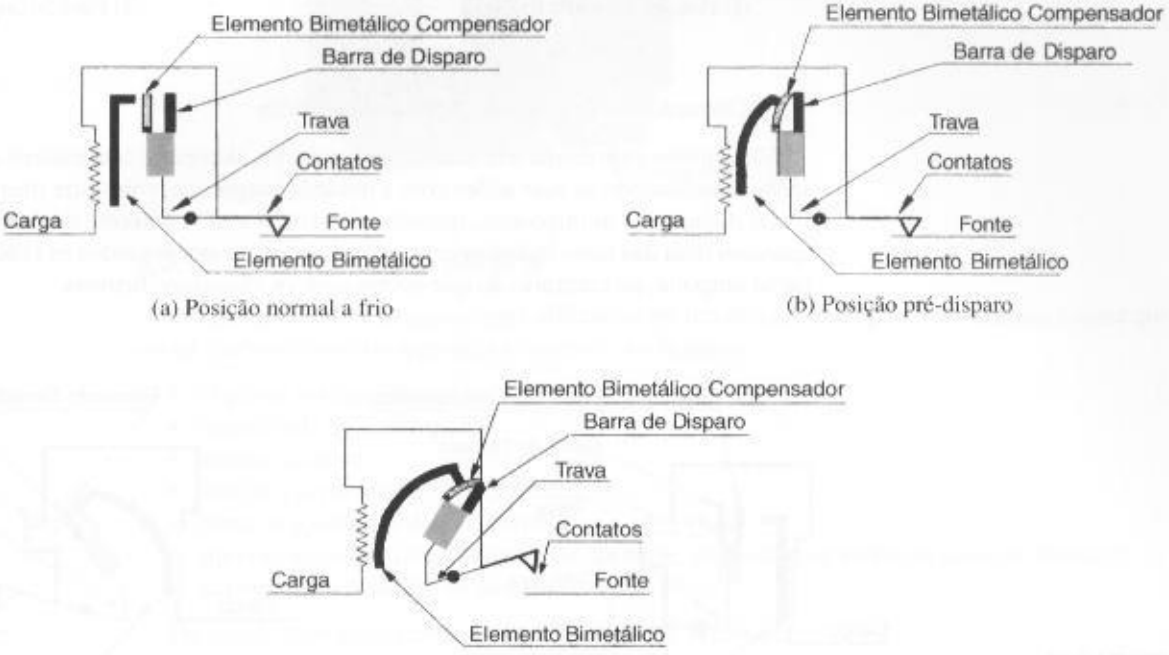
FIGURA 9.44
Disparador térmico simples

b) Disparador térmico compensado

É constituído de um elemento térmico principal que atua mecanicamente sobre outro elemento térmico compensador que neutraliza o efeito da elevação de temperatura do ambiente em que o disjuntor está operando.

Esse sistema proporciona a utilização da corrente nominal do disjuntor até a uma temperatura de 50°C, em média. A Figura 9.45 ilustra a atuação do mecanismo de compensação desse disparador que, no restante, se assemelha ao disparador térmico simples.

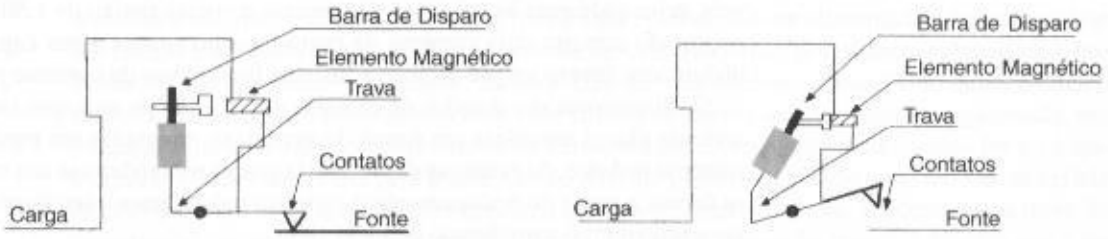
FIGURA 9.45
Disparador térmico compensado



c) Disparador magnético

É constituído de uma bobina que, quando atravessada por uma determinada corrente de valor superior ao estabelecido para essa unidade, atrai o induzido e se processa a ação de desengate do mecanismo que mantém a continuidade do circuito, fazendo com que os contatos do disjuntor se separem. A Figura 9.46 indica o estado de operação.

FIGURA 9.46
Disparador magnético



Os disparadores magnéticos apresentam erro de operação em torno de ± 10% em relação ao valor da corrente de ajuste.

d) Disparadores termomagnéticos não compensados

Nos disjuntores em que se combinam as ações térmica e magnética, o dispositivo de disparo do bimetálico está mecanicamente acoplado ao dispositivo magnético de curto-circuito, proporcionando uma atuação combinada que pode ser vista através das curvas de característica de tempo × corrente no Capítulo 10. A Figura 9.47 ilustra este tipo de atuação.



FIGURA 9.47
Disparadores termomagnéticos não compensados

e) Disparadores termomagnéticos compensados

São aqueles cuja unidade térmica é composta dos elementos bimetálicos simples e de compensação, combinando as suas ações com a unidade magnética, conforme ilustração da Figura 9.48.

Os disjuntores multipolares, quando submetidos a uma corrente de defeito ou sobrecarga em qualquer uma das fases isoladamente, abrem simultaneamente todos os pólos, evitando uma operação unipolar, ao contrário do que ocorre com os elementos fusíveis.

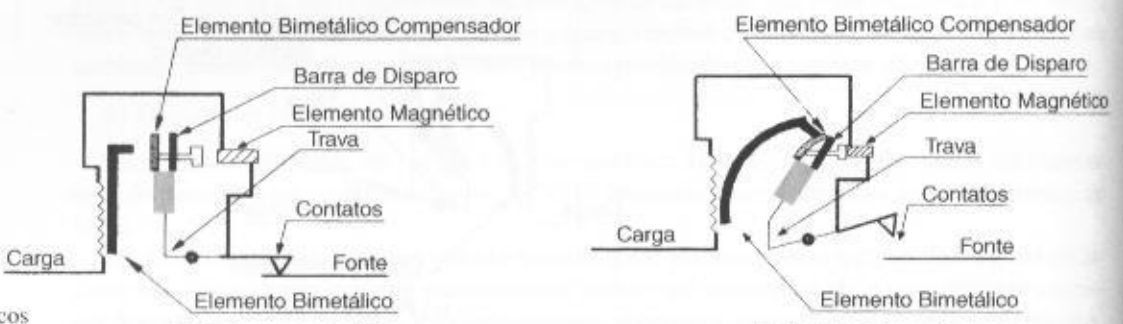


FIGURA 9.48
Disparadores termomagnéticos compensados

A proteção de circuitos através de disjuntores leva uma grande vantagem quando comparada à proteção através de fusíveis. As características de tempo × corrente dos disjuntores podem ser ajustáveis, ao contrário dos fusíveis, que ainda podem ter as suas características de tempo × corrente alteradas quando submetidos à intensidade de corrente próxima à do valor de fusão. Entretanto, os disjuntores apresentam uma capacidade de interrupção geralmente inferior à dos fusíveis, principalmente as unidades de corrente nominal abaixo de 1.500 A. Quando instalados em pontos do circuito cuja corrente de curto-circuito supera a sua capacidade de interrupção, os disjuntores devem ser pré-ligados a fusíveis limitadores de corrente para protegê-los.

Os disjuntores são dotados de câmaras de extinção de arco que, em geral, consistem em uma série de placas metálicas em forma de veneziana, montadas em paralelo entre dois suportes de material isolante. As ranhuras das referidas placas sobrepõem-se aos contatos, atraindo o arco que se forma, a partir do deslocamento do contato móvel, para o seu interior, confinando-o e dividindo-o num tempo aproximado de meio ciclo.

Os disjuntores limitadores de corrente, quando atuam por efeito eletrodinâmico, o fazem em tempo aproximado de 2 ms. Como são dotados, também, de disparadores eletromagnéticos, estes são ajustados acima do valor que corresponde à atuação eletrodinâmica.

A Figura 9.49 mostra a parte frontal de um disjuntor de baixa tensão, indicando os dispositivos de ajuste dos disparadores térmicos e eletromagnéticos.

Os detalhes de dimensionamento de disjuntores e os ajustes necessários dos disparadores térmicos e eletromagnéticos serão abordados no Capítulo 10.

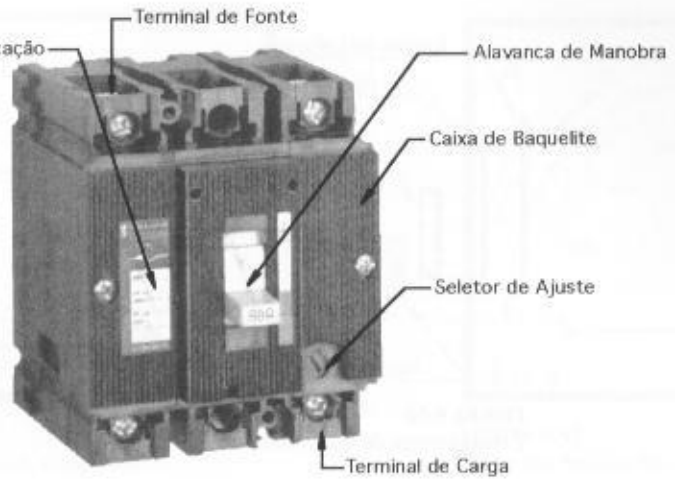


FIGURA 9.49
Vista frontal de um disjuntor de baixa tensão

9.3.15.5 Especificação sumária

A aquisição de um disjuntor, para utilização em um determinado ponto do sistema, requer que sejam discriminados os seguintes elementos, no mínimo:

- corrente nominal de operação;
- capacidade de interrupção;
- tensão nominal;
- freqüência nominal;
- faixa de ajuste dos disparadores;
- tipo (termomagnético, limitador de corrente, somente magnético ou somente térmico);
- acionamento (manual ou motorizado).

De acordo com o diagrama unifilar da Figura 9.1, tem-se:

Disjuntor tripolar termomagnético, corrente nominal de 1.250 A, corrente mínima de interrupção de 45 kA, faixa de ajuste do relé térmico (700 a 1.250) A, faixa de ajuste do relé eletromagnético (4.000 a 8.000) A, acionamento manual frontal, freqüência nominal de 60 Hz e tensão nominal 660 V.

9.3.16 Voltímetro de Ferro Móvel (15)

É destinado ao registro instantâneo da tensão em sistemas de corrente alternada ou contínua.

Compõe-se de uma bobina fixa que age magneticamente sobre dois núcleos concêntricos de ferro doce não magnetizados, sendo um fixo e outro móvel. Ao ser alimentada a bobina, cria-se um campo magnético que atua sobre os dois núcleos referidos que, por estarem submetidos a polaridades iguais, tendem a se repelir. Estando fixo um dos núcleos, conseqüentemente o núcleo móvel a que está preso um ponteiro indicador sofrerá um deslocamento angular, registrando, em escala adequada, o valor correspondente da tensão do circuito. Quanto mais intenso for o campo magnético da bobina, maior será a deflexão do referido ponteiro. Quando o núcleo móvel deflete em torno do seu eixo, movimenta também a câmara de amortecimento, o ponteiro e a mola de compressão que tem a finalidade de fazer o conjunto voltar à posição inicial, à medida que a intensidade do campo diminui.

A Figura 9.50 mostra esquematicamente um corte longitudinal de um voltímetro de ferro móvel cuja aplicação é mais acentuada, enquanto a Figura 9.51 apresenta a vista frontal do mesmo voltímetro.

Os voltímetros são comercializados mais comumente com as seguintes dimensões:

- 144 × 144 mm – abertura do painel: 138 × 138 mm;
- 96 × 96 mm – abertura no painel: 92 × 92 mm;
- 72 × 72 mm – abertura no painel: 69 × 69 mm.

Existem também voltímetros com dimensões retangulares e mais raramente com formato circular. A Figura 9.51 mostra um voltímetro de aplicação em painéis de controle com escala de 0 a 500 V.

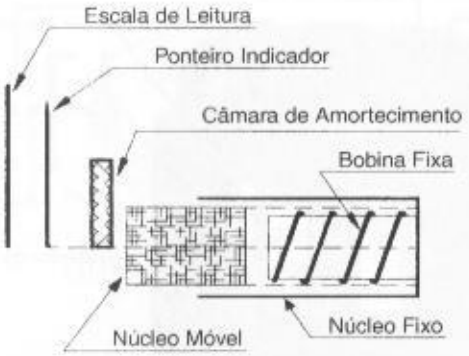


FIGURA 9.50
Componentes de um voltímetro

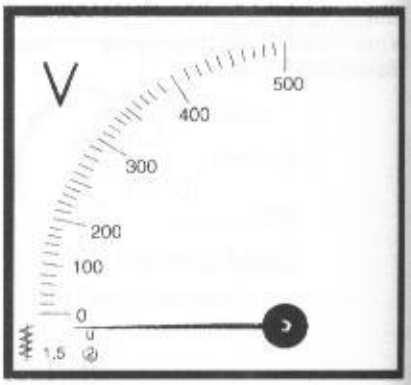


FIGURA 9.51
Vista frontal de um voltímetro

O valor de fundo de escala deve ser pelo menos 25% superior ao valor da tensão nominal do sistema.

Os voltímetros são ligados diretamente à rede em sistemas de baixa tensão ou através de transformadores de potencial em sistemas primários.

9.3.16.1 Especificação sumária

É necessário que na compra de voltímetros se estabeleçam os seguintes elementos:

- dimensões;
- fundo de escala;
- tipo (ferro móvel, bobina móvel - não descrito neste livro);
- freqüência nominal.

O voltímetro representado no diagrama unifilar da Figura 9.1 pode ser assim descrito:

Voltímetro de ferro móvel, dimensões 96 × 96 mm, escala de 0 a 500 V e freqüência de 60 Hz.

9.3.17 Amperímetro de Ferro Móvel (16)

É destinado à indicação instantânea de corrente, tanto em sistemas de corrente contínua como em sistemas de corrente alternada.

O seu princípio de funcionamento corresponde ao que já foi exposto para o voltímetro de ferro móvel.

Os amperímetros são comercializados com as mesmas dimensões padronizadas para os voltímetros. Normalmente, são fabricados para suportarem 50 vezes a carga nominal durante 1 s, 4 vezes a carga nominal aproximadamente durante 3 min, e 2 vezes a carga nominal durante 10 min.

Em geral, deve-se dimensionar o fundo de escala de um amperímetro para o mínimo de 150% do valor da corrente prevista para o circuito a ser medido.

Os amperímetros, em geral, são conectados aos barramentos dos painéis através de transformadores de corrente que podem ser dimensionados em função da corrente de carga do ponto onde será instalado. Os amperímetros de conexão direta são fabricados para corrente nominal de, no máximo, 100 A.

A Figura 9.52 mostra a vista frontal de um amperímetro, enquanto a Figura 9.53 indica as faixas de escala para medição e sobrecarga.

Em geral, os amperímetros conectados através de transformadores de corrente são comercializados com as escalas indicadas na Tabela 9.13.

9.3.17.1 Especificação sumária

É necessário que se estabeleçam no pedido de compra para amperímetros, no mínimo, os elementos relacionados na página seguinte.

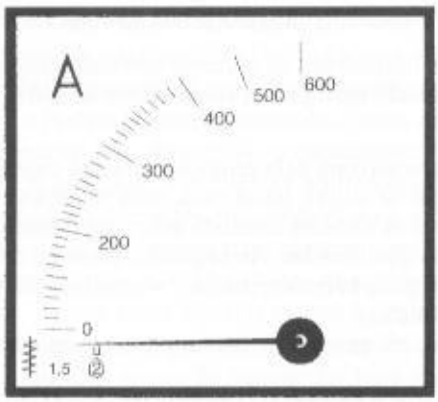


FIGURA 9.52
Vista frontal de um amperímetro

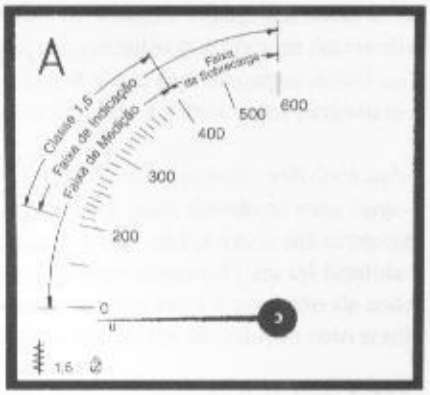


FIGURA 9.53
Faixa das escalas de um amperímetro

TABELA 9.13
Escalas de amperímetros

Dimensões (mm)	Escala	Dimensões (mm)	Escala
	100/5		600/5
	200/5		800/5
96 × 96	400/5		1.000/5
	600/5	144 × 144	1.500/5
	1.000/5		2.000/5
	100/5		3.000/5
144 × 144	200/5		4.000/5
	400/5		5.000/5

- dimensões;
- fundo de escala ou faixa de escala;
- tipo;
- freqüência nominal.

O amperímetro indicado no diagrama unifilar da Figura 9.1 pode ser assim descrito:

Amperímetro de ferro móvel, dimensões 96 × 96 mm, fundo de escala de 400 A e freqüência de 60 Hz.

9.3.18 Fusível de Baixa Tensão (17)

É um dispositivo dotado de um elemento metálico com seção reduzida na sua parte média, normalmente colocado no interior de um corpo de porcelana hermeticamente fechado contendo areia de quartzo de granulometria adequada.

Segundo a IEC 269, os fusíveis para aplicações industriais apresentam a seguinte classificação:

- gI – são fusíveis limitadores de corrente que têm a capacidade de interromper desde a corrente mínima de fusão até a capacidade nominal de interrupção;
- gII – obedecem às mesmas características anteriores diferindo, no entanto, daquelas, nos seguintes aspectos:
  - até $I_{nf} \approx 50$ A, os fusíveis gII são mais rápidos do que os fusíveis gI;
  - entre $100 \leq I_{nf} < 1.000$ A, os fusíveis gI e gII têm as mesmas características;
  - nas aplicações domésticas, as capacidades de interrupção dos fusíveis gI e gII são divergentes.

Os fusíveis gI e gII se caracterizam pela proteção contra sobrecargas e curtos-circuitos.

- aM – são fusíveis limitadores de corrente que têm a capacidade de interromper a corrente desde um determinado múltiplo da sua corrente nominal até a sua capacidade de interrupção.

Os fusíveis aM se caracterizam pela proteção somente contra as correntes de curtos-circuitos. Por isso, é necessário que se utilize, neste caso, uma proteção contra sobrecarga.

A IEC ainda classifica os fusíveis como de aplicação doméstica e industrial. Os primeiros são acessíveis a pessoas não qualificadas. Ao segundo, somente devem ter acesso pessoas autorizadas. Essa classificação implica as características construtivas dos fusíveis quanto ao acesso às partes vivas no caso de substituição.

O elemento metálico, em geral, é de cobre, prata ou estanho. O corpo de porcelana é de alta resistência mecânica.

A atuação de um fusível é proporcionada pela fusão do elemento metálico quando percorrido por uma corrente de valor superior ao estabelecido na sua curva de característica tempo × corrente. Após a fusão do elemento fusível, a corrente não é interrompida instantaneamente, pois a indutância do circuito a mantém por um curto intervalo de tempo, circulando através do arco formado entre as extremidades do elemento metálico sólido.

A areia de quartzo, que é o elemento extintor do fusível, absorve toda a energia calorífica produzida pelo arco, cujo vapor do elemento metálico fundido fica envolvido por esta, resultando no final um corpo sólido isolante que mantém a extremidade do fusível ligado à carga eletricamente separada da outra extremidade ligada à fonte. As principais características elétricas dos fusíveis são:

a) Corrente nominal

É aquela que pode percorrer o fusível por tempo indefinido sem que este apresente um aquecimento excessivo. O valor da corrente de fusão de um fusível é normalmente estabelecido em 60% superior ao valor indicado como corrente nominal.

b) Tensão nominal

É aquela que define a tensão máxima de exercício do circuito em que o fusível deve operar regularmente.

c) Capacidade de interrupção

É o valor máximo eficaz da corrente simétrica de curto-circuito que o fusível é capaz de interromper, dentro das condições de tensão nominal e do fator de potência estabelecido.

Os fusíveis do tipo NH e diazed devem operar satisfatoriamente nas condições de temperatura ambiente para as quais foram projetados. Quanto mais elevada a temperatura a que está submetido, mais rapidamente o elemento fusível alcança a temperatura de fusão.

Os fusíveis do tipo NH apresentam características de limitação da corrente de impulso. Isto é particularmente válido na proteção da isolação dos condutores e equipamentos de comando e manobra, pois a limitação da intensidade da corrente de curto-circuito implica valores mais reduzidos das solicitações térmicas e eletrodinâmicas sofridas por estes. Através das Figuras 10.26 e 10.27, pode-se determinar esta limitação entrando-se com o valor da corrente de curto-circuito simétrica (valor inicial efetivo), calculado no ponto de instalação do fusível (I_{cs} = 40 kA da Figura 10.27) no eixo das ordenadas, traçando-se uma reta até atingir a curva do fusível (I_n = 224 A), e, então, obtendo-se o valor da corrente limitada (I_l = 20 kA). Sem o fusível, a corrente de curto-circuito atingiria o valor de crista igual a 80 kA. O gráfico é particularmente válido para fator de potência de curto-circuito igual ou inferior a 0,7.

Quando as correntes de curto-circuito são de grande intensidade, a aplicação de disjuntores torna-se onerosa na maioria dos casos. Portanto, a utilização de fusíveis limitadores de corrente é bastante comum como proteção contra as correntes de defeito, deixando-se a proteção contra sobrecarga para a responsabilidade do disjuntor, cuja capacidade de ruptura poderá ser bastante reduzida e, portanto, de custo inferior.

A atuação dos fusíveis do tipo diazed e NH obedece às características de tempo × corrente que são definidas pelas normas específicas como sendo a curva média de fusão × corrente que caracteriza o tempo médio correspondente à fusão do elemento fusível.

Os fusíveis NH e diazed são providos de indicadores de atuação do elemento fusível. O indicador é constituído de um fio ligado em paralelo ao elemento fusível, que quando se funde provoca a fusão do fio mencionado que sustenta uma mola pressionada, provocando a liberação do dispositivo indicador, normalmente caracterizado pela cor vermelha.

Os fusíveis são fabricados com duas características distintas de atuação: rápida e retardada. O fusível de característica rápida é mais comumente empregado nos circuitos que operam em condições de corrente inferior à corrente nominal, como é o caso de circuitos que suprem cargas resistivas. Já o fusível de efeito retardado é mais adequado aos circuitos sujeitos a sobrecargas periódicas, como no caso de motores e capacitores.

A aplicação dos fusíveis limitadores como elemento de proteção dos circuitos elétricos submetidos a correntes que definem uma sobrecarga não é aconselhável, pois, devido às suas características de abertura para corrente com intensidade variando em torno de 1,4 vez a sua corrente nominal, não se obtém desses dispositivos uma margem de segurança aceitável para tal finalidade. Assim, esses fusíveis devem somente ser dimensionados tendo em vista a proteção da rede para correntes de curto-circuito, ou de sobrecarga caracterizada por motor de indução com rotor bloqueado, apesar de representar uma proteção pouco segura.

A Figura 9.54 mostra os diversos elementos componentes de um fusível do tipo diazed. Já a Figura 9.55 apresenta os detalhes construtivos dos fusíveis NH, enquanto a Figura 9.56 mostra, respectivamente, o fusível do tipo NH e a sua base correspondente.

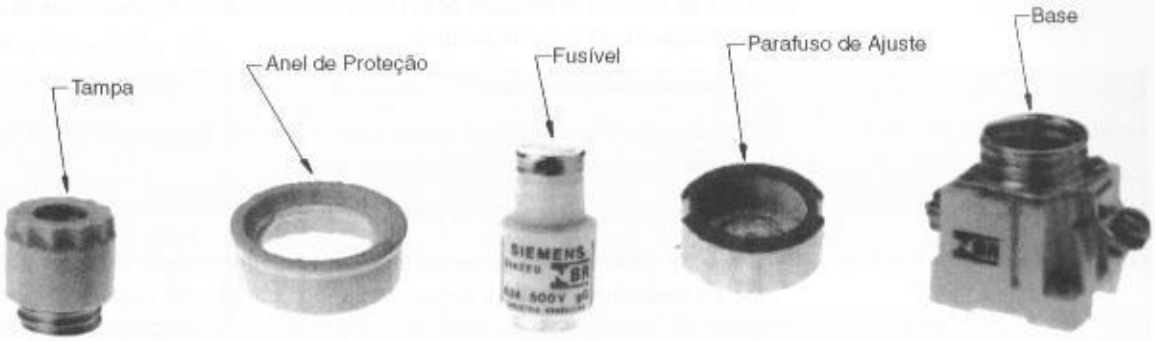


FIGURA 9.54
Conjunto fusível diazed

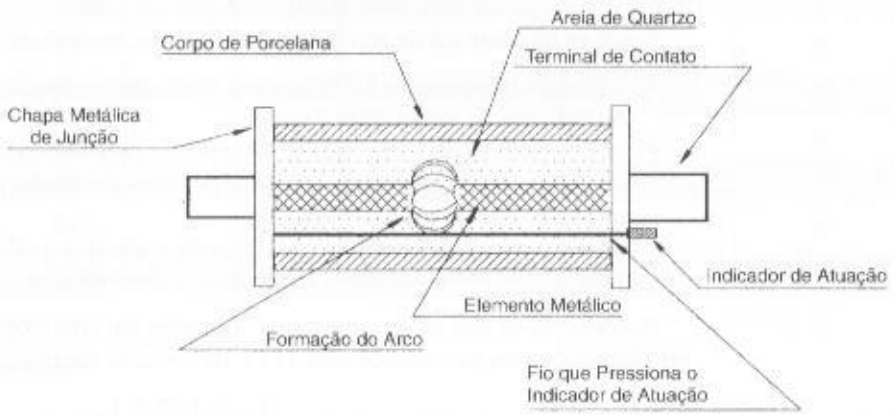


FIGURA 9.55
Fusível tipo NH

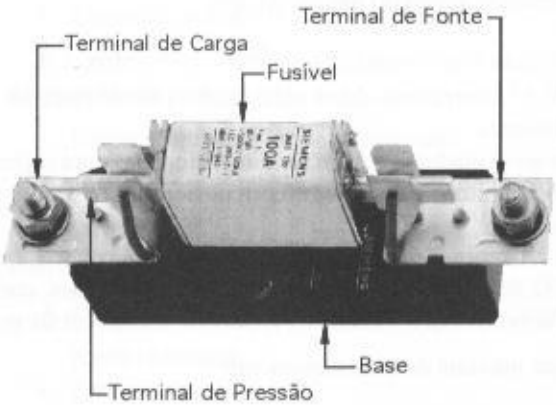


FIGURA 9.56
Base para fusível NH

9.3.18.1 Especificação sumária

No pedido de compra de um fusível, devem constar, no mínimo, os seguintes elementos:

- corrente nominal;
- tamanho da base (fusível NH);
- capacidade de ruptura;
- característica da curva tempo × corrente (rápido ou com retardo);
- componentes (fusível diazed: base, tampa, parafuso de ajuste, anel de proteção e fusível).

O fusível indicado no diagrama da Figura 9.1 pode ser assim descrito:

Fusível tipo NH, corrente nominal de 160 A, capacidade de ruptura de 100 kA, base tamanho 2, tipo retardado.

9.3.19 Chave Seccionadora Tripolar de Baixa Tensão (18)

É um equipamento capaz de permitir a abertura de todos os condutores não aterrados de um circuito, de modo que nenhum pólo possa ser operado independentemente. Os seccionadores podem ser classificados em dois tipos:

a) Seccionador com abertura sem carga

É aquele que somente deve operar com o circuito desenergizado ou sob tensão. É o caso das chaves seccionadoras com abertura sem carga.

b) Seccionador sob carga ou interruptor

É aquele capaz de operar com o circuito desde a condição de carga nula até a de carga plena. Os seccionadores de atuação em carga são providos de câmaras de extinção de arco e de um conjunto de molas capaz de imprimir uma velocidade de operação elevada.

A principal função dos seccionadores é permitir que seja feita manutenção segura numa determinada parte do sistema. Quando os seccionadores são instalados em circuitos de motores devem desligar tanto os motores como o dispositivo de controle.

Sobre os dispositivos de seccionamento, pode-se estabelecer:

- a posição dos contatos ou dos outros meios de seccionamento deve ser visível do exterior ou indicada de forma clara e segura;
- os dispositivos de seccionamento devem ser projetados e/ou instalados de forma a impedir qualquer restabelecimento involuntário. Esse restabelecimento poderia ser causado, por exemplo, por choque ou vibrações;
- devem ser tomadas medidas para impedir a abertura inadvertida ou desautorizada dos dispositivos de seccionamento apropriados à abertura sem carga.

Recomenda-se que os seccionadores utilizados em circuitos de motores de até 600 V devem ser dimensionados pelo menos para 115% da corrente nominal, isto é:

$$I_{sec} = 1{,}15 \times I_{nm} \tag{9.18}$$

Quando são instalados em circuitos de capacitor, devem ser dimensionados pelo menos para 135% da corrente nominal do banco, ou seja:

$$I_{sec} = 1{,}35 \times I_{cap} \tag{9.19}$$

A Figura 9.57 mostra uma chave seccionadora de abertura em carga, indicando-se os seus principais componentes.

As chaves seccionadoras devem ser dimensionadas para suportar, durante o tempo de 1 s a corrente de curto-circuito, o valor eficaz (corrente térmica) e o valor de crista da mesma corrente (corrente dinâmica).

A Tabela 9.14 fornece as principais características elétricas das chaves seccionadoras dos tipos 5TH e S32 de fabricação Siemens. Para outros detalhes, consultar catálogo específico do fabricante. De acordo com a Tabela 9.14, deve-se esclarecer as seguintes definições:

- Corrente máxima de estabelecimento

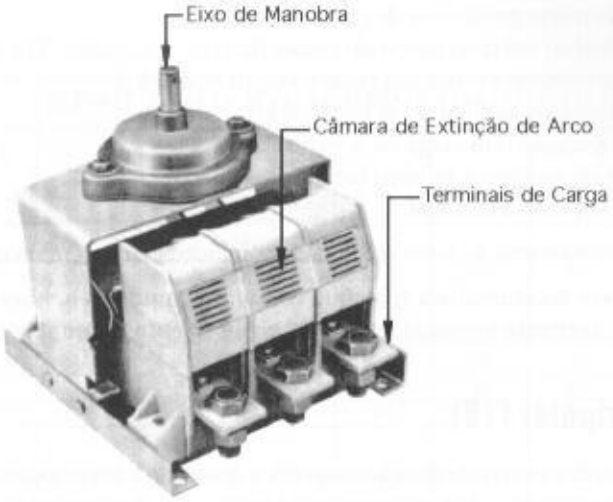


FIGURA 9.57
Chave seccionadora tripolar de baixa tensão

TABELA 9.14
Chaves seccionadoras dos tipos 5HT e S32 – Siemens

Tipo	Corrente Nominal (A)			Corrente de Interrupção para FP = 0,35		Corrente Máxima de Estabelecimento	Corrente Presumida de Curto-circuito com Fusíveis	Corrente de Corte com Fusíveis	Fusíveis Máximos Permitidos
	AC21	AC22	AC23	440 V	500 V				
-	500 V	500 V	380 V	A	A	kA	kA	kA	A
5TH0 1040	40	40	32	304	-	1,36	50	8,2	63
5TH0 1063	63	63	45	304	-	2,15	50	9,55	80
5TH0 1125	125	125	60	480	-	4,25	50	13,5	125
S32-160/3	160	160	102	-	507	17	50	16	160
S32-250/3	250	250	139	-	1.020	22	50	27	250
S32-400/3	400	400	190	-	1.020	26	50	42	400
S32-630/3	630	630	382	-	2.530	59	50	54	630
S32-1000/3	1.000	1.000	447	-	2.530	78	50	70	1.000
S32-1250/3	1.250	1.250	870	-	3.780	110	50	70	1.250
S32-1600/3	1.600	1.250	870	-	3.780	110	50	-	-

AC21 - para ligação de cargas ôhmicas, incluindo pequenas sobrecargas
AC22 - para ligação de cargas mistas, ôhmicas e indutivas, incluindo pequenas sobrecargas
AC23 - para ligação de motores e outras cargas indutivas

É o valor de crista do primeiro semiciclo, num pólo da chave, durante o período transitório que se segue numa operação de fechamento.

- Corrente presumida de curto-circuito

É a corrente que circularia no circuito se cada pólo da chave fosse substituído por um condutor de impedância desprezível.

- Corrente de corte ou de interrupção

É aquela que se estabelece no circuito no início do processo de interrupção.

9.3.19.1 Especificação sumária

A compra de uma chave seccionadora deve acompanhar pelo menos os seguintes elementos:

- tensão nominal;
- corrente nominal;

- corrente presumida de curto-circuito;
- fusível máximo admitido (especificar);
- acionamento (manual rotativo ou motorizado);
- contatos auxiliares (se necessário);
- operação (em carga ou a vazio);
- vida mecânica mínima (se necessário);
- freqüência nominal.

Relativamente à chave seccionadora indicada no diagrama unifilar da Figura 9.1, tem-se:

Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal 500 V, corrente nominal de 250 A, acionamento manual rotativo, sem contatos auxiliares.

9.3.20 Contator Magnético Tripolar (19)

É um dispositivo de atuação magnética destinado à interrupção de um circuito em carga ou a vazio.

O seu princípio de funcionamento baseia-se na força magnética que tem origem na energização de uma bobina e na força mecânica proveniente do conjunto de molas preso à estrutura dos contatos móveis.

Quando a bobina é energizada, a força eletromecânica desta sobrepõe-se à força mecânica das molas, obrigando os contatos móveis a se fecharem sobre os contatos fixos aos quais estão ligados os terminais do circuito. A Figura 9.58 mostra as principais partes de um contator acoplado ao respectivo relé térmico.

Os contatores são construídos para suportar um elevado número de manobras. São dimensionados em função da corrente nominal do circuito, do número de manobras desejado e da corrente de desligamento no ponto de instalação.

A corrente de partida dos motores não tem praticamente nenhuma influência sobre a vida útil dos contatos dos contatores. No entanto, o ricochete pode reduzir drasticamente a duração dos contatos. Em geral, os contatores pequenos, quando têm os seus contatos danificados, tornam-se inutilizáveis; porém, os contatores de corrente nominal elevada possibilitam, em geral, a reposição dos contatos danificados.

A Figura 9.59 mostra um diagrama de comando de um contator de comando local com recurso de comando a distância, muito característico na aplicação de motores elétricos.

A Tabela 9.15 permite a escolha dos contatores da série 3TF de fabricação Siemens.

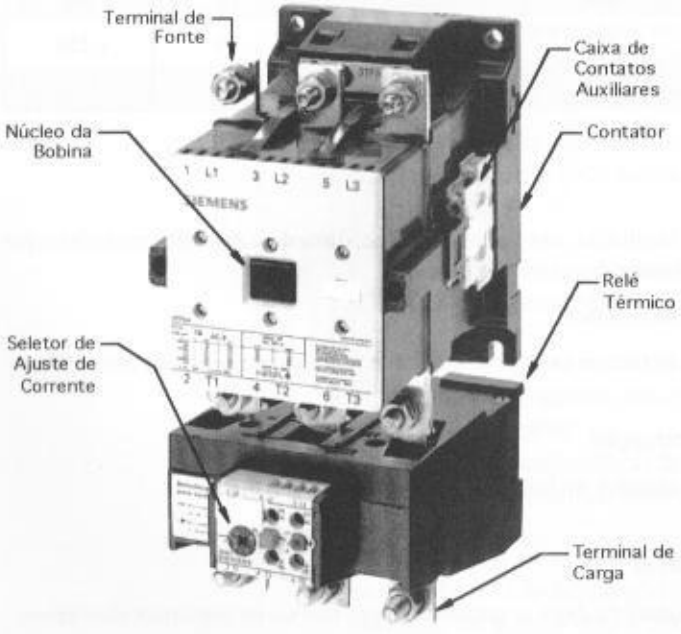


FIGURA 9.58
Componentes de um contator

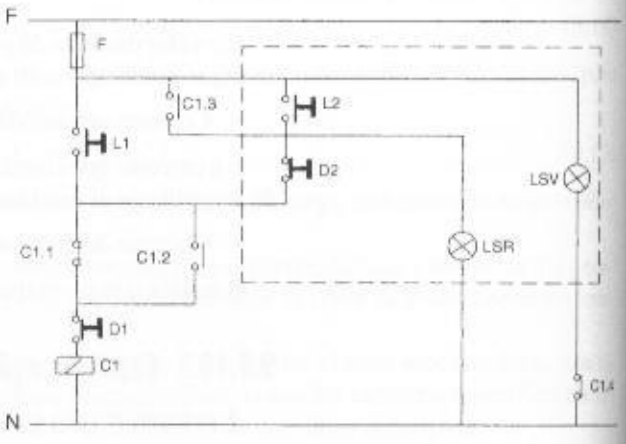


FIGURA 9.59
Esquema de comando de um contator

TABELA 9.15

Seleção de contatores do tipo de 3TF – Siemens

Dados Técnicos	Tipo	3TF40 10	3TF41 10	3TF42 10	3TF43 10	3TF44 11	3TF45 11	3TF46 22	3TF47 22	3TF48 22	3TF49 22
Corrente permanente em A	Tensão (V)	9	12	16	22	32	38	45	63	75	85
CATEGORIA AC1: Manobra de cargas resistivas para FP superior 0,95	Até 690 V	21	21	32	32	65	65	90	100	120	120
CATEGORIA AC2: Manobra de motores com rotor bobinado, em serviço normal CATEGORIA AC3: Manobra de motores com rotor de curto-circuito, em regime normal. Potência em cv	220	3	4	6	7,5	10	15	20	25	30	30
	380	5	7,5	10	15	20	25	30	40	50	60
	440	6	7,5	10	15	25	30	30	50	60	60
CATEGORIA AC4: Manobra de motores com interrupção da corrente de partida com frenagem por contracorrente com inversão da rotação. Potência em cv	220	1	1,5	2	3	5	6	7,5	10	12,5	15
	380	1,5	2	4	5	10	12,5	15	15	20	25
	440	2	3	5	5	10	12,5	15	20	25	30
Fusível máximo - DZ ou NH (A)		16	16	25	25	63	63	100	125	160	160
Dados Técnicos	**Tipo**	**3TF50 22**	**3TF51 22**	**3TF52 22**	**3TF53 22**	**3TF54 22**	**3TF55 22**	**3TF56 22**	**3TF57 22**	**3TF65 44**	**3TF69 44**
Corrente permanente em A	Tensão (V)	110	140	170	205	250	300	400	475	630	700
CATEGORIA AC1: manobra de cargas resistivas para FP superior 0,95	Até 690 V	170	170	230	240	325	325	425	600	700	910
CATEGORIA AC2: Manobra de motores com rotor bobinado, em serviço normal CATEGORIA AC3: Manobra de motores com rotor de curto-circuito, em regime normal. Potência em cv	220	50	60	75	75	100	125	150	200	250	350
	380	75	100	125	150	175	200	250	300	450	600
	440	75	100	125	150	200	250	300	350	500	600
CATEGORIA AC4: Manobra de motores com interrupção da corrente de partida com frenagem por contracorrente com inversão da rotação. Potência em cv	220	20	20	30	30	40	50	60	60	125	150
	380	30	40	50	60	75	75	100	100	200	200
	440	40	50	60	75	75	100	125	125	250	250
Fusível máximo - DZ ou NH (A)		224	224	224	224	224	400	400	500	1000	1250

9.3.20.1 Especificação sumária

Na compra de contatores devem ser fornecidos, no mínimo, os seguintes elementos:

- tensão nominal;
- freqüência nominal;
- corrente nominal;
- número mínimo de manobras;
- tensão nominal da bobina;
- número de contatos: NA (normalmente aberto) e NF (normalmente fechado).

Assim, com base no diagrama unifilar da Figura 9.1, pode-se descrever o contator como:

Contator magnético tripolar para motor de 50 cv/380 V, tensão nominal 500 V, corrente nominal 75 A, número de manobras mínimo de 50.000, com bobina para tensão de 220 V, freqüência de 60 Hz, com dois contatos NA e 2 NF.

9.3.21 Relé Bimetálico de Sobrecarga para Contatores (20)

São dispositivos dotados de um par de lâminas construídas com metais de diferentes coeficientes de dilatação linear que, quando sensibilizados pelo efeito térmico produzido por uma corrente de intensidade ajustada aquecendo o bimetal, provocam, pela dilatação térmica de suas lâminas, a operação de um contato móvel.

Os relés bimetálicos de sobrecarga são constituídos de modo a permitir ajustes de corrente nominal dentro de determinadas faixas que podem ser escolhidas conforme o valor da corrente e a natureza da carga. Quanto maior for o valor da corrente de sobrecarga, menor será o tempo decorrido para a atuação do relé térmico.

Normalmente, os relés de sobrecarga são acoplados a contatores, de largo emprego no acionamento de motores elétricos, podendo também manobrar circuitos em geral. Também os relés de sobrecarga são destinados à proteção de motores trifásicos que, por uma razão qualquer, como a queima de um fusível numa determinada fase, operam com alimentação bifásica.

Os relés de sobrecarga, quando aquecidos à temperatura de serviço, têm os tempos reduzidos nas suas curvas características de disparo, geralmente a 25% ou a 50% dos tempos indicados, dependendo do fabricante.

Os relés de sobrecarga devem ser protegidos contra as elevadas correntes de curto-circuito. Normalmente, os fabricantes fornecem a capacidade máxima dos fusíveis que devem ser empregados no circuito para garantir a integridade do relé e que, em nenhuma hipótese, deve ser superada.

A Tabela 10.2 fornece as principais características dos relés 3UA de fabricação Siemens. Também no Capítulo 10 estão definidos os critérios para proteção através dos relés de sobrecarga, incluindo-se aí as curvas de atuação.

9.3.21.1 Especificação sumária

Para qualificar um relé são necessários, no mínimo, os seguintes dados:

- potência do motor que vai proteger;
- faixa de ajuste desejada;
- fusível máximo a ser usado;
- tipo do contator ao qual vai ser acoplado.

Relativamente à Figura 9.1, pode-se especificar assim o relé térmico.

Relé térmico de sobrecarga para motor de 50 cv/380 V, faixa de ajuste de 63-90 A, acoplado ao contator (especificar o contator) e fusível máximo de proteção de 125 A, tipo aM.

9.3.22 Chave Estrela-triângulo (21)

É um equipamento destinado à partida, com redução de corrente, de motores trifásicos, do tipo indução com disponibilidade de seis bornes para ligação.

As chaves estrela-triângulo são fabricadas para a operação manual ou automática. No primeiro caso, o tempo para a mudança da conexão estrela para triângulo é definido pelo operador, enquan-

to nas chaves automáticas toda operação é comandada por um relé de tempo que atua sobre os contatores componentes da chave, de acordo com o ajuste selecionado.

As chaves estrela-triângulo automáticas são compostas de:

- 3 fusíveis no circuito de comando;
- 3 fusíveis no circuito de força;
- 3 contatores;
- 1 relé bimetálico;
- 2 botoeiras;
- 1 relé de tempo;
- 1 lâmpada de sinalização verde;
- 1 lâmpada de sinalização vermelha;
- indicadores de medidas de tensão e corrente;
- 1 transformador de comando.

A Figura 9.60 representa o diagrama de comando de uma chave estrela-triângulo automática. A sua operação é iniciada quando o contator C3 é energizado pelo acionamento da botoeira L que, em seguida, volta à sua posição inicial (aberta). Nesse instante, o contato auxiliar CA3.2 é fechado, permitindo a operação do contator C1, que se mantém fechado pelo seu próprio contato auxiliar CA1.1, iniciando, desse modo, o processo de partida do motor na configuração estrela. Já acionado pelo fechamento da botoeira L, o relé de tempo RT inicia a sua operação. Decorrido o tempo previsto para que o motor adquira a velocidade próxima à velocidade de regime, o relé de tempo RT abre o contato CRT1, desenergizando o contator C3 cujo contato CA3.3 é acionado, e energizando a bobina do contator C2. Nesse instante, o motor inicia o funcionamento na ligação triângulo.

A Figura 9.61 mostra o diagrama de ligação da chave estrela-triângulo anteriormente descrita.

As chaves estrela-triângulo têm o seu uso limitado pela freqüência de manobras permitida pelo relé de sobrecarga. Em geral, essa limitação condiciona as chaves a um máximo de 15 manobras por hora.

Os contatores C1, C2 e C3 podem ser dimensionados de acordo com as seguintes expressões:

- Contator C1 e C2

$$I_{nc} = \frac{I_{nm}}{\sqrt{3}} \tag{9.20}$$

I_{nc} – corrente nominal do contator, em A;
I_{nm} – corrente nominal do motor, em A.

- Contator C3

$$I_{nc} = \frac{I_{nm}}{3}\ (\text{A}) \tag{9.21}$$

- Relé bimetálico

$$R_t = 0{,}58 \times I_{nm} \tag{9.22}$$

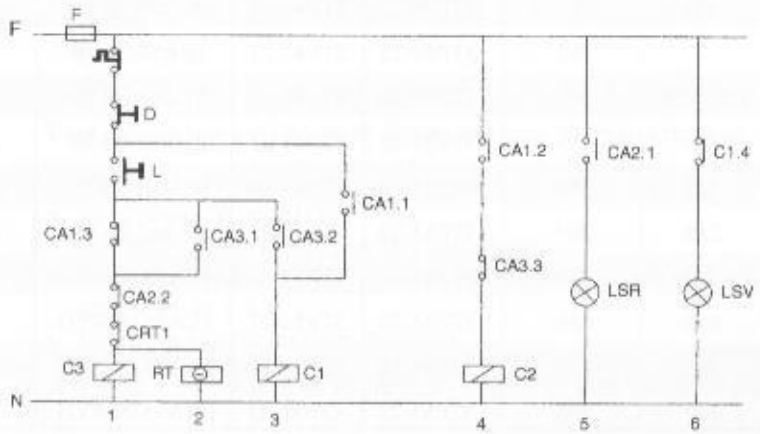


FIGURA 9.60
Esquema de comando de uma chave estrela-triângulo

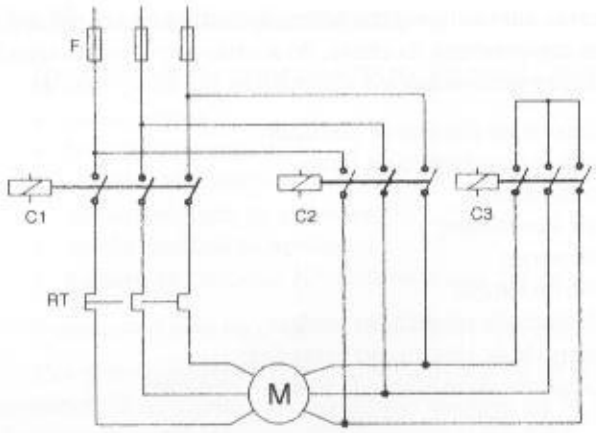


FIGURA 9.61
Esquema de ligação dos contatores de uma chave estrela-triângulo

A Tabela 9.16 permite a escolha das chaves estrela-triângulo de fabricação Siemens em função da potência nominal do motor.

9.3.22.1 Especificação sumária

Na compra de uma chave estrela-triângulo é necessário que se forneçam, pelo menos, os dados relacionados na página seguinte.

TABELA 9.16
Escolha das chaves estrela-triângulo – Siemens

Motores Trifásicos				Contatores Tipo 3TF		Relé de Sobrecarga		Fusível Máximo Retardado (A)	
Potências Máximas Nominais Admissíveis em Serviço AC3 (cv)			Corrente			Tipo 3UA	Faixa de Regulagem		
220 V	380 V	440 V	A	C1 e C2	C3		A	DZ	NH
10	15	20	28	3TF42-22	3TF40-11	3UA52 00-2A	10 - 16	25	25
12,5	20	25 - 30	36	3TF43-22	3TF41-11	3UA52 00-2C	16 - 25	25	25
15	25	-	38	3TF43-22	3TF42-11	3UA52 00-2C	16 - 25	25	25
-	30	-	43	3TF44-22	3TF42-11	3UA55 00-2D	20 - 32	50	50
20	40	40	56	3TF44-22	3TF43-11	3UA55 00-2D	20 - 32	63	63
25	-	50	63	3TF45-22	3TF43-11	3UA55 00 - 2R	32 - 40	63	63
30	50	60	74	3TF46-22	3TF44-11	3UA58 00 - 2F	32 - 50	80	80
40	60 - 75	75	105	3TF47-22	3TF45-11	3UA58 00-2P	50 - 63	80	80
50	-	100	120	3TF48-22	3TF46-22	3UA58 00-2U	63 - 80	125	125
60	100	-	145	3TF49-22	3TF47-22	3UA58 00-8W	70 - 88	160	160
75	125	125 - 150	180	3TF50-22	3TF47-22	3UA60 00-3H	90 - 120	160	160
-	150	175	215	3TF51-22	3TF48-22	3UA61 00-3K	120 - 150	160	160
100	175	200	250	3TF51-22	3TF49-22	3UA61 00-3K	120 - 150	224	224
125	200	250	290	3TF52-22	3TF50-22	3UA62 00-3M	150 - 180		224
150	250	300	350	3TF53-22	3TF51-22	3UA45 00-8YG	160 - 250		224
-	300	350	410	3TF54-22	3TF51-22	3UA45 00-8YG	160 - 250		224
175	-	-	430	3TF54-22	3TF52-22	3UA45 00-8YG	160 - 250		224
200	350	400	475	3TF55-22	3TF52-22	3UA45 00-8YH	200 - 320		315

- tensão nominal (a da rede);
- corrente nominal (ou potência do motor);
- freqüência nominal;
- tensão do circuito de comando;
- número de manobras desejadas;
- tipo de operação (manual ou automática);
- tipo de execução (blindada ou aberta);
- medidores indicadores (para execução blindada).

Relativamente à chave estrela-triângulo representada na Figura 9.1, tem-se:

Chave estrela-triângulo automática, tensão nominal 380 V, para motor de potência nominal de 100 cv, freqüência nominal de 60 Hz, tensão do circuito de comando 220 V, número de manobras mínimo por hora = 5, execução blindada corrente nominal de 145 A, provida de um amperímetro de 300-5 A.

9.3.23 Chaves de Partida Estática (22)

Atualmente este tipo de chave está ganhando o mercado de instalações industriais em substituição as chaves estrela-triângulo e compensadora, devido as suas vantagens operacionais e de desempenho. Assim, podem-se conseguir melhores resultados no controle da partida dos motores elétricos de indução comparativamente às tradicionais chaves de partida anteriormente mencionadas.

Muitos dados técnicos da chave de partida estática foram estudados no Capítulo 7, Seção 7.6.4. Para aplicação dessas chaves, é necessário que se conheça os seguintes procedimentos.

a) Dados da instalação
- tensão de alimentação do motor;
- freqüência;
- temperatura do ambiente onde irá operar o motor.

b) Dados do motor
- potência nominal;
- tensão nominal;
- corrente nominal;
- velocidade angular;
- conjugado nominal;
- curva conjugado × velocidade angular na partida direta;
- curva corrente × velocidade angular na partida direta.

c) Dados da carga
- potência da carga;
- velocidade angular;
- momento de inércia;
- curva conjugado × velocidade angular;
- característica do conjugado da carga
  - constante;
  - linear;
  - quadrática;
  - decrescente.

Para caracterizar qual o tipo de conjugado para diferentes tipos de carga, estudar a Seção 7.3.2.

d) Condições de partida
- quantidade de partida por hora;
- intervalo mínimo entre partidas sucessivas;
- corrente máxima admitida pela instalação, em função da queda de tensão permitida, de acordo com a Seção 7.7.1;
- tempo de partida máximo desejado.

A Tabela 9.17 fornece os elementos básicos de uma chave de partida estática de fabricação WEG.

TABELA 9.17
Seleção da chave de partida estática SSW-02 – WEG

Modelo	Corrente do Motor		Tensão da Rede					
	(3 × in por 30 s)	(4,5 × in por 30 s)	220 V		380 V		440 V	
			Potência do Motor					
	A	A	kW	cv	kW	cv	kW	cv
SSW-02.16	16	11	4	5,5	7,5	10	10	12,5
SSW-02.25	25	16	7	9	11	15	14,5	20
SSW-02.30	30	25	8	10	15	20	20	25
SSW-02.45	45	30	12	15	22	30	30	40
SSW-02.60	60	45	17	20	30	40	40	55
SSW-02.75	75	50	22	30	37	50	50	68
SSW-02.85	85	75	26	35	45	60	60	82
SSW-02.120	120	100	37	50	63	85	83	110
SSW-02.145	145	120	45	60	75	100	100	130
SSW-02.170	170	145	52	70	90	125	120	160
SSW-02.205	205	170	63	85	110	150	145	190
SSW-02.225	255	190	76	100	132	175	175	240
SSW-02.290	290	205	87	120	150	200	200	275
SSW-02.340	340	255	107	145	186	250	245	335
SSW-02.410	410	175	130	175	225	300	300	380
SSW-02.475	475	410	150	200	260	350	340	450
SSW-02.580	580	410	182	240	315	450	415	550
SSW-02.670	670	450	216	295	375	500	490	650
SSW-02.800	800	540	260	350	450	600	590	800
SSW-02.900	900	600	317	450	550	725	725	950
SSW-02.1100	1.100	750	364	500	630	850	830	1.050
SSW-02.1400	1.400	950	462	600	800	1.050	1.050	1.300

Com base nesses dados e seguindo a metodologia de cálculo da Seção 7.6.4, pode-se especificar a chave de partida estática da seguinte forma:

Chave de partida estática para motor de 125 cv/380 V/IV pólos, freqüência 60 Hz, para carga diretamente solidária ao eixo do motor e de conjugado constante, para máximo de 5 partidas por hora.

9.3.24 Chave Compensadora (23)

É um equipamento destinado à partida com tensão reduzida de motores de indução trifásicos. As chaves compensadoras são normalmente constituídas de:

- 3 fusíveis no circuito de comando;
- 3 fusíveis no circuito de força;
- 3 contatores;
- 1 autotransformador;

- 1 relé bimetálico;
- 2 botoeiras;
- 1 relé de tempo;
- 1 lâmpada de sinalização verde;
- 1 lâmpada de sinalização vermelha;
- 1 transformador de comando.

O Capítulo 7 aborda também este assunto no que diz respeito à sua aplicação e ao conjugado de partida do motor, fazendo comparações com as chaves estrela-triângulo. A Figura 9.62 representa o diagrama de comando de uma chave compensadora automática. A sua operação é iniciada quando, pressionando-se a botoeira L, se energiza a bobina do contator C3, conectando o autotransformador ATR (Figura 9.63) em estrela e energizando a bobina do contator C2 e do relé de tempo RT através do contato auxiliar CA3.1.

Com a abertura natural da botoeira L, através da ação de sua mola, as bobinas dos contatores C2, C3 e do relé de tempo RT continuam energizadas por meio do contato auxiliar CA2.1 do contator C2. O motor, então, inicia o arranque sob tensão reduzida, de acordo com o ajuste do tape do autotransformador ATR.

Decorrido um determinado tempo previamente ajustado de maneira que o motor adquira uma velocidade próxima da velocidade nominal, o relé de tempo RT abre o seu contato CRT1 desligando o contator C3, permitindo que o motor fique energizado com tensão de alimentação reduzida, ainda por algumas espiras do autotransformador. O contator C1 é energizado pelo contato auxiliar CA3.2, acionado pela operação de retorno do contator C3. O contator C1, quando operado, abre o contato auxiliar CA1.3, desenergizando o contator C2, permitindo, assim, que o motor fique submetido à tensão normal de alimentação.

A Figura 9.63 mostra o diagrama de ligação da chave compensadora anteriormente descrita. Os contatores C1, C2 e C3 podem ser dimensionados de acordo com as seguintes expressões:

- Contator C1

$$I_{nc} = I_{nm} \tag{9.23}$$

- Contator C2

$$I_{nc} = R_{trs}^2 \times I_{nm} \tag{9.24}$$

R_{trs} – maior tape de ajuste (por exemplo, de 80%)

- Contator C3

$$I_{nc} = R_{tri} \times (1 - R_{tri}) \times I_{nm} \tag{9.25}$$

R_{tri} – menor tape de ajuste (por exemplo, 65%).

A Tabela 9.18 permite que se escolha as chaves compensadoras de fabricação Siemens em função da potência nominal do motor.

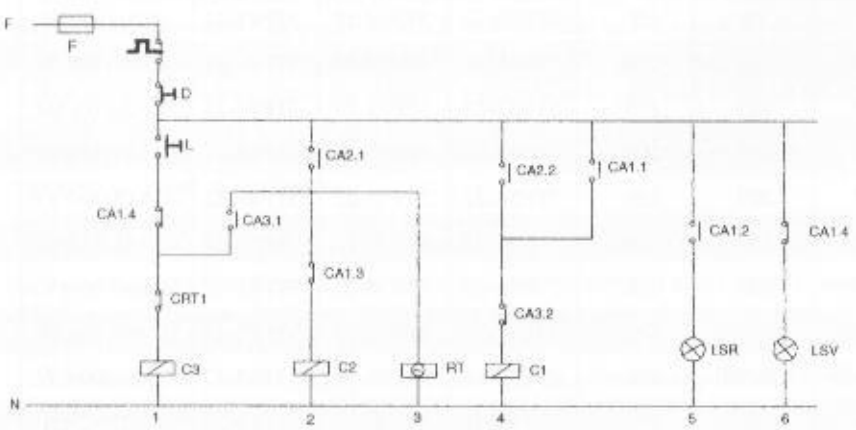


FIGURA 9.62
Esquema de comando de uma chave compensadora automática

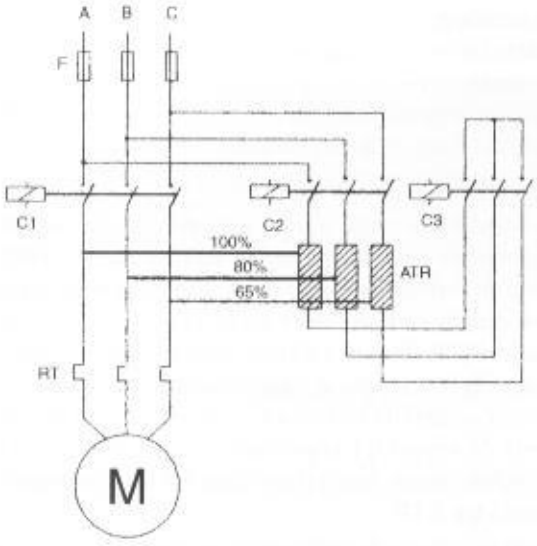


FIGURA 9.63
Esquema trifilar de chave compensadora automática

A utilização de chaves compensadoras e os ajustes de tapes do autotransformador foram abordados no Capítulo 7. Além disso, foram também analisadas as questões técnicas e econômicas quanto à aplicação alternativa das chaves compensadoras e estrela-triângulo.

As chaves compensadoras têm o seu uso limitado pela freqüência de manobras permitida. Em geral, essa limitação condiciona as chaves a um máximo de cinco operações por hora, com duração não superior a 15 s, podendo ser duas seguidas com intervalos de cinco minutos.

TABELA 9.18
Seleção de chaves compensadoras – Siemens

Motores Trifásicos				Contatores Tipo 3TF			Relé de Sobrecarga		Fusível Máximo Retardado (A)	
Potências Máximas Nominais Admissíveis em Serviço AC3 (cv)			Corrente				Tipo 3UA	Faixa de Regulagem		
220 V	380 V	440 V	A	C1	C2	C3		A	DZ	NH
15	25	30	38	3TF45-22	3TF44-22	3TF41-11	3UA55 00-2R	32 - 40	63	63
20	30	30	50	3TF46-22	3TF45-22	3TF42-11	3UA58 00-2F	32 - 50	125	63
25	40	40-50	63	3TF47-22	3TF46-22	3TF43-11	3UA58 00-2P	50 - 63	125	80
30	50	60	74	3TF48-22	3TF47-22	3TF43-11	3UA58 00-2U	63 - 80	160	125
30	60	60	84	3TF49-22	3TF47-22	3TF44-11	3UA58 00-8W	70 - 88	160	125
40-50	75	75	120	3TF50-22	3TF49-22	3TF45-11	3UA60 003H	90 - 120	224	160
50-60	100	100	145	3TF51-22	3TF50-22	3TF46-22	3UA61 00-3K	120 - 150	224	160
75	125	125	175	3TF52-22	3TF51-22	3TF47-22	3UA62 00-3M	150 - 180	224	200
75	150	150	205	3TF53-22	3TF51-22	3TF48-22	3UA45 00-8YG	160 - 250	224	200
100	175	200	250	3TF54-22	3TF52-22	3TF49-22	3UA45 00-8YH	200 - 320	315	224
125	200	250	300	3TF55-22	3TF53-22	3TF50-22	3UA45 00-8YH	200 - 320	315	224
125-150	250-300	300	400	3TF56-22	3TF54-22	3TF51-22	3UA45 00-8YJ	250 - 400	500	315
175-200	300-350	350-400	475	3TF57-22	3TF55-22	3TF52-22	3UA46 008YK	320 - 500	500	315
250	400-450	450-500	600	3TF58-14	3TF56-22	3TF53-22	3UA46 00-8YL	400 - 630	630	500
300	500	550	700	3TF69-44	3TF57-22	3TF54-22	3RB12 62-OL	200 - 820	1000	500
350	500-600	600-750	820	3TF69-44	3TF58-14	3TF55-22	3RB12 62-OL	200 - 820	1250	630

9.3.24.1 Especificação sumária

Na compra de uma chave compensadora é necessário que se forneçam, pelo menos, os seguintes dados:

- tensão nominal (a da rede);
- corrente nominal (ou potência do motor);
- freqüência nominal;
- tensão do circuito de comando;
- número mínimo de manobras desejadas;
- tipo de operação (manual ou automática);
- indicadores de medidas de tensão e corrente (para o tipo de execução blindado).

Relativamente à chave compensadora indicada no diagrama unifilar da Figura 9.1, tem-se:

Chave compensadora automática, tensão nominal 380 V, para motor de 75 cv/380 V/IV pólos, freqüência nominal de 60 Hz, tensão do circuito de comando 220 V, número mínimo de manobras por hora = 5, execução blindada, provida de um amperímetro de 300-5 A.

9.3.25 Chave Inversora de Freqüência (24)

É utilizada no controle da velocidade dos motores de indução que, desta forma, podem substituir com as vantagens que lhes são peculiares os motores de corrente contínua nos processos industriais nos quais é importante a variação de velocidade.

As chaves inversoras de freqüência estão sendo aplicadas também com um objetivo adicional de tornar mais eficiente o uso da energia em certos tipos de aplicações, como, por exemplo, ventiladores industriais, nos quais se pode reduzir a velocidade, mantendo o torque constante, ao mesmo tempo reduzindo a potência disponiblizada pelo motor na medida exata das necessidades da carga.

No Capítulo 7 foi estudada a chave inversora de freqüência com ênfase à aplicação de partida de motores trifásicos. Nesta seção serão abordados os aspectos construtivos.

A chave inversora, conforme Figura 7.37, é composta por dois módulos com funções distintas, porém integrados num só equipamento. O primeiro módulo conectado diretamente à rede de energia é formado por um ponte retificadora a diodos de 4 a 6 pulsos. A ponte transforma a tensão e a corrente alternadas em valores contínuos que alimentam o segundo módulo, chamado de inversor, que tem a função de transformá-los em corrente e tensão na forma de blocos retangulares, utilizando técnicas de controle vetorial de fluxo.

O inversor fornece aos terminais do motor tensão e freqüência variáveis que permitem ser trabalhadas de forma a manter o torque constante, reduzir a potência de operação e a corrente de partida etc.

Devido ao processo de geração da onda de tensão na forma anteriormente mencionada, as chaves inversoras provocam sérias distorções harmônicas no sistema de alimentação, prejudicando a operação dos bancos de capacitores instalados na indústria, degradando a qualidade da energia.

É importante acrescentar que, no caso de motores que operam com contracorrente, a energia gerada nesse processo é disponibilizada à rede elétrica, através da ação do circuito de potência da chave que permite a reversão da polaridade da corrente contínua.

Por meio do chaveamento do inversor é gerada uma corrente trifásica na forma de uma onda senoidal retangular. O inversor autocontrolado funciona de acordo com o princípio básico da comutação por sucessão de fases em que após o disparo de um tiristor, o mesmo que anteriormente conduzia corrente, é desligado.

O conversor de freqüência possui um controle eletrônico dedicado ao inversor autocontrolado representado por um regulador de freqüência, cuja referência é o valor da tensão de corrente alternada de saída, resultando uma freqüência de saída do inversor proporcional à tensão de referência aplicada aos terminais da chave. Se for mantida uma proporção entre a tensão e a freqüência aplicada aos terminais do motor, mantém-se constante o fluxo da máquina.

À medida que a tecnologia da comutação avança, novos componentes surgem comercialmente. De início empregaram-se os SCRs (*Silicon Controlled Retifier*) que comutavam a uma freqüência de 300 Hz. Na sequência do desenvolvimento tecnológico, surgiram os transistores com freqüência de chaveamento superior, vindo em seguida os GTOs (*Gate Turn-off*) e, finalmente, foram

desenvolvidos os modernos comutadores com freqüência de chaveamento da ordem de 20 kHz, denominados IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*).

Os inversores de freqüência possuem como características básicas uma freqüência variável, em geral, de 1 a 100 Hz. Podem ser fornecidos nos modelos de tensão imposta ou de corrente imposta. O interfaceamento para sinais externos de controle é normalmente feito através da variação de corrente de 4 a 20 mA ou de tensão entre 0 e 10 V. O controle de velocidade pode ser feito através de potenciômetro instalado no próprio inversor.

As principais características das chaves inversoras são:

- freqüência máxima de saída: 100 Hz;
- faixa de controle:
- faixa de referência: 0–10 V, 0–2 mA ou, ainda, 4–20 mA;
- torque de partida ajustável;
- relação tensão/corrente ajustável;
- funções de supervisão e proteção.

A Tabela 9.19 fornece os elementos necessários para selecionar uma chave inversora de freqüência de fabricação WEG.

O uso das chaves inversoras se faz sentir notadamente nas seguintes atividades industriais:

- elevação e transporte de cargas;
- bobinamento e desbobinamento de papéis;
- laminação de aço;
- extrusão de materiais plásticos.

9.3.25.1 Especificação sumária

Com base o diagrama da Figura 9.1, tem-se:

Chave inversora de freqüência para motor de 200 cv/380 V/IV pólos, para uso a torque constante, faixa de referência por corrente de 0–20 mA, dotada dos elementos de proteção térmica de sobrecaga e de curto-circuito.

9.3.26 Painéis para Instalações Elétricas (25)

São caixas metálicas convenientemente construídas para abrigar equipamentos de seccionamento, proteção, comando, sinalização, instrumentos de medida ou outros destinados ao controle e supervisão da instalação.

Quanto ao grau de proteção (veja a Seção 1.6), podem ser classificados em:

- Instalações internas

São aquelas protegidas com graus de proteção IP20–IP31 e IP42 empregados mais comumente.

- Instalações ao tempo

São aquelas à prova de poeira e respingos em todas as direções podendo ser utilizados IP54 e IP55.

Também são construídos painéis à prova de explosão destinados a locais de grande risco, dotados de recursos que impossibilitam acidentes eventuais.

Normalmente, os painéis contêm barramentos condutores suportados por isoladores fixados na estrutura metálica apropriada. Cuidados devem ser tomados tanto nas dimensões das barras coletoras quanto na distância entre os seus apoios, a fim de evitar deformações durante a ocorrência de curto-circuito no sistema. O cálculo dos esforços eletromecânicos está detalhado no Capítulo 5.

Existe, entre os fabricantes, uma tendência generalizada de padronização das dimensões dos painéis através da construção de módulos, que podem ser acoplados para formar um quadro de distribuição do tamanho desejado.

Os painéis devem conter internamente uma resistência elétrica, a fim de evitar a formação de umidade sobre os equipamentos elétricos ali instalados.

TABELA 9.19
Características técnicas das chaves inversoras CFW-06 da WEG

Inversor			Motor Máximo Aplicável				
	Corrente Nominal (A)		Tensão	Torque Constante		Torque Variável	
				Potência		Potência	
Modelo	Torque Constante	Torque Variável	(V)	(cv)	(kW)	(cv)	(kW)
18 / 220 - 230	18	22		6	4,4	7,5	5,5
25 / 220 - 230	25	32		7,5	5,5	10	7,5
35 / 220 - 230	35	41		12,5	9,2	15	11
52 / 220 - 230	52	64	220	20	15	25	18,5
67 / 220 - 230	67	80		25	18,5	30	22
87 / 220 - 230	87	107		30	22	40	30
107 / 220 - 230	107	126		40	30	50	37
158 / 220 - 230	158	182		60	45	75	55
18 / 380 - 480	18	22		10	7,5	12,5	9,2
25 / 380 - 480	25	32		15	11	20	15
35 / 380 - 480	35	41		20	15	25	18,5
52 / 380 - 480	52	64		30	22	40	30
67 / 380 - 480	67	80		50	37	50	37
87 / 380 - 480	87	107		60	45	75	55
107 / 380 - 480	107	126		75	55	75	55
158 / 380 - 480	158	182		100	75	125	92
200 / 380 - 480	200	225	380	125	92	150	110
230 / 380 - 480	230	260		150	110	175	130
320 / 380 - 480	320	350		200	150	250	185
400 / 380 - 480	400	430		270	200	300	225
450 / 380 - 480	450	500		300	225	350	250
570 / 380 - 480	570	630		400	280	450	315
700 / 380 - 480	700	770		500	355	550	400
900 / 380 - 480	900	1.000		700	500	750	560
18 / 380 - 480	18	22		12,5	9,2	15	11
25 / 380 - 480	25	32		20	15	25	18,5
35 / 380 - 480	35	41		25	18,5	30	22
52 / 380 - 480	52	64		40	30	50	37
67 / 380 - 480	67	80		50	37	60	45
87 / 380 - 480	87	107		60	45	75	55
107 / 380 - 480	107	126		75	55	100	75
158 / 380 - 480	158	182	440	125	92	150	110
200 / 380 - 480	200	225		150	110	175	130
230 / 380 - 480	230	260		175	130	200	150
320 / 380 - 480	320	350		250	185	270	200
400 / 380 - 480	400	430		300	225	350	250
450 / 380 - 480	450	500		350	250	450	330
570 / 380 - 480	570	630		450	330	550	400
700 / 380 - 480	700	770		600	450	700	500
900 / 380 - 480	900	1.000		750	560	850	630

As superfícies das chapas de que são construídos os painéis devem sofrer o seguinte tratamento:

a) Pré-tratamento

Consiste na imersão em tanques contendo desengraxante alcalino, desencapante ou fostatizante.

b) Proteção e acabamento

Consiste na aplicação de tinta em pó à base de epóxi (ou equivalente) por processo eletrostático, com espessura aproximada de 70 μm.

A superfície acabada deve ser resistente à abrasão, à gordura, à água, à umidade e às intempéries, bem como aos produtos químicos agressivos.

A Figura 9.64 mostra esquematicamente a vista frontal de um painel de comando. São utilizadas chapas de aço em geral de n.^{os} 12 e 14 USSG.

Quanto à execução, são providos de porta frontal ou traseira, e parte lateral ou traseira aparafusadas.

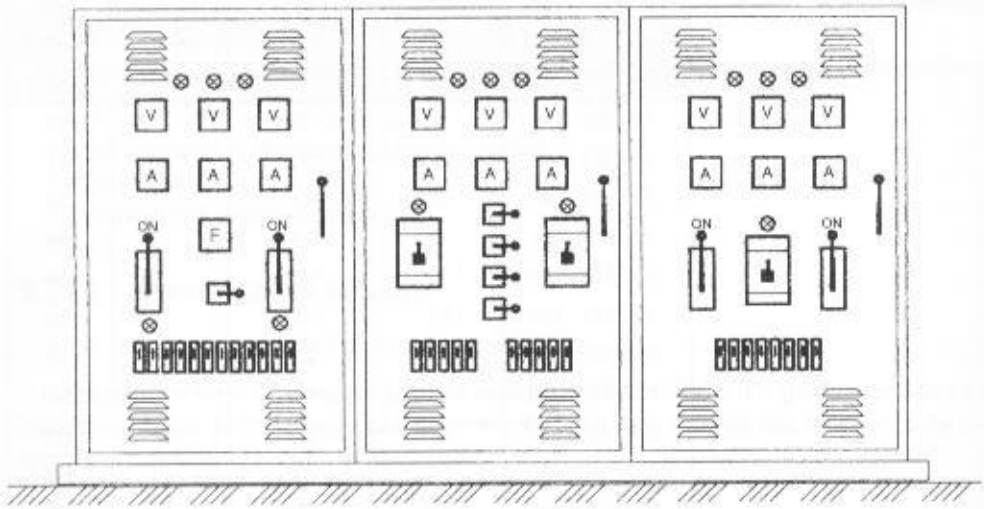


FIGURA 9.64
Vista frontal de um painel de comando

CAPÍTULO

10 PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO

10.1 INTRODUÇÃO

A elaboração de um esquema completo de proteção para uma instalação elétrica industrial envolve várias etapas, desde o estabelecimento de uma estratégia de proteção, selecionando os respectivos dispositivos de atuação, até a determinação dos valores adequados para a calibração destes dispositivos. Para que o sistema de proteção atinja a finalidade a que se propõe, deve responder aos seguintes requisitos básicos.

a) Seletividade

É a capacidade que possui o sistema de proteção de selecionar a parte danificada da rede e retirá-la de serviço sem afetar os circuitos sãos.

b) Exatidão e segurança

Garante ao sistema uma alta confiabilidade operativa

c) Sensibilidade

Representa a faixa de operação e não-operação do dispositivo de proteção.

Todo projeto de proteção de uma instalação deve ser feito globalmente, e não setorialmente. Projetos setoriais implicam uma descoordenação do sistema de proteção, trazendo, como conseqüência, interrupções desnecessárias de setores de produção, cuja rede nada depende da parte afetada do sistema.

Basicamente um projeto de proteção é feito com três dispositivos: fusíveis, disjuntores e relés. E para que os mesmos sejam selecionados adequadamente é necessário se proceder à determinação das correntes de curto-circuito nos vários pontos do sistema elétrico. Os dispositivos de proteção contra correntes de curto-circuito devem ser sensibilizados pelo valor mínimo dessa corrente.

A proteção é considerada ideal quando reproduz a imagem fiel das condições do circuito para o qual foi projetada, isto é, atua dentro das limitações de corrente, tensão, freqüência e tempo para as quais foram dimensionados os equipamentos e materiais da instalação.

A capacidade de um determinado circuito ou equipamento deve ficar limitada ao valor de seu dispositivo de proteção, mesmo que isso represente a subutilização da capacidade dos condutores ou da potência nominal do equipamento.

Os dispositivos de proteção devem ser localizados e ligados adequadamente aos circuitos, segundo regras gerais estabelecidas por normas.

10.2 PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE BAIXA TENSÃO

Os condutores e equipamentos, de uma maneira geral, componentes de um sistema industrial de baixa tensão, são freqüentemente solicitados por correntes e tensões acima dos valores previstos para operação em regime para os quais foram projetados. Essas solicitações normalmente vêm em forma de sobrecarga, corrente de curto-circuito, sobretensões e subtensões. Todas essas grandezas anormais devem ser limitadas no tempo de duração e no módulo.

Portanto, dispositivos de proteção encontrados nas instalações elétricas industriais devem permitir o desligamento do circuito quando este está submetido às condições adversas anteriormente previstas. Na prática, os principais dispositivos utilizados são os fusíveis, dos tipos diazed e NH, os disjuntores e os relés térmicos.

10.2.1 Prescrições Básicas das Proteções contra as Sobrecorrentes

Estas prescrições compreendem as proteções contra correntes de sobrecarga e de curto-circuito.

10.2.1.1 Proteção contra as correntes de sobrecarga

São as seguintes as prescrições básicas contra as correntes de sobrecarga nas instalações elétricas:

- é necessária a aplicação de dispositivos de proteção para interromper as correntes de sobrecarga nos condutores dos circuitos, de sorte a evitar o aquecimento da isolação, das conexões e de outras partes contíguas do sistema além dos limites previstos por norma;
- os dispositivos de proteção contra correntes de sobrecarga devem ser localizados nos pontos do circuito onde haja uma mudança qualquer que caracteriza uma redução no valor da capacidade de condução de corrente dos condutores. Esta mudança pode ser caracterizada por uma troca de seção, alteração da maneira de instalar, alteração no número de cabos agrupados ou na natureza da isolação, e em todas as demais condições abordadas no Capítulo 3;
- o dispositivo que protege um circuito contra sobrecargas pode ser colocado ao longo do percurso desse circuito se a parte do circuito compreendida entre a troca de seção — de natureza, de maneira de instalar ou de constituição — e o dispositivo de proteção não possuir qualquer derivação nem tomada de corrente e atender a uma das duas condições:
  - seu comprimento não exceder a 3 m, ser instalada de modo a reduzir ao mínimo o risco de curto-circuito;
  - não estar situada nas proximidades de materiais combustíveis.
- os dispositivos de proteção contra correntes de sobrecarga em circuitos de motor não devem ser sensíveis à corrente de carga absorvida pelo mesmo, tendo, no entanto, as características compatíveis com o regime de corrente de partida, tempo admissível com rotor bloqueado e tempo de aceleração;
- pode-se omitir a aplicação dos dispositivos de proteção contra correntes de sobrecarga nas seguintes condições:
  - nos circuitos situados a jusante de uma mudança qualquer que altere a capacidade de condução de corrente dos condutores, desde que haja uma proteção contra sobrecargas localizada a montante;
  - nos circuitos de cargas resistivas ligadas no seu valor máximo;
  - nos circuitos de comando e sinalização;
  - nos circuitos de alimentação de eletroímãs para elevação de carga;
  - nos circuitos secundários de transformadores de corrente;
  - nos circuitos secundários de transformadores de potencial destinados ao serviço de medição;
  - nos circuitos de carga motriz em regime de funcionamento intermitente.

10.2.1.2 Proteção contra as correntes de curto-circuito

São as seguintes as prescrições básicas contra as correntes de curto-circuito nas instalações elétricas:

- os dispositivos de proteção devem ter a sua capacidade de interrupção ou de ruptura igual ou superior ao valor da corrente de curto-circuito presumida no ponto de sua instalação;
- a energia que os dispositivos de proteção contra curtos-circuitos devem deixar passar não pode ser superior à energia máxima suportada pelos dispositivos e condutores localizados a jusante;
- o dispositivo de proteção deve ser localizado no ponto onde haja mudança no circuito que provoque redução na capacidade de condução de corrente dos condutores;

- a proteção do circuito terminal dos motores deve garantir a proteção contra as correntes de curto-circuito dos condutores e dispositivos localizados a jusante;
- os circuitos terminais que alimentam um só motor podem ser protegidos contra curtos-circuitos utilizando-se fusíveis do tipo NH ou diazed com retardo de tempo, ou disjuntores com dispositivos de disparo magnético;
- pode-se omitir a aplicação dos dispositivos de proteção contra as correntes de curto-circuito nas seguintes condições:
  - num ponto do circuito compreendido entre aquele onde houve a mudança de seção ou outra modificação e o dispositivo de proteção, desde que este comprimento não seja superior a 3 m e o circuito não esteja localizado nas proximidades de materiais combustíveis;
  - num ponto do circuito situado a montante de uma mudança de seção ou outra modificação, desde que o dispositivo de proteção proteja o circuito a jusante;
  - nos circuitos que ligam geradores, transformadores, retificadores, baterias e acumuladores aos quadros de comando correspondentes, desde que nestes haja dispositivos de proteção;
  - nos circuitos que ligam os secundários dos transformadores de potencial e de corrente aos relés de proteção ou aos medidores de energia;
  - nos circuitos que, desenergizados, possam trazer perigo para a instalação correspondente.

10.2.2 Dimensionamento dos Dispositivos de Proteção

Um circuito elétrico só está adequadamente protegido contra as sobrecorrentes quando todos os seus elementos, tais como condutores, chaves e outros, estiverem com as suas capacidades térmica e dinâmica iguais ou inferiores aos valores limitados pelos dispositivos de proteção correspondentes. Assim, torna-se importante analisar as sobrecorrentes e os tempos associados à resposta efetiva da proteção.

Quando se trata de correntes de sobrecarga, os seus módulos são muito inferiores aos módulos relativos às correntes de curto-circuito. Por esta razão, as correntes de defeito costumam ser analisadas por processos mais detalhistas, como o da integral de Joule. Este método é bastante representativo na análise matemática dos efeitos térmicos desenvolvidos pelas correntes de curto-circuito e a sua formulação é dada pela Equação (10.1).

$$\int_0^t [i(t)]^2 \times dt \leq I_{cs}^2 \times T \tag{10.1}$$

I_{cs} – corrente de curto-circuito que atravessa o dispositivo de proteção;
T – tempo de duração da corrente de curto-circuito.

A integral de Joule de cabos e componentes, tais como disjuntores, fusíveis etc., é calculada normalmente através de ensaios de curto-circuito.

A Figura 10.1 representa a curva típica da integral de Joule de um cabo de baixa tensão a qual fornece para cada valor de corrente a energia específica ou energia por unidade de resistência ($J/\Omega = A^2 \cdot s$).

O valor de I_c na Figura 10.1 representa a capacidade de corrente do cabo que nessas condições atinge a temperatura máxima para serviço contínuo e com a qual pode operar ao longo de sua vida

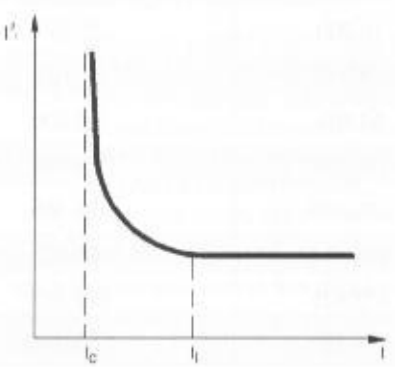


FIGURA 10.1
Característica $I^2 \times t$ típica de cabos de baixa tensão

útil, normalmente considerada de 20 anos. Já o valor de I_z na mesma figura representa o valor limite da corrente para a qual o aquecimento do condutor é adiabático, isto é, sem troca de calor entre o condutor e a isolação. Logo, a energia necessária para elevar a temperatura para serviço contínuo até a temperatura de curto-circuito é denominada integral de Joule.

A norma NBR 5410/2004 estabelece que a integral de Joule a qual o dispositivo de proteção deve deixar passar não deve ser superior à integral de Joule necessária para aquecer o condutor desde a temperatura máxima para o serviço contínuo até a temperatura limite de curto-circuito, ou seja:

$$\int_0^t [i(t)]^2 \times dt \leq K^2 \times S^2 \qquad (10.2)$$

$K^2 \times S^2$ – integral de Joule para aquecimento do condutor desde a temperatura máxima para serviço contínuo até a temperatura de curto-circuito, admitindo aquecimento adiabático, sendo:

$K = 143$ para condutores de cobre com isolação de PVC;
$K = 176$ para condutores de cobre com isolação de EPR ou XLPE;

S – seção do condutor, em mm².

Ainda da NBR 5410/2004, podemos acrescentar:

- para curto-circuito de qualquer duração, onde a assimetria da corrente não seja significativa, e para curtos-circuitos simétricos de duração igual ou superior a 0,1 s e igual ou inferior a 0,5 s, pode-se escrever:

$$I_{cc}^2 \times T \leq K^2 \times S^2 \qquad (10.3)$$

I_{cc} – corrente de curto-circuito presumida simétrica, em A;
T – duração, em segundos, sendo $0{,}1 \leq T \leq 0{,}5\ s$

- a corrente nominal do dispositivo de proteção contra curtos-circuitos pode ser superior à capacidade de condução de corrente dos condutores do circuito.

TABELA 10.1
Integral de Joule para aquecimento adiabático para condutores de cobre

Seção (mm²)	Integral de Joule A² × s × 10³	
	Isolação PVC	Isolação EPR e XLPE
1,5	29,7	46
2,5	82,6	127
4	211,6	327
6	476,1	736
10	1.322	2.045
16	3.385	5.235
25	8.265	12.781
35	16.200	25.050
50	35.062	51.123
70	64.802	100.200
95	119.355	184.552
120	190.440	294.466
150	297.562	460.103
185	452.625	699.867
240	761.760	1.167.862

A Tabela 10.1 fornece a integral de Joule para o aquecimento adiabático dos condutores de cobre desde a temperatura máxima de serviço até a temperatura limite suportável para correntes de curto-circuito, considerando-se as isolações de PVC, XLPE e EPR.

Como será estudado na Seção 10.2.2.4, os fabricantes de fusíveis fornecem a integral de Joule que esses elementos de proteção deixam passar, de forma a se poder dimensioná-los adequadamente.

Da Equação (10.3), pode-se determinar o tempo máximo em que um condutor, definido por sua isolação, pode suportar uma determinada corrente de curto-circuito, ou seja:

$$T \leq \frac{K^2 \times S^2}{I_{cs}^2} \tag{10.4}$$

Com base nesta equação, os fabricantes de cabos elétricos definem as curvas de suportabilidade térmica contra as correntes de curto-circuito em função das seções dos condutores e do tempo de duração das referidas correntes, conforme se pode observar nas Figuras 3.26 e 3.27 do Capítulo 3.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.1)

Determinar o tempo máximo que a proteção deve atuar quando um determinado circuito em condutor isolado de cobre de seção de 70 mm², tipo de isolação PVC, é atravessado por uma corrente de curto-circuito de valor igual a 6,5 kA.

Aplicando-se a Equação (10.4), tem-se:

$$T \times \frac{K^2 \times S^2}{I_{cs}^2} \leq \frac{115^2 \times 70^2}{(6{,}5 \times 10^3)^2} \leq 1{,}53\ s \leq 91{,}8 \text{ ciclos}$$

$K = 115$ (para condutor de PVC).

O mesmo valor pode ser obtido através do gráfico da Figura 3.26.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.2)

Um CCM é alimentado por um circuito trifásico em condutor de cobre isolado em PVC, de seção de 95 mm². A corrente de defeito é de 18.300 A e a proteção atua para essa corrente em 0,3 s. Verificar se a isolação do condutor suporta estas condições transitórias.

A integral de Joule vale:

$$\int_0^t [i(t)]^2 \times dt = I_{cs}^2 \times T = 18.300^2 \times 0{,}3 = 100.467 \times 10^3\ \text{A}^2 \times \text{s}$$

Pela Tabela 10.1, obtém-se a integral de Joule referente ao condutor de 95 mm², ou seja:

$K^2 \times S^2 = 119.355 \times 10^3\ \text{A}^2 \times \text{s}$

$I_{cs}^2 \times T < K^2 \times S^2$ (condição satisfeita)

Um circuito só está adequadamente protegido quando o dispositivo de proteção contra sobrecorrentes satisfaz às seguintes condições:

- não opera quando a corrente for inferior à capacidade de condução de corrente do condutor do circuito na sua particular condição de maneira de instalar;
- opera normalmente, com tempo de retardo elevado, para uma corrente de sobrecarga de até 1,45 vez a capacidade de corrente do condutor;
- opera em tempos inversamente proporcionais para correntes de sobrecarga compreendidas entre 1,45 e 8 vezes a corrente nominal;
- opera num tempo extremamente reduzido para as correntes de curto-circuito.

Os dispositivos de proteção devem ser nominalmente dimensionados em função das particularidades de cada sistema, cujo estudo será definido a seguir.

10.2.2.1 Proteção por dispositivo de proteção à corrente diferencial-residual

É cada vez mais comum a ocorrência de acidentes envolvendo crianças e adultos que entram em contato direto ou indireto com partes vivas da instalação ou partes metálicas não energizadas em operação normal (massas).

Além de levar perigo à vida das pessoas, é comum que a propriedade possa ser profundamente prejudicada ou até destruída por uma falha na instalação que não é prontamente eliminada por um dispositivo adequado de proteção. Dessa forma, a proteção por dispositivo de proteção à corrente diferencial-residual (dispositivo DR) pode prover segurança à vida dos usuários de energia elétrica quando a instalação está protegida por um dispositivo dimensionado para uma corrente de fuga de valor não superior a 30 mA. Para a proteção da propriedade podem ser utilizados dispositivos com valor de corrente de fuga superior.

Todas as atividades biológicas desenvolvidas pelo corpo humano são resultantes de impulsos enviados pelo cérebro na forma de corrente elétrica de baixíssimo valor. Porém, quando o indivíduo entra em contato com qualquer parte viva de um circuito elétrico, uma corrente passa a circular por esse indivíduo juntamente com a corrente fisiológica própria. O resultado é uma alteração nas funções vitais do indivíduo que pode levá-lo à morte. A Figura 10.2 mostra as diferentes zonas de proteção de um dispositivo DR, ou seja:

- zona 1: não provoca distúrbios perceptíveis;
- zona 2: não provoca distúrbios fisiológicos prejudiciais;
- zona 3: provoca distúrbios fisiológicos sérios, porém reversíveis, tais como parada cardíaca, parada respiratória e contrações musculares;
- zona 4: provoca distúrbios fisiológicos graves e geralmente irreversíveis, tais como fibrilação cardíaca e parada respiratória;
- zona 5: representa a faixa de atuação do dispositivo de proteção DR para a corrente de fuga de 30 mA.

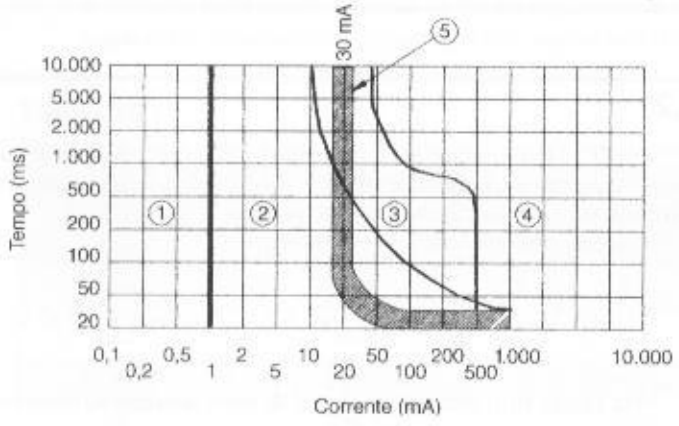


FIGURA 10.2
Curva *tempo* × *corrente* das reações fisiológicas dos seres humanos

Esses dispositivos podem ser divididos em três partes funcionais, ou seja:

- transformador toroidal para detecção das correntes de falta fase-terra;
- disparador que transforma uma grandeza elétrica em ação mecânica;
- mecanismo móvel e os respectivos elementos de contato.

O princípio básico de funcionamento dos dispositivos DR leva em conta que a soma das correntes que circulam nos condutores de fase e de neutro é nula, gerando, conseqüentemente, um campo magnético nulo e induzindo no secundário do transformador de corrente do dispositivo uma corrente também nula.

Se, no entanto, a instalação elétrica é submetida a uma corrente de falta, a relação de nulidade das correntes deixa de existir e surgirá um campo magnético residual que induzirá no secundário do transformador de corrente do dispositivo uma corrente elétrica que sensibilizará o mecanismo de disparo do dispositivo DR. Esse princípio básico de funcionamento poderá ser melhor entendido a partir das análises da Figura 10.3 (a) e (b).

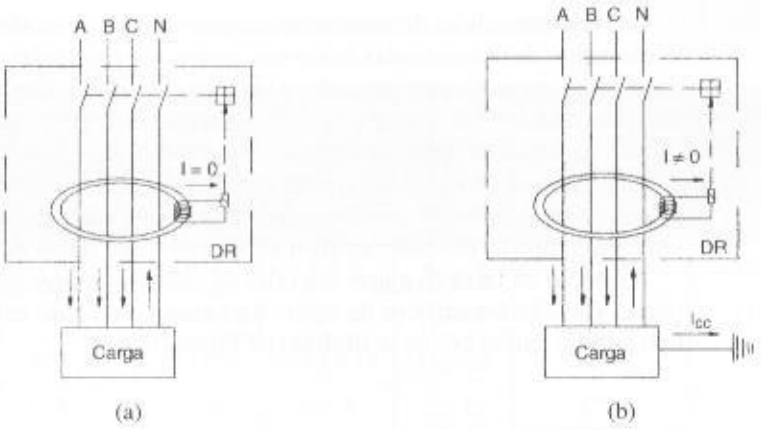


FIGURA 10.3
Dispositivo DR instalado num circuito trifásico

A concepção do núcleo, associada a mecanismos auxiliares, é mais complexa do que o esquema simplificado da Figura 10.3.

Há dois tipos de dispositivos DR quanto à sensibilidade da corrente de defeito. Os dispositivos DR mais sensíveis detectam correntes de falta de até 30 mA e, portanto, asseguram a proteção contra contatos diretos e indiretos. Já os dispositivos DR com sensibilidade de corrente de falta superior a 30 mA devem ser empregados somente contra contatos indiretos e contra incêndio.

De acordo com NBR 5410/2004, qualquer que seja o esquema de aterramento deve ser objeto de proteção complementar contra contatos diretos por dispositivos à corrente diferencial-residual de alta sensibilidade, isto é, com corrente diferencial-residual nominal igual ou inferior a 30 mA. A aplicação de dispositivos DR deve seguir algumas premissas básicas:

- o uso do dispositivo DR não dispensa, em qualquer hipótese, o condutor de proteção;
- os dispositivos DR devem garantir o seccionamento de todos os condutores do circuito protegido;
- o circuito magnético do dispositivo DR deve envolver todos os condutores vivos dos circuitos protegidos, inclusive o condutor neutro;
- o circuito magnético do dispositivo DR não deve envolver, em nenhuma hipótese, o condutor de proteção;
- devem-se selecionar os circuitos elétricos e os respectivos dispositivos DR de tal forma que as correntes de fuga que possam circular durante a operação dos referidos circuitos não ocasionem a atuação intempestiva dos dispositivos;
- para tornar possível o uso do dispositivo DR nos esquemas TN-C deve-se convertê-lo imediatamente antes do ponto de instalação do dispositivo no esquema TN-C-S;
- deve ser obrigatório o uso de dispositivos DR:
  - nos circuitos que alimentam pontos de utilização situados em locais contendo banheira ou chuveiro elétrico;
  - nos circuitos que alimentam tomadas de corrente localizadas em áreas externas à edificação;
  - nos circuitos que, em áreas de habitação, alimentam pontos de utilização situados em cozinhas, copas-cozinhas, lavanderias, áreas de serviço, garagens e demais dependências internas molhadas em uso normal ou sujeitas a lavagens, cujos pontos estejam a uma altura inferior a 2,5 m;
  - nos circuitos que, em edificações não-residenciais, alimentam pontos de tomada situados em cozinhas, copas-cozinhas, lavanderias, áreas de serviço, garagens e, no geral, em áreas internas molhadas em uso normal ou sujeitas a lavagens;
- a proteção dos circuitos pode ser realizada individualmente por ponto de utilização, por circuitos ou por grupos de circuitos.

10.2.2.2 Relés térmicos de sobrecarga

São dispositivos dotados de um par de lâminas construídas com metais de diferentes coeficientes de dilatação térmica linear que, quando atravessados por uma corrente de intensidade ajustada aquecendo o bimetal provocam, sob efeito da dilatação térmica de suas lâminas, a operação do contato móvel.

Os relés bimetálicos de sobrecarga são constituídos de modo a permitir ajustes da corrente nominal dentro de determinadas faixas que podem ser escolhidas conforme o valor da corrente e da natureza da carga. Quanto maior for o valor da corrente de sobrecarga, menor será o tempo decorrido para a atuação do relé térmico. Os aspectos construtivos podem ser vistos no Capítulo 9.

Usados particularmente em instalações industriais para proteção de motores, os relés bimetálicos de sobrecarga são acoplados a contatores, que são os elementos de comando do circuito. Normalmente, os fabricantes de contatores fornecem o tipo adequado dos relés apropriado a estes. Para um mesmo tipo de contator, existem vários relés com faixas de ajuste diferentes.

A seleção da faixa de ajuste dos relés de sobrecarga deve ser função do regime de serviço do motor. Os relés bimetálicos de sobrecarga atuam com base em curvas de *tempo* × *corrente* do tipo inverso, como as que se ilustram na Figura 10.4.

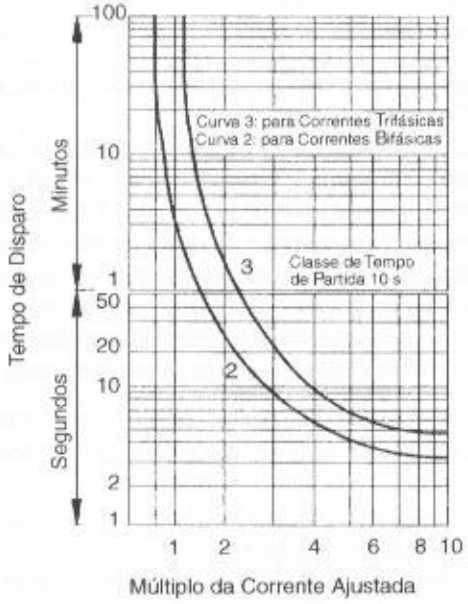


FIGURA 10.4
Características do relé 3UA – Siemens

A determinação do tempo de atuação da unidade térmica pode ser feita através da Equação (10.5), ou seja:

$$M = \frac{I_c}{I_a} \tag{10.5}$$

I_a – corrente de ajuste da unidade térmica temporizada, em A;
I_c – corrente que atravessa o relé, em A;
M – múltiplo da corrente ajustada.

Com o valor de M acessa-se o gráfico do relé, como, por exemplo, o da Figura 10.4, obtendo-se no eixo das ordenadas o tempo de atuação T_{at}.

A integridade da isolação de um condutor é severamente atingida por correntes de sobrecarga que provoquem efeitos térmicos excessivos. Assim, a norma NBR 5410/2004 considera corrente de sobrecarga de pequena intensidade quando o condutor atinge uma temperatura de regime não superior à temperatura máxima de sobrecarga relativa à natureza da sua isolação, dada na Tabela 3.5. Correntes de sobrecarga de até 1,45 vez a capacidade nominal do condutor são consideradas de pequena intensidade. Podem ser toleradas por um longo período de tempo, porém devem ser limitadas na duração para não prejudicar a isolação do condutor.

10.2.2.2.1 Critérios para o ajuste dos relés de sobrecarga

O ajuste dos relés de sobrecarga está vinculado aos de critérios básicos a seguir definidos.

a) Serviço contínuo (S1)

TABELA 10.2
Características elétricas dos relés bimetálicos – 3UA5/4

Potência de Motores Trifásicos Padronizados – NBR 5432 Categoria de Utilização AC3					Faixa de Ajuste	Para Montagem Acoplado aos Contatores				Fusíveis Máximos Diazed ou NH
Tipo	(kW)	220/230 V	380/400 V	440 V	(A)	AC3				A
3UA55-00-1J	2,2	3	4-5-6	5-6-7,5	6,3-10	3TF43		3TF35		25
3UA55-00-2A	3-3,7	4-5	7,5-10	7-5-10	10-16	3TF44		3TF45		35/32
3UA55-00-2B	3,7-4,5-5,5	5-6-7,5	10-12,5	10-12,5-15	12,5-20					50
3UA55-00-2D	5,5-7,5-9	7,5-10-12,5	15-20	20-25	20-32	22/32A				63
3UA55-00-2R	9-11	12,5-15	25	25-30	32-40			38A		63
3UA58-00-2D	5,5-7,5-9	7,5-10-12,5	15-20	20-25	20-32	3TF46	3TF47	3TF48	3TF49	63
3UA58-00-2F	9-11-15	12,5-15-20	25-30	30	32-50	45A				100
3UA58-00-2P	15-18,5	20-25	40	40-50	50-63		63A			125
3UA58-00-2U	18,5-22	25-30	50	60	63-80			75A		160
3UA58-00-8W	22	30	50-60	60	70-88				85A	160
3UA60-00-2W	18,5-22	25-30	50-60	75	63-90	3TF50				160
3UA60-00-3H	30-37	40-50	75	-	90-120	110A				224
3UA61-00-3H	30	40	75	100	90-120	3TF51				224
3UA61-00-3K	37-45	50-60	100	100	120-150	140A				224
3UA62-00-3H	30	40	75	100	90-120	3TF52				224
3UA62-00-3K	37-45	50-60	100	100	120-150					224
3UA62-00-3M	55	75	125	125	150-180	170A				224
3UA45-00-8YG	55	75	150	150	160-250	3TF53/205A				224
3UA45-00-8YG	55-75	75-100	125-175	150-200	160-250	3TF54/250A				315
3UA45-00-8YH	75-90	100-125	150-200	175-250	200-320	3TF55/300A				315
3UA45-00-8YH	75-90	100-125	150-200	175-250	200-320	3TF56/400A				400
3UA45-00-8YJ	110	150	250-300	300	250-400					500
3UA46-00-8YK	110-150	150-200	250-350	300-400	320-500	3TF57/475A		3TB58		500
3UA46-00-8YL	160-200	250	400-450	450-500	400-630	-		630A		630

De forma geral, um relé deve ser escolhido com uma faixa de ajuste em que esteja compreendida a corrente nominal do motor, independentemente do seu carregamento.

O valor do ajuste do relé de sobrecarga térmica deve obedecer aos seguintes requisitos:

- a corrente de ajuste do relé térmico de proteção deve ser igual ou superior à corrente do projeto ou simplesmente corrente de carga prevista, ou seja:

$$I_a \geq I_c \tag{10.6}$$

I_a – corrente nominal ou de ajuste da proteção;
I_c – corrente de projeto do circuito.

- a corrente de ajuste do relé térmico de proteção deve ser igual ou inferior à capacidade de condução de corrente dos condutores.

$$I_a \leq I_{nc} \tag{10.7}$$

I_{nc} – corrente nominal do condutor.

- o tempo de partida do motor deve ser inferior ao tempo de atuação do relé para a corrente de partida correspondente, enquanto o tempo de rotor bloqueado deve ser igual ou superior ao valor da corrente ajustada, ou seja:

$$T_{rb} \geq T_{ar} > T_{pm} \tag{10.8}$$

T_{pm} – tempo de acionamento do motor;
T_{rb} – tempo de rotor bloqueado.

O ajuste dos relés térmicos bimetálicos da série 3UA de fabricação Siemens pode ser feito através da Tabela 10.2.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.3)

Determinar o ajuste do relé de proteção de sobrecarga térmica de um motor de 50 cv, 380 V/IV pólos, em regime de funcionamento S1, alimentado por um circuito em condutor unipolar de cobre, tipo da isolação PVC, de seção igual a 25 mm², instalado em canaleta fechada embutida no piso. O tempo de partida do motor é de 2 s.

De acordo com as condições estabelecidas nas Equações (10.6) e (10.7), tem-se:

$$I_a \geq I_c \rightarrow I_a \leq I_w$$

$I_{nm} = I_c = 68{,}8$ A (corrente nominal do motor)
$I_w = 89$ A (capacidade de corrente do condutor para o método de instalação 33 da Tabela 3.4 e método de referência B1 da Tabela 3.6).

Logo, a corrente de ajuste deve estar compreendida dentro dos seguintes limites:

$$68{,}8 \leq I_a \leq 89 \text{ A}$$

Será adotada, portanto, $I_a = 68{,}8$ A.

Com base na Tabela 10.2, pode-se assim especificar o relé bimetálico: tipo 3UA60-00-2W – Siemens – faixa de ajuste de 63 a 90 A.

Relativamente ao tempo de atuação do relé, tem-se:

$T_{rb} \geq T_{ar} > T_{pm} \rightarrow T_{pm} = 2$ s
$T_{rb} = 10$ s (Tabela 6.3)

$R_{cpm} = 64$ (relação entre a corrente de partida e a corrente nominal do motor obtida da Tabela 6.3)

$$I_{pm} = R_{cpm} \times I_{nm} = 6{,}4 \times 68{,}8 = 440{,}3 \text{ A}$$

$$M = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{440{,}3}{68{,}8} = 6{,}4 \rightarrow T_{ar} = 5{,}5 \text{ s (gráfico da Figura 10.4)}$$

Logo: $T_{rb} \geq T_{ar} > T_{pm}$ (condições satisfeitas)

b) Serviço de curta duração ou intermitente

Neste caso, pode-se omitir a proteção de sobrecarga, dependendo do regime de serviço do motor.

Quando prevista a proteção de sobrecarga, a seleção da faixa de disparo e a corrente de ajuste devem ser dimensionadas de acordo com o mesmo princípio apresentado para os motores em serviço permanente, porém os tempos de disparo dados nas curvas devem ser reduzidos a 25% dos valores mostrados nos gráficos mencionados. É sempre importante observar que $T_{ar} > T_{pm}$, pois, do contrário, não é possível processar a religação do motor, operação que é feita com determinada freqüência.

Neste caso, deve-se determinar a corrente equivalente do ciclo de carga, dada pela Equação (10.9):

$$I_{eq} = \sqrt{\frac{I_{pm}^2 \times T_{pm} + I_{nm}^2 \times T_n}{T_t + \frac{1}{3} \times T_r}} \text{ (A)} \tag{10.9}$$

I_{pm} – corrente de partida, em A;
T_{pm} – tempo de duração da partida, em A;
I_{nm} – corrente nominal do motor ou corrente de carga, em A;
T_n – tempo de duração do regime normal de funcionamento, em s;
T_t – tempo total de um ciclo de funcionamento, isto é, $T_p + T_n$, em s;
T_r – tempo de duração do repouso, em s.

A Figura 10.5 mostra uma curva típica do regime S4, um dos mais utilizados nas aplicações práticas.

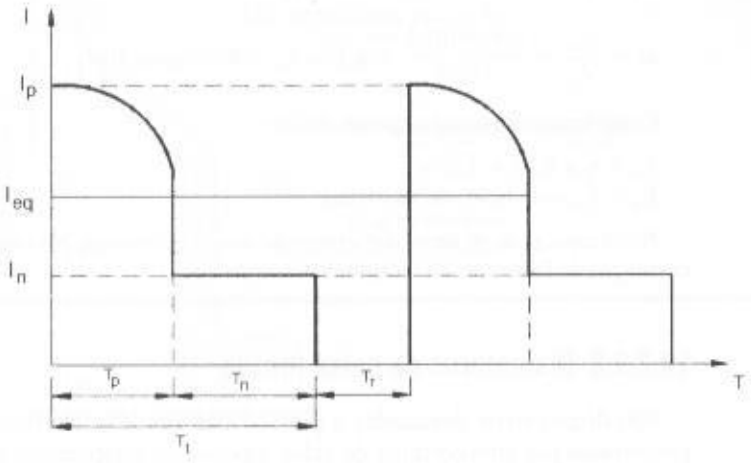


FIGURA 10.5
Curva de operação de um motor em regime S4

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.4)

Determinar o ajuste do relé bimetálico de proteção de um motor de 75 cv–IV pólos, 380 V, acionado em regime intermitente tipo S4 dado na Figura 10.6. O tempo de partida do motor é de 3 s. O motor opera em condição de sobrecarga de 10%. O condutor é do tipo unipolar, isolado em PVC, e está instalado no interior de eletroduto PVC, enterrado no piso.

I_{nm} = 101,1 A (Tabela 6.3) → R_{cpm} = 6,8 (Tabela 6.3)
I_{pm} = 6,8 × 101,1 = 687,4 A
I_c = 1,1 × I_{nm} = 1,1 × 101,1 = 111,2 A (motor em regime de sobrecarga de 10%)
T_{pm} = 3 s
T_s = 3.197 s (tempo de regime normal de operação do motor)
T_t = T_{pm} + T_s = 3 + 3.197 = 3.200 s
T_r = 3.300 − 3.200 = 100 s (tempo de repouso do motor)

$$I_{eq} = \sqrt{\frac{687,4^2 \times 3 + 111,2^2 \times 3.197}{3.200 + \frac{1}{3} \times 100}} = 112,5 \text{ A}$$

Da Equação (10.6), tem-se:

$I_a \geq I_c = I_{eq}$ = 112,5 A

Da Equação (10.7), tem-se:

$I_a \leq I_{nc}$

I_{nc} = 122 A (condutor de 50 mm², para método de instalação 61A da Tabela 3.4 e valor da corrente obtida na Tabela 3.6 para o método de referência D)
Logo: 112,5 ≤ I_a ≤ 122 A

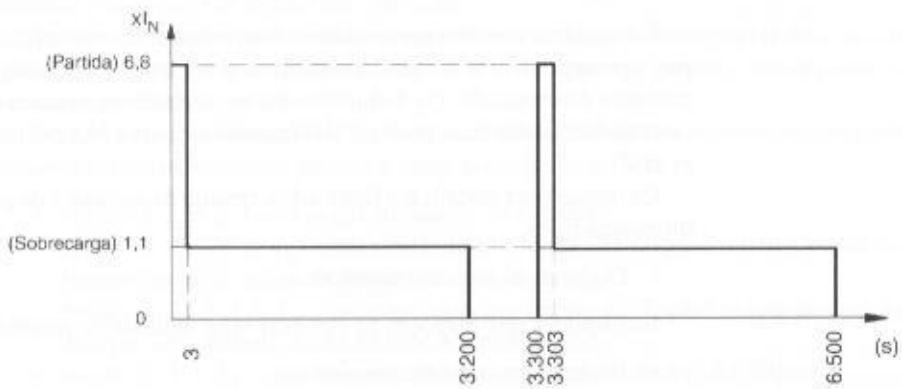


FIGURA 10.6
Curva de operação

Será escolhido o relé 3UA 60-00-3H – Siemens, com faixa de ajuste de 90 a 120 A. A corrente de ajuste será de 112,5 A.

Devem ser verificadas as condições de partida, ou seja:

$$M = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{6,8 \times 101,1}{112,5} = 6,1 \rightarrow T_a = 6 \text{ s (Figura 10.4)}$$

Considerando-se o relé a quente, tem-se:

$T_a = 6 \times 0,25 = 1,50$ s
$T_a < T_{pm}$ (condição não satisfeita)

Neste caso, pode-se dispensar a proteção contra sobrecarga. No entanto, é sempre aconselhável seguir a orientação do fabricante da máquina a ser acionada.

10.2.2.3 Disjuntores de baixa tensão

São dispositivos destinados à proteção de circuitos elétricos, os quais devem atuar quando percorridos por uma corrente de valor superior ao estabelecido para funcionamento normal.

De acordo com a sua forma construtiva, os disjuntores podem acumular várias funções, ou seja:

- proteção contra sobrecarga;
- proteção contra curtos-circuitos;
- comando funcional;
- seccionamento;
- seccionamento de emergência;
- proteção contra contatos indiretos;
- proteção contra quedas e ausência de tensão.

A seguir serão analisados os principais parâmetros elétricos dos disjuntores.

a) Corrente nominal

É aquela que pode circular permanentemente pelo disjuntor.

Os disjuntores ditos tropicalizados são constituídos de um bimetal duplo que permite manter a sua corrente nominal até a uma temperatura, em geral, de 50°C, sem que o mecanismo de atuação opere. Ao contrário, os disjuntores cujos relés de sobrecarga térmica são providos de somente um bimetal são ajustados para atuar, em geral, a uma temperatura de 20°C.

Considerando-se a utilização de disjuntores tropicalizados, em geral, em quadros de distribuição industriais, onde a temperatura pode ser elevada a valores não superiores a 50°C, é possível utilizar toda a capacidade de corrente nominal do disjuntor sem a necessidade de aplicar nenhum fator de correção. Entretanto, para os disjuntores não tropicalizados calibrados para 20°C, recomenda-se utilizar somente 70% de sua corrente nominal. Esta é uma forma de compensar o efeito da elevação da temperatura interna do quadro de comando.

b) Tensão nominal

É aquela à qual estão referidas a capacidade de interrupção e as demais características nominais do disjuntor.

c) Capacidade nominal de interrupção de curto-circuito

É a máxima corrente presumida de interrupção, de valor eficaz, que o disjuntor pode interromper, operando dentro de suas características nominais de tensão e freqüência, e para um fator de potência determinado. Os disjuntores termomagnéticos operam de acordo com as suas curvas de características térmicas (curva T) e magnéticas (curva M), conforme pode ser observado na Figura 10.7.

Os disjuntores podem ser fabricados, quanto às unidades de proteção incorporadas, em quatro diferentes tipos.

- Disjuntores somente térmicos

São aqueles que dispõem de somente uma unidade de proteção térmica de sobrecarga.

- Disjuntores somente magnéticos

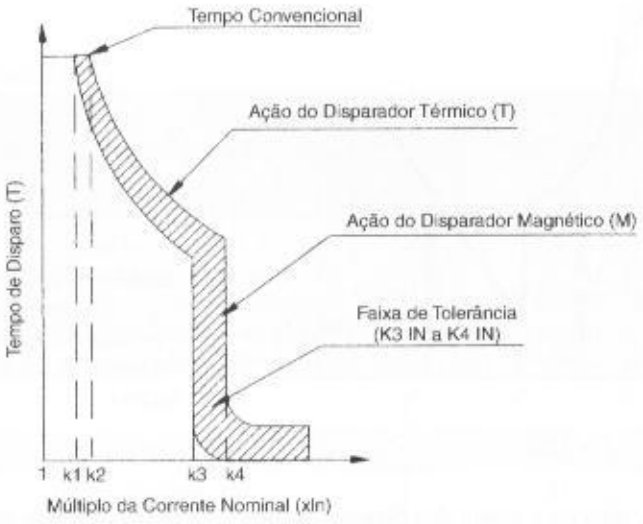


FIGURA 10.7
Características tempo × corrente de um disjuntor termomagnético

São aqueles que dispõem de somente uma unidade magnética de proteção contra curtos-circuitos.

- Disjuntores termomagnéticos

São aqueles que dispõem de uma unidade de proteção térmica e outra magnética de curto-circuito. É o tipo de maior utilização prática.

- Disjuntores termomagnéticos limitadores

São aqueles que dispõem das unidades de proteção térmica e magnética e de um sistema especial capaz de interromper as elevadas correntes de curto-circuito antes que elas atinjam o seu valor de pico. Esse sistema tem como princípio as forças eletrodinâmicas provocadas pela corrente de defeito.

Tanto as unidades de proteção térmica de sobrecarga como as magnéticas de curto-circuito, incorporadas aos disjuntores anteriormente classificados, podem ser fabricadas com duas diferentes características.

- Unidade sem ajuste ou regulação

Neste caso, as correntes das unidades térmica e magnética são pré-ajustadas pelo fabricante e o disjuntor é comercializado selado.

- Unidades com ajuste externo

Neste caso, podem-se regular as correntes de atuação através de seletores, tanto da unidade térmica como da magnética.

As particularidades construtivas dos disjuntores e os detalhes de operação estão descritos no Capítulo 9.

O dimensionamento de disjuntores de baixa tensão em circuitos industriais deve ser feito observando-se o tipo que será utilizado quanto ao comportamento de atuação em função da temperatura a que estará submetido em operação.

Assim como os fusíveis, os disjuntores devem ser dimensionados pela sua característica $I^2 \times t$ que representa o valor máximo da integral de Joule que o dispositivo deixa passar em função da corrente que circula por ele.

De acordo com a Figura 10.8, pode-se caracterizar o disjuntor através de suas quatro regiões de diferentes comportamentos quanto à integral de Joule, ou seja:

- região A: $I \leq I_n$ – não existe limitação de corrente;
- região B: $I_n < I \leq I_m$ – caracterizada por tempo de disparo relativamente longo devido à temporização da unidade térmica;
- região C: $I_m < I \leq I_{rd}$ – caracterizada por tempo de disparo relativamente curto devido à atuação sem temporização da unidade magnética;
- região D: $I > I_{rd}$ – caracterizada pela impropriedade do uso do disjuntor.

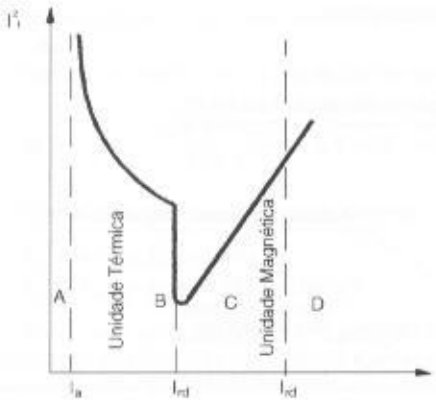


FIGURA 10.8
Regiões características dos disjuntores termomagnéticos

I – corrente de circula pelo disjuntor;
$I_n = I_a$ – corrente nominal ou de ajuste do disjuntor;
I_m – corrente de sensibilidade da unidade magnética;
i_{rd} – corrente de interrupção do disjuntor ou capacidade de ruptura

A seleção e ajuste dos disjuntores deve ser feita com base nos seguintes requisitos previstos pela NBR 5410/2004.

a) Características de proteção contra sobrecarga

A corrente nominal ou de ajuste da unidade térmica do disjuntor deve ser igual ou superior à corrente de projeto ou simplesmente de carga prevista.

$$I_a \geq I_c \tag{10.10}$$

I_a – corrente nominal ou de ajuste do disjuntor;
I_c – corrente de projeto do circuito.

A corrente nominal ou de ajuste da unidade térmica do disjuntor deve ser igual ou inferior à capacidade de condução de corrente dos condutores.

$$I_a \leq I_{nc} \tag{10.11}$$

I_{nc} – corrente nominal do condutor.

A corrente convencional de atuação do disjuntor deve ser igual ou inferior a 1,45 vez a capacidade de condução de corrente dos condutores.

$$I_{adc} \leq 1{,}45 \times I_{nc} \tag{10.12}$$

I_{adc} – corrente convencional de atuação do disjuntor.

Entende-se por corrente convencional aquela que assegura efetivamente a atuação do disjuntor dentro de um intervalo de tempo T_{ad} denominado tempo convencional.

A condição da Equação (10.12) é aplicável quando for possível assumir que a temperatura limite de sobrecorrente dos condutores, dada na Tabela 3.5, não venha a ser mantida por um período de tempo superior a 100 horas durante 12 meses consecutivos ou 500 horas ao longo da vida útil do condutor. Quando isso não ocorrer, a Equação (10.12) toma a seguinte forma:

$$I_{adc} \leq I_{nc} \tag{10.13}$$

Por questões práticas, o valor de I_{adc} na Equação (10.13) pode ser substituído por $K \times I_a$, ou seja:

$$K \times I_a \leq I_{nc} \tag{10.14}$$

K – fator de multiplicação dado na Tabela 10.3.

A Tabela 10.3 fornece os limites da corrente convencional de atuação e da corrente convencional de não-atuação para fusíveis e disjuntores.

Tratando-se de disjuntores, segundo a NBR 5361, pode-se aplicar apenas as condições de sobrecarga previstas nas Equações (10.10) e (10.11).

Adicionalmente, os disjuntores podem ser classificados de duas diferentes formas de utilização, ou seja:

- Disjuntores de características L

TABELA 10.3
Fatores de multiplicação de corrente (K)

Tipo	Corrente Nominal	Corrente Convencional de Não-atuação (fusão)	Corrente Convencional de Atuação (fusão)
	A	A	A
Fusível gI	I_n igual ou superior a 4	$1,5 \times I_n$	$2,1 \times I_n$
	I_n superior a 4 e inferior ou igual a 10	$1,5 \times I_n$	$1,9 \times I_n$
	I_n superior a 10 e inferior ou igual a 25	$1,4 \times I_n$	$1,75 \times I_n$
	I_n superior a 25 e inferior ou igual a 100	$1,3 \times I_n$	$1,6 \times I_n$
	I_n superior a 100 e igual ou inferior a 1000	$1,2 \times I_n$	$1,6 \times I_n$
Fusível gII	Todas	$1,2 \times I_n$	$1,6 \times I_n$
Fusível gG	Todas	$1,25 \times I_n$	$1,6 \times I_n$
Disjuntor em caixa moldada tipo G	Todas	$1,05 \times I_n$	$1,35 \times I_n$
Disjuntor em geral	I_n igual ou inferior a 63	$1,05 \times I_n$	$1,35 \times I_n$
	I_n superior a 63	$1,05 \times I_n$	$1,25 \times I_n$
Disjuntor em caixa moldada tipo L	I_n igual ou inferior a 10	$1,5 \times I_n$	$1,9 \times I_n$
	16, 25	$1,4 \times I_n$	$1,75 \times I_n$
	I_n superior a 25	$1,3 \times I_n$	$1,6 \times I_n$

São aqueles adequados à proteção de circuitos de distribuição, circuitos de iluminação, de tomadas e de comando.

- Disjuntores de características G

São aqueles adequados à proteção de aparelhos e motores sujeitos a sobrecargas.

Para aplicação das prescrições anteriores, é necessário que haja coordenação entre a curva de *tempo* × *corrente* correspondente à solicitação térmica admissível do condutor (curva C) e a curva de atuação do disjuntor (curva D), conforme a Figura 10.9.

Em complementação aos critérios anteriores, tem-se que o tempo de atuação do disjuntor deve ser superior ao tempo de partida do motor, enquanto o tempo de rotor bloqueado deve ser igual ou superior ao valor da corrente ajustada, ou seja:

$$T_{rb} \geq T_{ad} > T_{pm} \tag{10.15}$$

T_{ad} – tempo de atuação do disjuntor;
T_{pm} – tempo de partida do motor;
T_{rb} – tempo de rotor bloqueado.

b) Características de proteção contra curtos-circuitos

A condição de proteção contra curto-circuito será atendida de diferentes formas:

- Capacidade de interrupção ou de ruptura

A capacidade de interrupção do disjuntor deve ser igual ou superior à corrente de curto-circuito trifásica no ponto de sua instalação, ou seja:

$$I_{cs} \leq I_{rd} \tag{10.16}$$

I_{rd} – capacidade de interrupção do disjuntor, em A.

As correntes nominais e as capacidades de ruptura dos disjuntores variam em função do tipo e principalmente do fabricante. Para os disjuntores tripolares do tipo selado, as correntes nominais mais freqüentes podem ser escolhidas, em geral, de acordo com a Tabela 10.4.

Se a corrente no ponto de instalação do disjuntor superar a sua capacidade de interrupção, podem ser pré-ligados a estes fusíveis limitadores de corrente do tipo NH ou outro dispositivo de proteção com características de interrupção compatíveis com a capacidade de interrupção do disjuntor. Nesse caso, as características do fusível ou outro dispositivo de retaguarda devem ser coordenadas com a

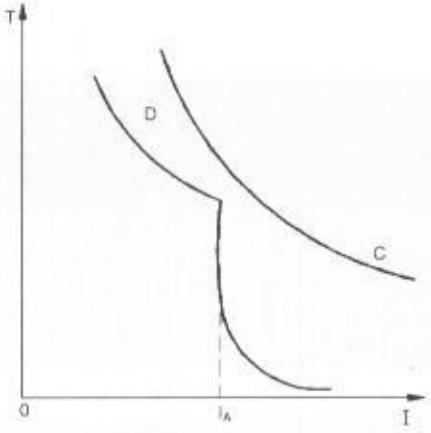


FIGURA 10.9
Curva de coordenação

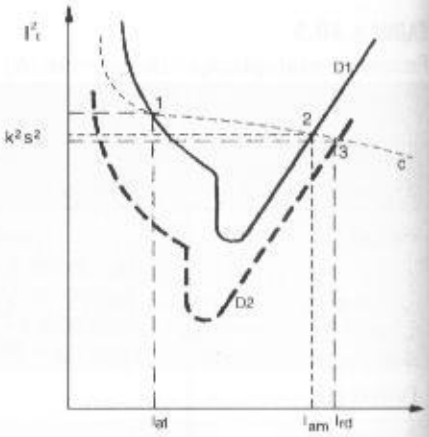


FIGURA 10.10
Curvas $I^2 \times t$ de disjuntores e condutor

do disjuntor, de forma que os condutores ou os outros dispositivos sob proteção (contatores, relés térmicos etc.) não sejam submetidos a solicitações térmicas e dinâmicas excessivas.

- Proteção contra faltas na extremidade do circuito

A corrente de atuação mínima da unidade instantânea deve ser igual ou inferior à corrente de curto-circuito presumida na extremidade do circuito correspondente à carga.

$$I_{mi} \leq I_{cf} \tag{10.17}$$

I_{mi} – corrente de ajuste, valor mínimo, da unidade instantânea.

- Proteção contra rotor bloqueado

A corrente de ajuste da unidade temporizada do disjuntor para proteção do motor com rotor bloqueado deve permitir um tempo de atuação igual ou inferior ao tempo de rotor bloqueado do motor fornecido pelo fabricante ou, neste livro, encontrado na Tabela 6.3.

- Proteção da isolação dos condutores

Considerando a corrente de curto-circuito do sistema, o tempo de atuação do disjuntor deve ser igual ou inferior ao tempo de suportabilidade térmica da isolação do condutor, ou seja:

$$T_{atd} \leq T_{sc} \tag{10.18}$$

Essa verificação pode ser feita aplicando-se a Equação (3.19) ou através dos gráficos das Figuras 3.26 e 3.27, considerando, respectivamente, os condutores com isolação PVC, XLPE ou EPR.

A verificação da integridade do condutor pode ser mais completa ao se comparar o valor da integral de Joule que deixa passar o disjuntor com a integral de Joule dos condutores. A integral de Joule que o disjuntor deve permitir passar deve ser inferior à integral de Joule suportável pelos condutores. A título de exemplificação, a Figura 10.10 mostra as curvas características $I^2 \times t$ de dois disjuntores (D1 e D2) e da isolação de um condutor (C). Dela pode-se concluir:

- o disjuntor D1 protege a isolação do condutor a partir do ponto correspondente à corrente de ajuste da unidade térmica (ponto 1) até o valor da corrente de atuação ou de ajuste da unidade magnética (ponto 2);
- o disjuntor D2 protege a isolação do condutor para as todas faixas de corrente até o valor correspondente a sua corrente de ruptura (ponto 3).

Para satisfazer a NBR 5410/2004, a curva de suportabilidade térmica do condutor deve cortar a curva do disjuntor em qualquer ponto do trecho de transição de atuação das unidades térmicas e magnéticas. A corrente de atuação ou ajuste do disjuntor no ponto referido deve ser inferior à mínima corrente de curto-circuito presumida, conforme mostra a Figura 10.11, ou seja:

$$I_a \leq I_{cmin} \tag{10.19}$$

TABELA 10.4
Características elétricas gerais dos disjuntores em caixa moldada

Disjuntores Trifásicos						Disjuntores Monofásicos	
Correntes Nominais	Capacidade de Ruptura (A)		Correntes Nominais	Capacidade de Ruptura (A)		Correntes Nominais (A)	Capacidade de Ruptura
A	220 V	380 V	A	220 V	380 V	220 V	(kA)
10			180	10.000	8.000	10	
15			200			15	
20			225			20	3,5
25			250	25.000	20.000	25	
30			300			30	
35			350			35	
40			400			40	
50	10.000	4.000	600	50.000	40.000	50	6,0
60			800			60	
70			1.000	125.000	125.000		
80			1.200	As características elétricas dos disjuntores apresentadas nesta tabela são genéricas e compreendem vários tipos e diferentes fabricantes nacionais. Para projetos específicos é necessário definir bem as características técnicas dos disjuntores ou identifica o tipo e marca de um determinado fabricante.			
90			1.600				
100			2.000				
125			2.500				
150			3.000				

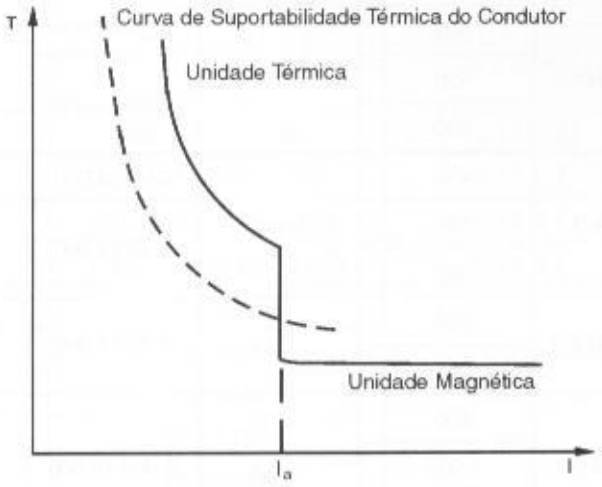


FIGURA 10.11
Interseção da curva de suportabilidade térmica do condutor e disjuntor

I_a – corrente de atuação do disjuntor no ponto de transição das curvas das unidades térmicas e magnéticas;
$I_{ccmín}$ – corrente mínima de curto-circuito presumida.

Se o circuito não possuir o condutor neutro distribuído, a corrente de curto-circuito mínima deve ser a de valor trifásico simétrico no final do trecho protegido pelo disjuntor. Se o condutor neutro é distribuído, deve-se considerar a corrente fase e terra também no final do trecho do circuito referido.

TABELA 10.5
Características elétricas dos disjuntores tripolares Siemens

Tipo	Correntes Nominais	Faixa de Ajuste		Corrente de Interrupção (kA)		
		Unidade Térmica	Unidade Magnética	220	380	500
	A	A	A	V	V	V
HHED6	15	Fixa	400-700	100	65	42
	20					
	25					
	30		600-1.000			
	40					
	50					
	60					
	70					
	80					
	90					
	100					
	125					
HFXD	150	Fixa	800-1.500	100	65	42
	175		900-2.000			
	200		1.100-2.500			
	225					
	250					
HJXD	300	Fixa	1.250-2.500	100	65	42
	350		2.000-4.000			
	400					
HLXD	450	Fixa	2.000-4.000	100	65	42
	500		3.000-6.000			
	600					
HLMXD	700	Fixa	3.200-8.000	100	65	42
	800					
HNXD	900	Fixa	5.000-10.000	100	65	42
	1.000					
	1.200					
HPXD	1.400	Fixa	5.000-10.000	100	65	42
	1.600					
HRXD	1.800	Fixa	5.000-10.000	100	65	42
	2.000					

TABELA 10.6
Características elétricas dos disjuntores tripolares – Siemens

Tipo	Corrente Nominal	Faixa de Ajuste Térmica	Faixa de Ajuste Magnética	Corrente de Interrupção (kA)		
				220	380	440
	A	A	A	V	V	V
3VU13	25	4-6	$12 \times I_n$	100	100	5
		6-10		100	10	5
		10-16		100	10	5
		14-20		10	6	5
		18-25		10	6	5
3VU16	52	16-25	$12 \times I_n$	100	100	25
		22-32		100	35	25
		28-40		100	35	25
		36-52		100	35	25
3VF12	63	28-40	$12 \times I_n$	100	42	26
		36-50		100	30	22
		45-63		100	22	18
3VF31	100	63-80	$15 \times I_n$	100	65	50
		80-100				
3VF32	160	100-125	$15 \times I_n$	100	65	50
		125-160				
3VF42	250	160-200	5 a 10 $\times I_n$	100	80	65
		200-250				
3VF52	400	250-315	5 a 10 $\times I_n$	100	80	65
		315-400				
3VF62	630	400-500	5 a 10 $\times I_n$	100	80	50
		500-630				
3VF71	800	400, 500, 630, 800	2 a 8 $\times I_n$	65	50	42
3VF72	1.250	630, 800, 1.000, 1.250	2 a 8 $\times I_n$	65	50	42
3VF82	1.600	800, 1.000, 1.250, 1.600	2 a 8 $\times I_n$	100	80	65
3VF83	2.000	1.000, 1.250, 1.600, 2.000	2 a 8 $\times I_n$	100	80	65
3WN6 1.600	630	252-630	1,5 a 12 $\times I_n$	Até 500 V = 65 kA		
	800	320-800				
	1.000	400-1000				
	1.250	500-1.250				
	1.600	640-1.600				
3WN6 3.200	2.000	800-2.000	1,5 a 12 $\times I_n$	Até 500 V = 80 kA		
	2.500	1.000-2.500				
	3.200	1.280-3.200				

Obs.: foram utilizados parcialmente os valores da tabela original. O leitor deve consultar o catálogo do fabricante para maiores detalhes.

As curvas de suportabilidade térmica dos condutores devem ser fornecidas pelo fabricante dos cabos, o que nem sempre é facilmente encontrado em seus catálogos. Para atender a essa prescrição basta determinar o tempo de suportabilidade térmica do condutor, dado na Equação (10.4), e levar esse valor ao gráfico *tempo* × *corrente* do disjuntor.

A escolha das características nominais de alguns tipos de disjuntores pode ser feita com base nas Tabelas 10.5 e 10.6 para disjuntores de fabricação Siemens.

As Figuras 10.12 a 10.17 mostram as características de disparo dos disjuntores Siemens especificados nas tabelas anteriores.

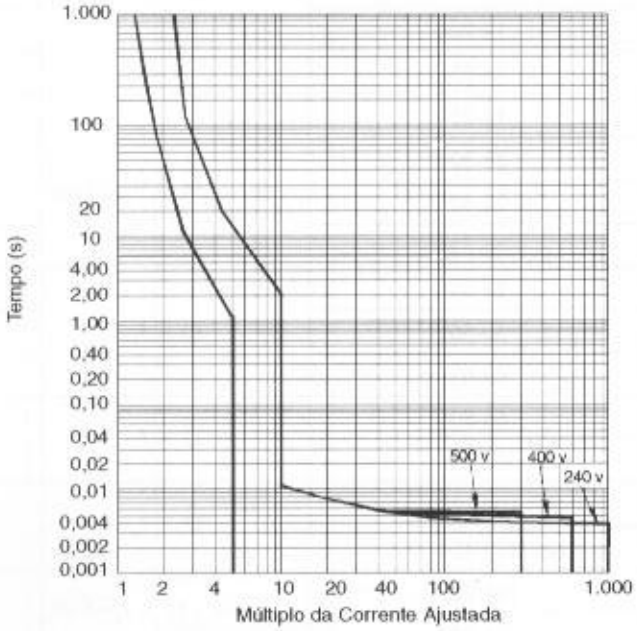


FIGURA 10.12
Características tempo × corrente dos disjuntores da série H – Siemens

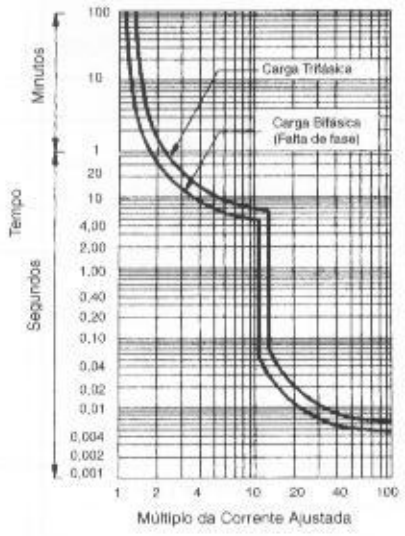


FIGURA 10.13
Disjuntores 3VU13 – Siemens

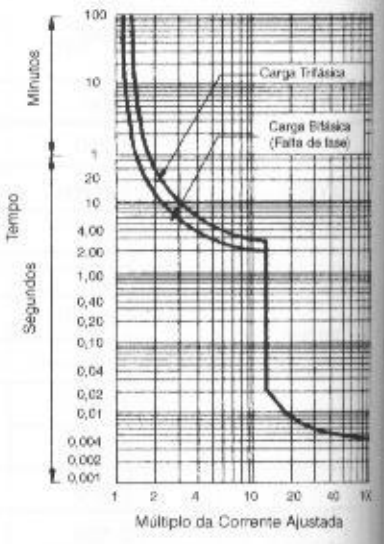


FIGURA 10.14
Disjuntores 3VU16 – Siemens

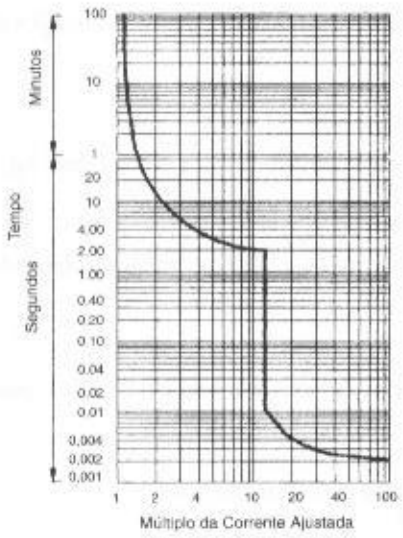


FIGURA 10.15
Disjuntores 3VF12 – Siemens

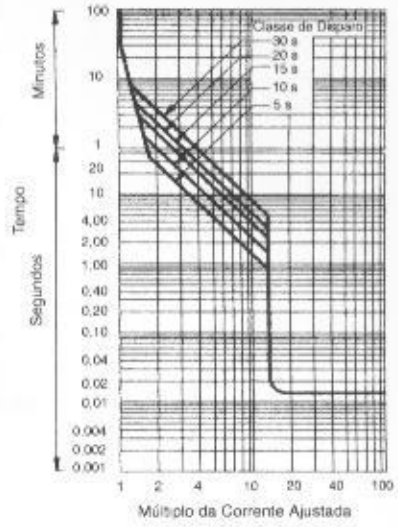


FIGURA 10.16
Disjuntores 3VF3/5/6 – Siemens

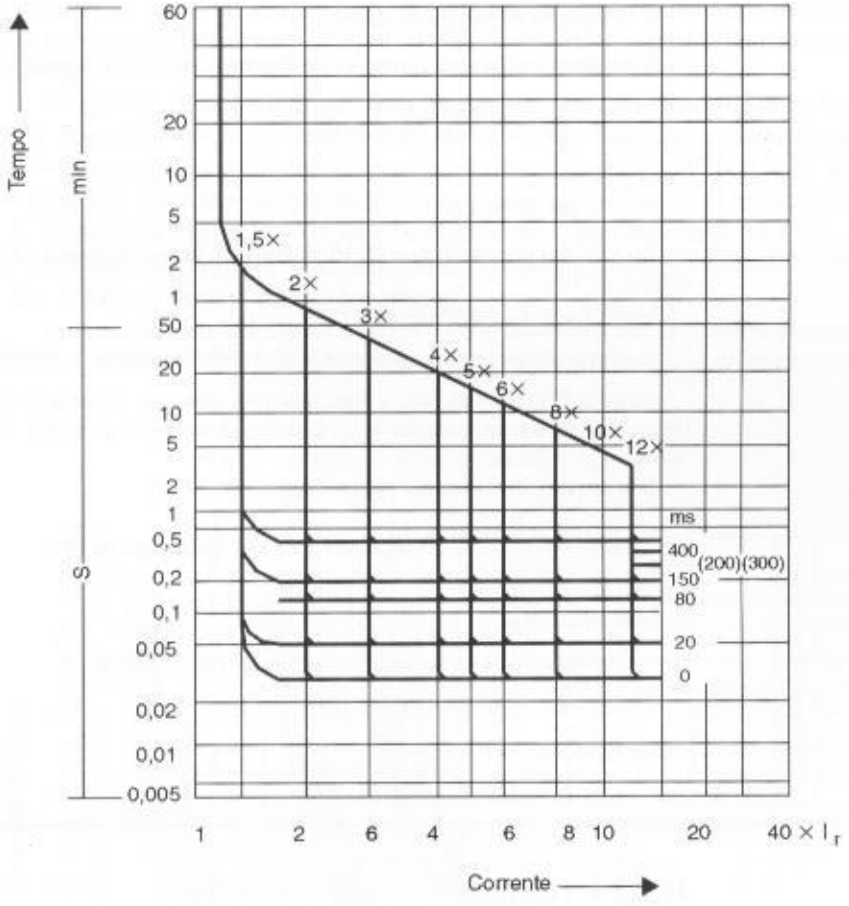


FIGURA 10.17
Disjuntores 3WN6 – Siemens

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.5)

Determinar os ajustes do disjuntor destinado à proteção de um motor de 50 cv, 380 V/IV pólos, em regime de funcionamento S1, alimentado por um circuito em condutor unipolar de cobre, tipo da isolação PVC, de seção igual a 25 mm², instalado em eletroduto enterrado. O tempo de partida do motor é de 3 s. A corrente de curto-circuito no terminal do circuito do motor é de 5,0 kA. A corrente de curto-circuito fase e terra vale 4 kA. Admite-se que a corrente de sobrecarga do condutor ao longo de sua vida útil seja controlada e não superará 100 horas durante 12 meses consecutivos ou 500 horas ao longo da vida útil do condutor.

De acordo com as condições estabelecidas nas Equações (10.10) a (10.13), tem-se:

- 1.ª condição
  $I_a \geq I_c \rightarrow I_c = 68{,}8$ A
- 2.ª condição
  $I_{nc} = 86$ A (Tabela 3.6 – método de referência D3 da Tabela 3.4, correspondente ao método de instalação 61A)
  $I_a \leq I_{nc} \rightarrow I_{nc} = 86$ A

Para atender às condições anteriores, o valor da corrente de ajuste do disjuntor vale:

$68{,}8 \leq I_a \leq 86$ A $\rightarrow I_a = 73$ A (valor assumido)

- 3.ª condição

Considerando o disjuntor em conformidade com a NBR 5361, pode ser dispensada esta condição. Se adotada, tem-se:

$K \times I_a \leq 1{,}45 \times I_{nc}$
$K = 1{,}35$ (Tabela 10.3 para disjuntores do tipo G)
$1{,}35 \times 73 \leq 1{,}45 \times 86$
$98{,}5 < 1124{,}7$ A (condição satisfeita)

Com base nos limites estabelecidos nas três condições anteriores, pode-se escolher o disjuntor apropriado da Tabela 10.6, ou seja, 3VF31-100 A – Siemens, faixa de ajuste da unidade térmica 63–80 A, ajustado em 73 A. O ajuste da unidade magnética é fixo em $15 \times I_n$.

- Condição de partida do motor

É prudente verificar as condições de disparo do disjuntor durante o processo de partida do motor.

$$M = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{6{,}4 \times 68{,}8}{73} = 6{,}03$$

$T_{pm} = 3$ s
$R_{pm} = 6{,}4$ (Tabela 6.3)

Através da curva da Figura 10.16, obtém-se o tempo de atuação do disjuntor $T_{ad} = 5$ s para a classe de disparo de 10 s.
Logo: $T_{ad} > T_{pm}$ (condição satisfeita)

- Condição de proteção da isolação do condutor durante os processos de curto-circuito

Através do gráfico da Figura 3.26, obtém-se para uma corrente de curto-circuito $I_{cc} = 5{,}0$ kA, um tempo de suportabilidade da isolação de PVC do condutor $T_{sc} = 16$ ciclos $= 0{,}26$ s, considerando-se a seção do condutor $S_c = 25$ mm².
Já o disparo do disjuntor é efetuado no tempo de:

$$M = \frac{I_{cc}}{I_a} = \frac{5.000}{73} = 68{,}4 \rightarrow T_{ad} = 0{,}013 \text{ s (Figura 10.16)}$$

Logo: $T_{ad} < T_{sc}$

- Verificação da capacidade de interrupção do disjuntor

3VF31 $\rightarrow I_{cd} = 65$ kA (Tabela 10.6)

Da Equação (10.16), tem-se:

$I_{cc} < I_{cd}$ (condição satisfeita)

10.2.2.4 Fusíveis

São dispositivos destinados à proteção dos circuitos elétricos e que se fundem quando percorridos por uma corrente de valor superior àquela para o qual foram projetados.

A Seção 9.3.18 do Capítulo 9 trata com mais detalhes de alguns tipos de fusíveis de maior aplicação em projetos industriais. Assim, é interessante ao leitor ler aquela seção. Neste capítulo, será dada ênfase aos fusíveis do tipo com retardo, diazed ou NH, de característica aM.

Os fusíveis atuam dentro de determinadas características de *tempo de fusão* × *corrente* fornecidas em curvas específicas de tempo inverso de acordo com o projeto de cada fabricante. Os pontos fundamentais dessas curvas estão mostradas na Figura 10.18.

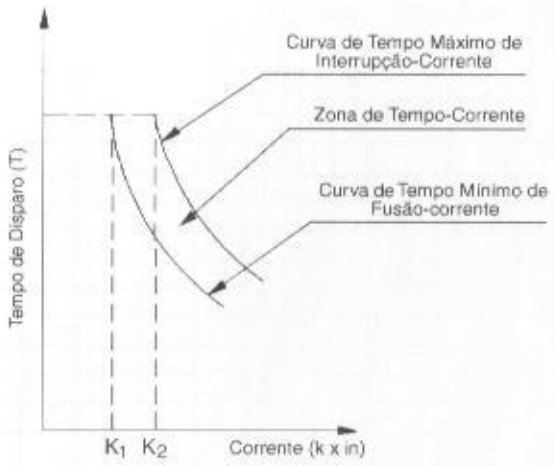


FIGURA 10.18
Características *tempo* × *corrente* dos fusíveis tipo aM

As Figuras 10.19 a 10.24 apresentam as curvas características de *tempo* × *corrente* dos fusíveis do tipo diazed e NH, enquanto as Tabelas 10.7 e 10.8 fornecem as correntes nominais padronizadas dos fusíveis do tipo diazed e NH.

Os fusíveis diazed e NH são dotados de características de limitação de corrente. Para correntes elevadas de curto-circuito, os fusíveis diazed e NH atuam num tempo extremamente rápido que não permite que a corrente de impulso atinja o seu valor máximo. Isto pode ser ilustrado através da Figura 10.25.

As Figuras 10.26 e 10.27 mostram, respectivamente, as curvas de corte dos fusíveis diazed e NH, considerando toda a faixa de corrente de valores nominais comercializados.

Para uma corrente de curto-circuito inicial, por exemplo, de 40.000 A de valor eficaz, o fusível NH de 224 A se romperia quando a corrente atingisse, em sua curva ascendente, o valor de 20.000 A, conforme a Figura 10.27. Considerando-se uma contribuição de 50% do componente de corrente contínua, a corrente de impulso ou de pico poderia atingir o valor de 80.000 A se o fusível de 224 A não estivesse presente no circuito.

Para que um fusível atenda a todos os requisitos de proteção contra as correntes de curto-circuito, é necessário que ofereça segurança a todos os elementos localizados a jusante do seu ponto

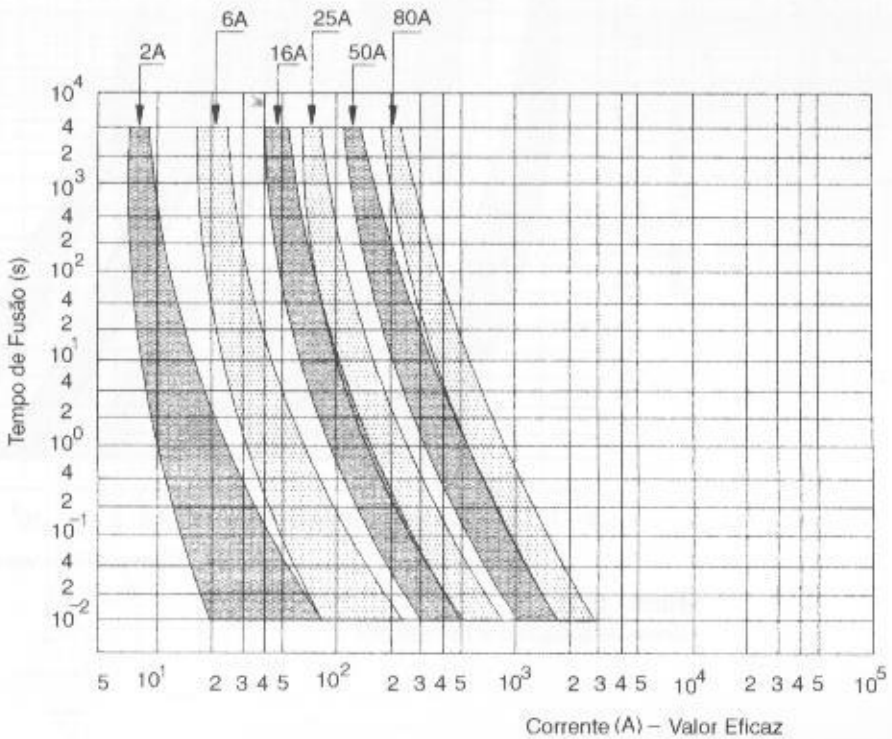


FIGURA 10.19
Zonas de atuação dos fusíveis diazed

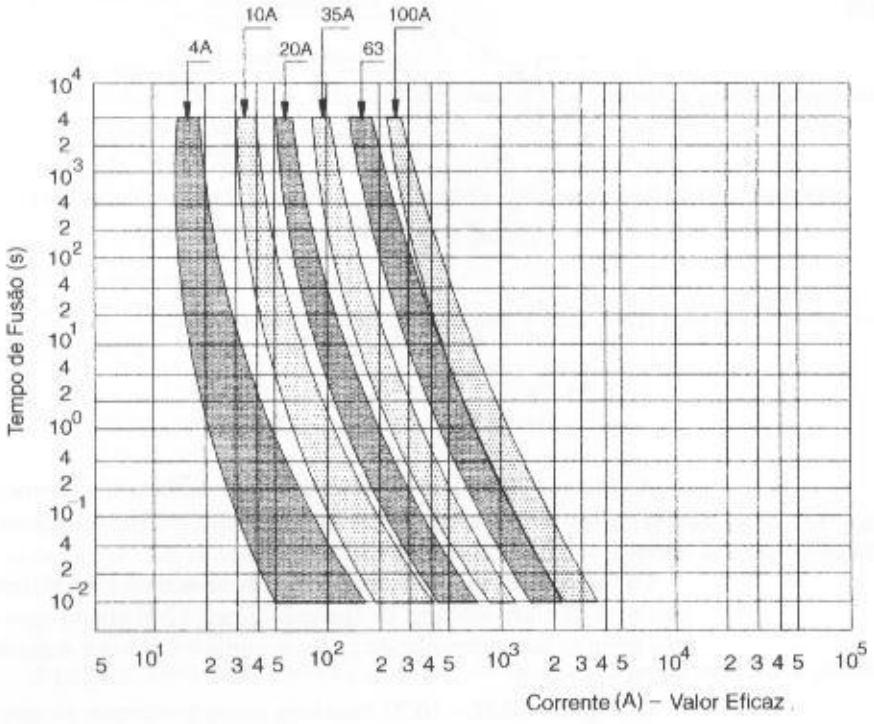


FIGURA 10.20
Zonas de atuação dos fusíveis diazed

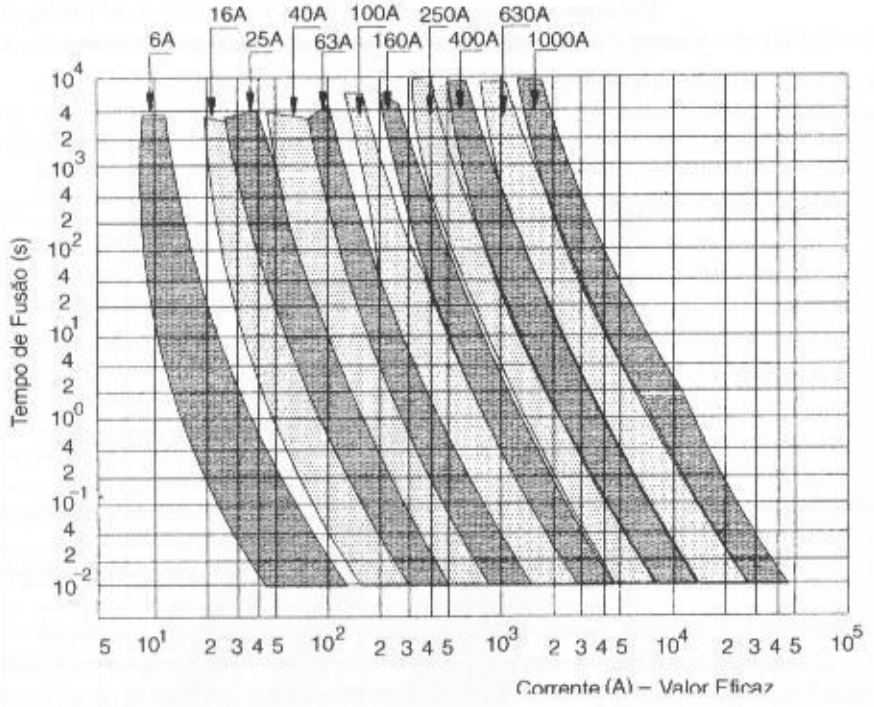


FIGURA 10.21
Zonas de atuação dos fusíveis NH

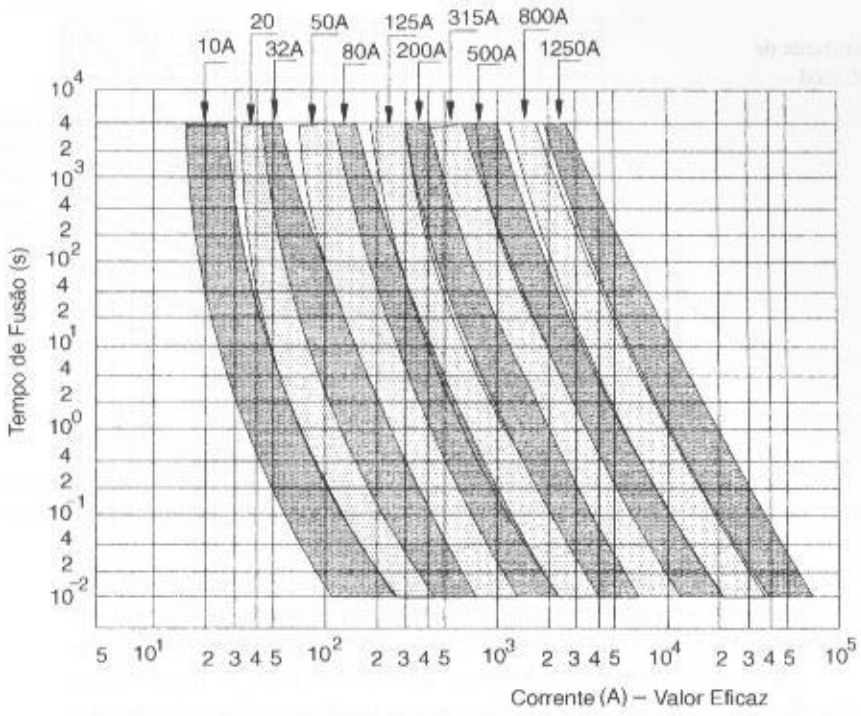


FIGURA 10.22
Zonas de atuação dos fusíveis NH

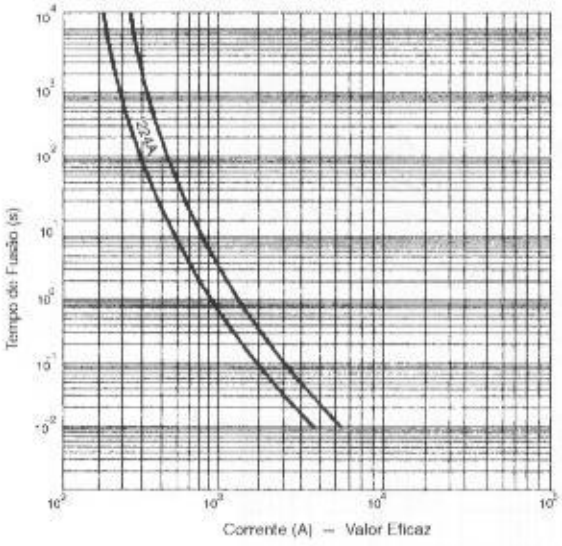


FIGURA 10.23
Zonas de atuação: NH 224

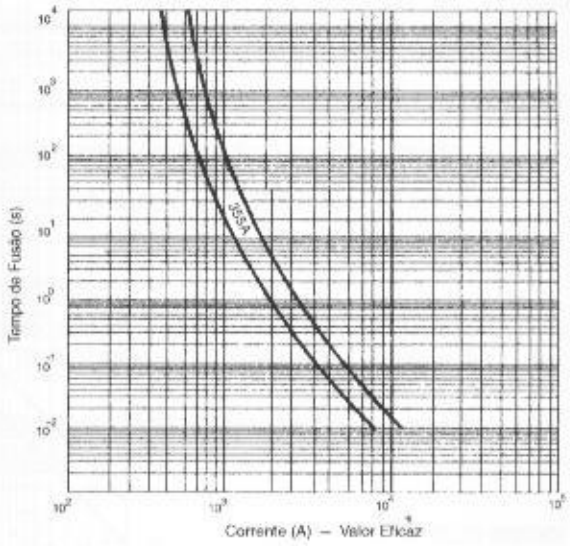


FIGURA 10.24
Zonas de atuação: NH 355

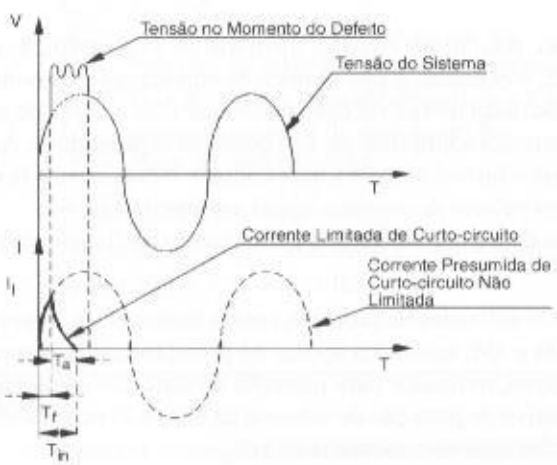


FIGURA 10.25
Ilustração das propriedades de limitação de corrente dos fusíveis diazed e NH

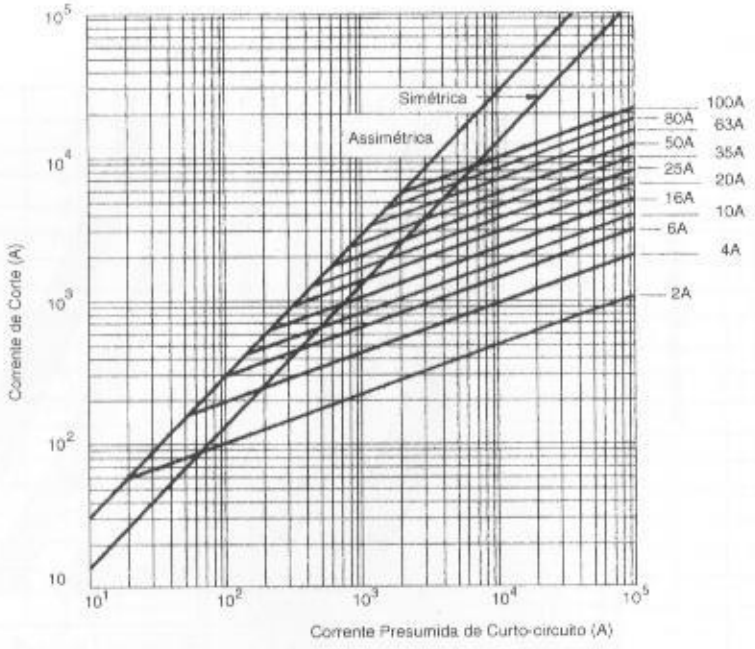


FIGURA 10.26
Características da corrente de corte dos fusíveis diazed – Siemens

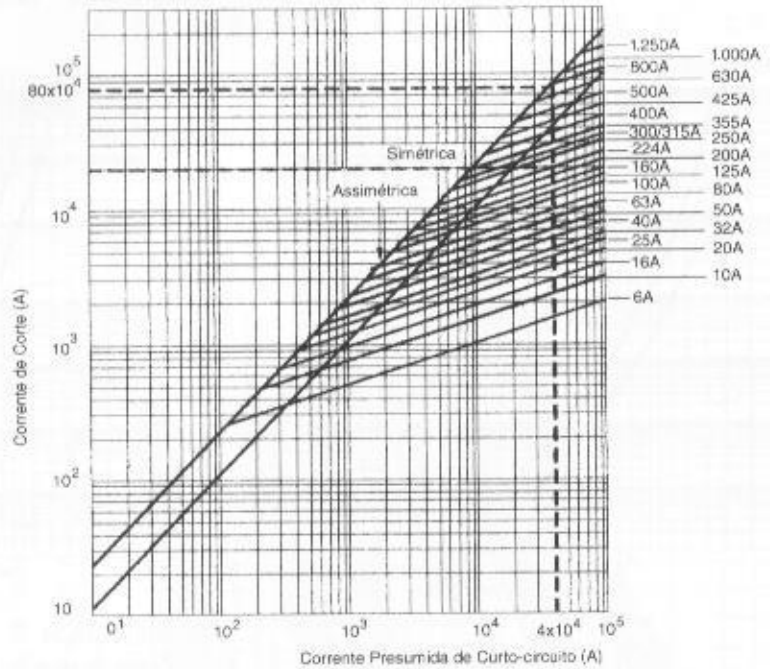


FIGURA 10.27
Características de corte dos fusíveis NH – Siemens

de instalação. Assim, no circuito ilustrado na Figura 10.28, o fusível deve proteger a chave seccionadora, o contator, o relé térmico de sobrecarga e o condutor.

A curva de fusão do fusível deve coordenar com a curva de *tempo* × *corrente* correspondente à limitação térmica admissível para os condutores protegidos. A Figura 10.29 ilustra os limites de segurança que o fusível oferece a um condutor. Neste caso, o fusível somente oferece proteção ao condutor para valores de corrente iguais ou superiores a I_2.

De acordo com a normatização internacional (IEC) e nacional (ABNT), há três diferentes tipos de fusíveis:

- tipo gG: utilizados na proteção contra correntes de sobrecarga e curto-circuito;
- tipo gM e aM: utilizados apenas na proteção contra correntes de curto-circuito, sendo, por tal motivo, indicados para proteção de circuitos de motores, já que se supõe que haja um dispositivo de proteção de sobrecarga instalado no mesmo circuito. Os fusíveis aM são dotados das seguintes características:

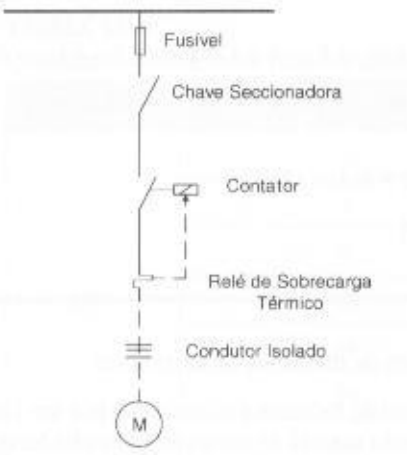


FIGURA 10.28
Unifilar simplificado

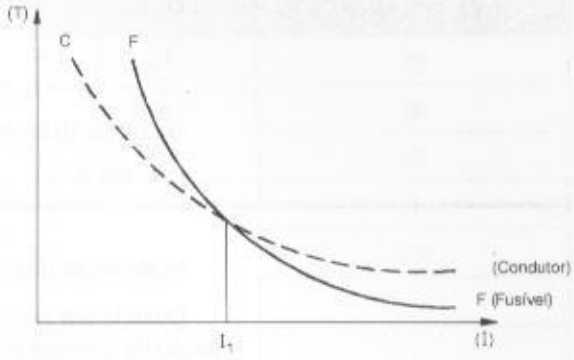


FIGURA 10.29
Curvas tempo × corrente do fusível e condutor

- um fusível aM não deve fundir para correntes menores ou iguais a $K_1 \times I_n$;
- um fusível aM pode fundir para correntes entre $K_1 \times I_n$ e $K_2 \times I_n$ desde que o tempo de fusão seja superior ao valor indicado na curva de tempo mínimo de fusão;
- um fusível aM deve fundir para correntes maiores que $K_2 \times I_n$, desde que o tempo de fusão seja inferior ao valor indicado na curva de tempo máximo de interrupção-corrente.

Os valores de K_1 e K_2 estão definidos de acordo com a Figura 10.18.

Os fusíveis diazed e NH amplamente citados neste livro são do tipo aM, isto é, indicados para proteção de circuito de motores.

10.2.2.4.1 Critérios para a seleção da proteção contra as correntes de curto-circuito

As proteções contra as correntes de curto-circuito devem ser selecionadas de acordo com os seguintes critérios:

a) Proteção de circuitos terminais de motores

A interrupção das correntes de curto-circuito para os condutores que alimentam motores deve ser garantida pelos dispositivos de proteção do circuito terminal. Neste caso, o motor deve estar provido de proteção contra sobrecarga.

Para cargas acionadas em regime S1 (veja a Seção 6.3.13, alínea a) a corrente nominal do fusível deve ser igual ou inferior ao produto da corrente de rotor bloqueado do motor por um fator de multiplicação, ou seja:

$$I_{nf} \leq I_{pm} \times K \tag{10.20}$$

Sendo que:

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm}$
I_{nf} – corrente nominal do fusível, em A;
I_{pm} – corrente de rotor bloqueado ou corrente de partida, em A;
R_{cpm} – relação entre a corrente de partida e a corrente nominal dada na Tabela 6.3;
I_{nm} – corrente nominal do motor, em A;
K – fator de multiplicação.

- para: $I_{pm} \leq 40$ A $\rightarrow K = 0{,}5$
- para: 40 A $< I_{pm} \leq 500$ A $\rightarrow K = 0{,}4$
- para: $500 < I_{pm} \rightarrow K = 0{,}3$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.6)

Determinar a proteção fusível de um motor trifásico de 50 cv, 380 V/IV pólos.

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm}$
$I_{nm} = 68{,}8$ A (Tabela 6.3) $\rightarrow R_{cpm} = 6{,}4$ (Tabela 6.3) $\rightarrow I_{pm} = 68{,}8 \times 6{,}4 = 440{,}3$ A

Da Equação (10.20), tem-se:

$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$K = 0{,}4 \rightarrow I_{nf} \leq 440{,}3 \times 0{,}4 \leq 176{,}1$ A

Da Tabela 10.8, obtém-se:

$I_{nf} = 160$ A

b) Proteção dos circuitos de distribuição de motores

Quando um agrupamento de motores é alimentado por um circuito de distribuição, a determinação da corrente máxima do fusível de proteção deve obedecer aos seguintes critérios:

- cada motor deve estar provido de proteção individual contra sobrecargas;
- a proteção não deve atuar para qualquer condição de carga normal do circuito;
- a corrente nominal do fusível deve obedecer à Equação (10.21).

$$I_{nf} \leq I_{pm} \times K + \sum I_{nm} \tag{10.21}$$

I_{pmm} – corrente de partida do maior motor;

$\sum I_{nm}$ – soma das correntes nominais dos demais motores;

K – fator de multiplicação, cujos valores foram definidos no item a da Seção 10.2.2.4.1.

c) Proteção de circuitos de distribuição de aparelhos

A corrente nominal do fusível deve ser igual ou superior à soma das correntes de carga.

$$I_{nf} \geq \alpha \times \sum I_{na} \tag{10.22}$$

$\alpha = 1$ a 1,15;

$\sum I_{na}$ – soma das correntes nominais dos aparelhos.

d) Proteção de circuitos de distribuição de cargas mistas (motores e aparelhos)

É desaconselhável a associação de carga motriz e aparelhos alimentados por um circuito de distribuição. Quando não for possível evitar esse tipo de alimentação, a corrente nominal do fusível pode ser determinada pela Equação (10.23).

$$I_{nf} \leq I_{pmm} \times K + \sum I_{nm} + \sum I_{na} \tag{10.23}$$

K – valores definidos no item a da Seção 10.2.2.4.1.

e) Proteção de circuitos terminais de capacitores ou banco

$$I_{nf} \leq 1{,}65 \times I_{nca} \tag{10.24}$$

I_{nca} – corrente nominal do capacitor ou banco, em A.

f) Comportamento do fusível perante a corrente de partida do motor

Deve-se verificar se o fusível não atua para a corrente de partida do motor. Para isto, é necessário conhecer o tempo de duração da partida, T_{pm}, e a corrente de partida que irá atravessar o elemento fusível, a qual é função das características construtivas do motor e do tipo de acionamento empregado (chave compensadora, estrela-triângulo etc.).

Pelos gráficos das Figuras 10.19 a 10.24, pode-se determinar o tempo de atuação do fusível T_{af}, tipos diazed e NH, conhecendo-se o valor da corrente de partida do motor. Finalmente, deve-se ter:

$$T_{af} > T_{pm} \tag{10.25}$$

g) Proteção da isolação dos condutores dos circuitos terminais e de distribuição

TABELA 10.7
Correntes nominais dos fusíveis diazed – Siemens

Tamanho	Correntes Nominais	Tamanho	Correntes Nominais
DII	2	DIII	35
	4		50
	6		63
	10	DIVH	80
	16		100
	20		-
	25		-

TABELA 10.8
Correntes nominais dos fusíveis NH – Siemens

Tamanho	Correntes Nominais	Tamanho	Correntes Nominais
000	6	1	125
	10		160
	16		200
	20		224
	25		250
	32	2	224
	40		250
	50		315
	63		355
00	80		400
	100	3	400
	125		500
	160		630
1	40	4	800
	50		1.000
	63		1.250
	80		-
	100		-

Conhecendo-se a intensidade da corrente de curto-circuito trifásico, I_{cc}, de valor simétrico, determina-se pelos gráficos das Figuras 10.19 a 10.24 o tempo de atuação do fusível, T_{af}.

Através dos gráficos das Figuras 3.26 e 3.27, respectivamente, para condutores isolados em PVC/70°C e XLPE ou EPR, fabricação Ficap, obtém-se o tempo máximo, T_{sc}, que a isolação dos condutores suporta quando submetidos à corrente de defeito, I_{cs}. Deve-se assegurar que:

$$T_{af} < T_{sc} \tag{10.26}$$

h) Proteção dos dispositivos de comando e de manobra

Relativamente ao condutor, a integral de Joule que o fusível deixa passar não deve ser superior à integral de Joule necessária para aquecer o condutor desde a sua temperatura para serviço em regime contínuo até a temperatura limite de curto-circuito. As Tabelas 10.9 e 10.10 fornecem a integral de Joule máxima que os fusíveis deixam passar.

- Contator

Os contatores devem ser protegidos contra as correntes de falta a jusante de sua instalação. Normalmente, os fabricantes desses equipamentos indicam a corrente nominal máxima dos fusíveis I_{nfc} que devem ser pré-ligados aos contatores a fim de eliminar as correntes de curto-circuito. Deve ser garantida a seguinte relação:

$$I_{nf} \leq I_{nfc} \tag{10.27}$$

TABELA 10.9
Integral de Joule dos fusíveis diazed – Siemens

Corrente Nominal	Corrente de Curto-circuito (mínima)	I^2t de Fusão	I^2t de Interrupção			Corrente Nominal	Corrente de Curto-circuito (mínima)	I^2t de Fusão	I^2t de Interrupção		
			Tensão						Tensão		
			220 Vca	380 Vca	440 Vca				220 Vca	380 Vca	440 Vca
(A)	(A)	(A^2s)	(A^2s)	(A^2s)	(A^2s)	(A)	(A)	(A^2s)	(A^2s)	(A^2s)	(A^2s)
2	36	5,6	8,4	9,8	11,1	25	650	1.690	3.000	3.500	4.000
4	90	32	41	46	51	35	900	3.610	5.500	6.700	7.800
6	150	90	138	155	170	50	1.300	6.250	9.800	12.000	14.000
10	300	336	445	495	530	63	1.600	10.800	19.900	24.900	30.000
16	350	462	890	1.100	1.300	80	1.900	15.745	27.000	35.000	43.500
20	500	1.082	1.830	2.170	2.400	100	2.800	27.040	44.500	57.500	70.000

TABELA 10.10
Integral de Joule dos fusíveis NH – Siemens

Corrente Nominal	Corrente de Curto-circuito (mínima)	I^2t de Fusão	I^2t de interrupção			Corrente Nominal	Corrente de Curto-circuito (mínima)	I^2t de Fusão	I^2t de Interrupção		
			Tensão						Tensão		
			220 Vca	380 Vca	440 Vca				220 Vca	380 Vca	440 Vca
(A)	(A)	(A^2s)	(A^2s)	(A^2s)	(A^2s)	(A)	(A)	(A^2s)	(A^2s)	(A^2s)	(A^2s)
6	210	46	80	105	150	160	7.800	60.000	118.500	149.000	223.000
10	310	90	180	250	370	200	10.500	115.000	215.000	270.000	400.000
16	620	300	460	585	880	224	12.000	146.000	295.000	370.000	550.000
20	840	565	860	1.100	1.650	250	14.000	210.000	415.000	520.000	780.000
25	1.100	980	1.500	1.900	2.900	315	19.000	290.000	550.000	700.000	1.050.000
32	1.450	2.200	3.400	4.300	6.400	355	21.000	475.000	880.000	1.120.000	1.700.000
40	2.100	4.000	6.000	8.200	12.100	400	23.000	590.000	1.140.000	1.430.000	2.150.000
50	2.500	6.000	9.000	11.000	16.000	500	29.000	1.000.000	1.900.000	2.360.000	3.500.000
63	2.800	7.700	14.000	18.000	27.000	630	39.000	1.900.000	3.500.000	4.500.000	6.700.000
80	3.500	12.900	24.000	30.000	46.000	800	54.000	3.500.000	6.500.000	8.300.000	12.400.000
100	4.800	24.000	45.000	57.000	85.000	1.000	72.000	6.400.000	11.900.000	15.100.000	22.700.000
125	6.000	36.000	69.000	86.000	130.000	1.250	96.000	11.300.000	21.000.000	26.700.000	40.000.000

I_{nfc} – corrente nominal do fusível a ser pré-ligado ao contator;
I_{nf} – corrente nominal do fusível.

- Relé térmico

Os relés térmicos devem ser protegidos contra as correntes de falta a jusante do ponto de sua instalação. Normalmente, os fabricantes desses equipamentos indicam a corrente nominal máxima dos fusíveis I_{nfr} que devem ser pré-ligados aos relés a fim de eliminar as correntes de curto-circuito. Deve ser garantida a seguinte relação:

$$I_{nf} \leq I_{nfr} \tag{10.28}$$

I_{nfr} – corrente nominal do fusível a ser pré-ligado ao relé;

- Chave seccionadora interruptora

Os fabricantes de chaves seccionadoras interruptoras fornecem, normalmente, a capacidade máxima de corrente que o equipamento poderá suportar diante da ocorrência de defeito, e/ou indicam o maior valor da corrente do fusível, I_{nfch}, que deve ser pré-ligado à chave a fim de protegê-la adequadamente dos efeitos eletromecânicos das correntes de curto-circuito. Deve ser garantida a seguinte relação:

$$I_{nf} \leq I_{nfch} \tag{10.29}$$

I_{nfch} – corrente nominal do fusível a ser pré-ligado à chave;

Relativamente a esse critério, é usado sobretudo o poder de limitação de corrente, próprio dos fusíveis de alta capacidade de ruptura, que é o caso dos fusíveis dos tipos diazed e NH.

É interessante observar que existe uma diferença fundamental entre a atuação de fusíveis, disjuntores termomagnéticos e contatores acoplados a relés de sobrecarga. Os primeiros interrompem diretamente o circuito, atuando por destruição do seu elemento fusível, tornando-se, na prática, irrecuperáveis; os outros dois elementos atuam mecanicamente através da sensibilidade dos relés térmico e magnético a eles ligados, podendo voltar ao estado de operação alguns instantes depois.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.7)

Determinar a corrente nominal dos fusíveis de proteção dos circuitos terminais e de distribuição mostrados no diagrama da Figura 10.30. Os circuitos estão contidos em eletroduto enterrado e a isolação do condutor é de PVC, do tipo unipolar. O tempo de partida dos motores é de 2 s. A carga C é composta de 728 lâmpadas fluorescentes de 110 W com reator de alto fator de potência, 40 aparelhos de ar-condicionado de 12.000 BTU (1,90 kW) e dez chuveiros elétricos de 3.500 W.

a) Corrente de carga dos aparelhos

$P_1 = 728 \times 110\ \text{W} = 80.080\ \text{W} = 80\ \text{kW}$
$P_2 = 40 \times 1{,}9\ \text{kW} = 76\ \text{kW}$
$P_3 = 10 \times 3.500\ \text{W} = 35.000\ \text{W} = 35\ \text{kW}$
$P_c = 80 + 76 + 35 = 191\ \text{kW}$
$F_p \cong 1$

$$\sum I_{ao} = \frac{191}{\sqrt{3} \times 0{,}38} = 290{,}2\ \text{A}$$

$S_c = 240\ \text{mm}^2$ (Tabela 3.6 – coluna D13, justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 61A)

b) Corrente de carga motriz

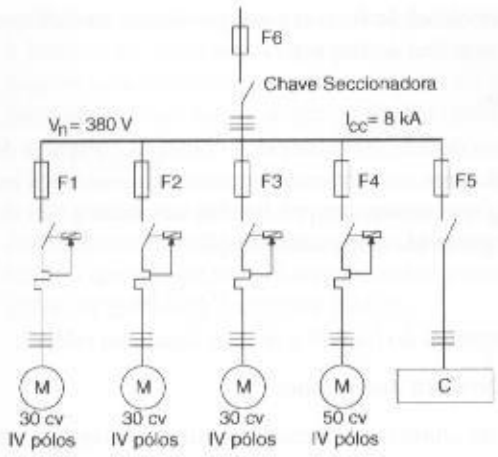
$P_{m1} = 30\ \text{cv} \rightarrow I_{mm1} = 43{,}3\ \text{A}$ (Tabela 6.3) $\rightarrow S_c = 10\ \text{mm}^2$ (Tabela 3.6 – coluna D13, justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 61A)

$P_{m2} = 50\ \text{cv} \rightarrow I_{mm2} = 68{,}8\ \text{A}$ (Tabela 6.3) $\rightarrow S_c = 25\ \text{mm}^2$ (Tabela 3.6 – coluna D13, justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 61A).

c) Corrente total da carga

$I_c = 290{,}2 + 3 \times 43{,}3 + 68{,}8 = 488{,}9\ \text{A}$

FIGURA 10.30
Diagrama unifilar



d) Seção nominal do condutor de alimentação

$S_c = 2 \times 185$ mm² (Tabela 3.6 – referência D, justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 61A)

$I_{ac} = 2 \times 258$ A

e) Corrente nominal dos fusíveis F1 – F2 – F3

Para atender às condições estabelecidas na Equação (10.20), tem-se:

$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$I_{pm} = I_{am} \times R_{cpm} = 43{,}3 \times 6{,}8 = 294{,}4$ A
$K = 0{,}4$
$I_{nf} \leq 294{,}4 \times 0{,}4 \rightarrow I_{nf} \leq 117{,}7$ A $\rightarrow I_{nf} = 100$ A (Tabela 10.8)

- O fusível não deve atuar durante a partida do motor

Através da Figura 10.20, tem-se:

$I_{pm} = 294{,}4$ A $\rightarrow T_{nf} = 300$ s (valor mínimo da faixa de atuação do fusível de NH 100 A, visto na Figura 10.20)

De acordo com a Equação (10.25), tem-se:

$T_{nf} > T_{pm}$ (condição satisfeita)

- O fusível deve proteger a isolação dos condutores

Através da Figura 3.26, tem-se:

$I_{cc} = 8$ kA $\rightarrow S_c = 10$ mm² $\rightarrow T_{ic} = 2$ ciclos $= 0{,}033$ s

Através do gráfico da Figura 10.20, tem-se:

$I_{cc} = 8$ kA $\rightarrow T_{nf} < 0{,}01$ s

De acordo com a Equação (10.26), tem-se:

$T_{nf} < T_{ic}$ (condição satisfeita)

De acordo com a Tabela 10.1, o condutor de 10 mm², com isolação PVC, tem como integral de Joule o valor de 1.322×10^3 A² · s. Através da Tabela 10.10 pode-se observar que o fusível NH 100 A deixa passar, em 380 V, uma integral de Joule de 57.000 A² · s, portanto muito inferior à capacidade do condutor, protegendo-o por conseguinte. Esta é outra forma de verificar a suportabilidade da isolação do cabo protegido por um determinado fusível.

- O fusível deve proteger o contator

$P_{am} = 30$ cv $\rightarrow$ contator: 3TF46 – 45 A (Tabela 9.15) $\rightarrow I_{nfc} = 100$ A

De acordo com a Equação (10.27), tem-se:

$I_{nf} = I_{nfc}$ (condição satisfeita)

- O fusível deve proteger o relé térmico

$P_{am} = 30$ cv $\rightarrow$ relé térmico: 3UA58-00-2F (Tabela 10.2) $\rightarrow I_{nfr} = 100$ A

De acordo com a Equação (10.28), tem-se:

$I_{nf} = I_{nfc}$ (condição satisfeita)

f) Corrente nominal do fusível F4

$R_{cpm} = 6,4$ (Tabela 6.3)
$I_{nm} = 68,8$ A (Tabela 6.3)
$I_{pm} = 68,8 \times 6,4 = 440,3$ A
$K = 0,4$
$I_{nf} \leq 440,3 \times 0,4 \rightarrow I_{nf} \leq 176,1$ A $\rightarrow I_{nf} = 160$ A (Tabela 10.8)

O leitor deve seguir a mesma seqüência de cálculo anterior para verificar as condições operacionais do fusível.

g) Corrente nominal do fusível F5

$$I_{nf} \geq \alpha \times \sum I_{nc}$$

$\alpha = 1,15$ (valor adotado)
$I_{nf} \geq 1,15 \times 290,2 \rightarrow I_{nf} \geq 333,7$ A $\rightarrow I_{nf} = 355$ A (Tabela 10.8)

- O fusível deve proteger a isolação dos condutores

Pelo gráfico da Figura 3.26, tem-se:

$I_{cc} = 8$ kA $\rightarrow S_c = 240$ mm$^2 \rightarrow T_{sc} > 100$ ciclos $> 1,66$ s

Através do gráfico da Figura 10.24, tem-se:

$I_{cc} = 8.000$ A $\rightarrow T_{nf} < 0,01$ s (valor mínimo de atuação do fusível)
$T_{nf} < T_{sc}$ (condição satisfeita).

- O fusível deve proteger a chave seccionadora

$$I_{nm} = \sum I_{nc} = 290,2 \text{ A}$$

$I_{sec} \geq 1,15 \times I_{nm} \geq 1,15 \times 290,2 \geq 333,7$ A $\rightarrow I_{nc.n} = 382$ A/380 V – S32 – 630/3

Através da Tabela 9.14, obtém-se o fusível máximo que deve ser pré-ligado à chave, ou seja:

$I_{nfch} = 630$ A
$I_{nf} < I_{nfch}$ (condição satisfeita)

h) Corrente nominal do fusível F6

$$I_{nf} \leq I_{pmn} \times K + \sum I_{nm} + \sum I_{nc}$$

$I_{nf} \leq 68,8 \times 6,4 \times 0,4 + 3 \times 43,3 + 290,2 \rightarrow I_{nf} \leq 596,2$ A $\rightarrow I_{nf} = 500$ A (tamanho 2, de acordo com a Tabela 10.8).

- O fusível deve proteger a isolação do condutor: 2×185 mm^2

De acordo com a Equação (3.19), tem-se:

$$\sqrt{T_{sc}} = \frac{0,34 \times 185 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + 160}{234 + 70}\right)}}{4} \rightarrow T_{sc} = 27,8 \text{ s}$$

Através do gráfico da Figura 10.22, tem-se:
$I_{cc} = 8.000/2 = 4.000$ A $\rightarrow T_{nf} = 4$ s (limite superior da faixa do fusível)
Da Equação (10.26), tem-se:
$T_{nf} < T_{sc}$ (condição satisfeita).
De acordo com a Tabela 10.1, o condutor de cobre de 185 mm^2, com isolação PVC, tem como integral de Joule o valor de 462.625×10^3 A$^2 \cdot$ s. Através da Tabela 10.10, pode-se observar que o fusível NH 500 A deixa passar, em 380 V, uma integral de Joule de $2.360 \times 10^3/2$ A$^2 \cdot$ s $= 1.180 \times 10^3$ A$^2 \cdot$ s (por condutor), portanto, muito inferior à capacidade do condutor.

- O fusível deve proteger a chave seccionadora

$I_{sec} \leq 1,15 \times (3 \times 43,3 + 68,8 + 290,2) \geq 562,2$ A
$I_{sec} = 870$ A/380 V – S32 – 1.250/3

Através da Tabela 9.14, tem-se:

$I_{scc} = 870\ \text{A}/380\ \text{V} \rightarrow I_{nf.n} = 1.250\ \text{A}$
$I_{af} < I_{nf.n}$ (condição satisfeita).

- O fusível não deve atuar para a partida do motor de maior corrente

Através do gráfico da Figura 10.22, tem-se:

$I_{pm} = 440{,}3\ \text{A} \rightarrow T_{af} > 10.000\ \text{s}$

Da Equação (10.25), tem-se:

$T_{af} > T_{pm}$ (condição satisfeita).

10.2.3 Proteção de Circuito com Dois ou Mais Condutores Paralelos por Fase

Quando as correntes de carga são muito elevadas podem ser utilizados dois ou mais condutores elétricos em cada fase. Na prática, é costume dos projetistas, e notadamente dos profissionais instaladores, utilizarem cabos elétricos com seção não superior a 300 mm², devido à pouca flexibilidade, dificuldade de conexão dos condutores aos barramentos dos quadros de comando, necessidade de muito espaço para realizarem o raio de curvatura nas bandejas, prateleiras etc. Assim, utilizando vários condutores em cada fase torna-se mais fácil o manuseio dos mesmos. Isso normalmente ocorre na alimentação dos QGFs e CCMs para grandes motores elétricos ou no suprimento de grandes cargas.

No entanto, o uso de condutores em paralelo por fase podem criar algumas situações que devem ser analisadas:

- as correntes distribuídas entre os condutores de uma mesma fase assumem valores muito diferentes, podendo essa diferença entre a menor e a maior corrente atingir cerca de 30%, devido às reatâncias mútuas entre os condutores;
- as impedâncias dos condutores que compõem cada fase assumem valores diferentes em virtude das diferenças de temperatura entre eles afetando a resistência elétrica e, principalmente, devido às variações das reatâncias existentes em cada condutor de fase em função dos efeitos mútuos do campo magnético (reatâncias mútuas);
- dificuldades físicas de realizar medições através de registradores digitais dotados de alicates amperimétricos, mesmo de grande capacidade de corrente.

10.2.3.1 Proteção contra sobrecarga de condutores em paralelo

a) Corrente de carga equilibrada entre os condutores do grupo em paralelo

Se a corrente de carga se distribui em valores praticamente iguais nos condutores em paralelo, devido à sua forma de instalação, a proteção contra sobrecarga pode ser feita por um único dispositivo de proteção contra sobrecarga protegendo todos os condutores da fase. Nesse caso, basta estabelecer as seguintes condições:

$$I_{ck} \leq I_{np} \leq \sum I_{nck} \tag{10.30}$$

I_{ck} – corrente de carga que irá circular no conjunto de condutores;
I_{np} – corrente nominal ou de ajuste do dispositivo de proteção único;
I_{nck} – capacidade de corrente de cada condutor do grupo de condutores em paralelo.

Para que as correntes sejam distribuídas praticamente iguais nos condutores em paralelo de uma fase é necessário que o seu arranjo na bandeja, prateleira etc. esteja em conformidade com os arranjos mostrados nas Figuras 3.22 e 3.23, respectivamente, para condutores em posição plana e em trifólio.

Assim, quando os condutores são normalmente instalados num plano no interior dos dutos anteriormente referidos obedecem à seguinte formação, a fim de permitir uma distribuição de corrente uniforme: RST – TSR – RST – TSR, e assim sucessivamente. No entanto, se os condutores estão em diferentes planos, devem-se arranjá-los na seguinte formação:

- 1.º plano: RST – TSR
- 2.º plano: RST – TSR
- 3.º plano: RST – TSR

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.8)

Uma subestação industrial é composta por dois transformadores de 1.000 kVA/13,80-440 V, alimentando um QGF de onde deriva um circuito com capacidade de corrente de 1.250 kVA. Determinar a seção dos condutores desse circuito limitada a 240 mm²/condutor. Os condutores estão instalados em três bandejas metálicas não ventiladas em camada única.

- Corrente de carga nominal

$$I_c = \frac{1.250}{\sqrt{3} \times 0,44} = 1.640 \text{ A}$$

A corrente de carga que irá circular em cada um dos seis condutores inicialmente previstos vale:

$$I_{cpc} = \frac{1.640}{6} = 273,3 \text{ A}$$

- Corrente corrigida pelo fator de agrupamento

Para uma tentativa de utilizar seis condutores/fase obtém-se da Tabela 3.15 o fator de correção de agrupamento que vale 0,72.

$$I_{cac} = \frac{1.640}{0,72} = 2.277 \text{ A}$$

- Número de condutores em paralelo por fase

$$I_{cp} = \frac{2.277}{6} = 379,5 \text{ A} \rightarrow S_c = 240 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 403 \text{ A (coluna C11 da Tabela 3.6)}$$

- Corrente de ajuste da proteção de sobrecarga

Será adotado o disjuntor 3WN6 – 3.200 A – faixa de ajuste da unidade temporizada 800 a 2.000, conforme Tabela 10.6.

De acordo com a Equação (10.30), tem-se:

$$\sum I_{ncx} = N \times I_{nc} = 6 \times 403 = 2.418 \text{ A}$$

$I_c = I_{cb} = 1.640$ A (correntes distribuídas praticamente uniformes entre os condutores)

$$I_{cb} \leq I_{ap} \leq \sum I_{ncx} \rightarrow 1.640 \leq I_{ap} \leq 2.418 \text{ A}$$

Logo, o ajuste da unidade temporizada será $I_{aj} = I_{ap} = 1.700$ A.

A disposição dos cabos nas bandejas deve obedecer ao que foi definido na Figura 3.22.

b) Corrente de carga desequilibrada entre os condutores do grupo em paralelo

No entanto, se o desequilíbrio da corrente de carga for superior a 10% entre a maior e a menor corrente entre os condutores do grupo em paralelo, podem-se utilizar as proteções individuais em cada condutor, conforme se mostra na Figura 10.31. Nesse caso, cada condutor assume parte da corrente. No caso, a corrente de sobrecarga divide-se de forma proporcional à corrente conduzida por cada condutor do grupo em paralelo.

Para se determinar o valor de cada corrente que circula em cada condutor do grupo em paralelo é necessário realizar medição através de registradores gráficos e escolher os valores de corrente máximos que determinam o valor da carga total. No entanto, na fase de projeto cabe determinar os valores das impedâncias de cada condutor do grupo em paralelo e distribuir as correntes de forma inversamente proporcional aos valores das impedâncias. Essa é uma tarefa nada fácil. Ainda não existem métodos normalizados de avaliação dessas impedâncias, cujos valores dependem fundamentalmente do arranjo dos cabos no interior do duto, normalmente canaleta embutida no piso, bandeja e escada para cabos.

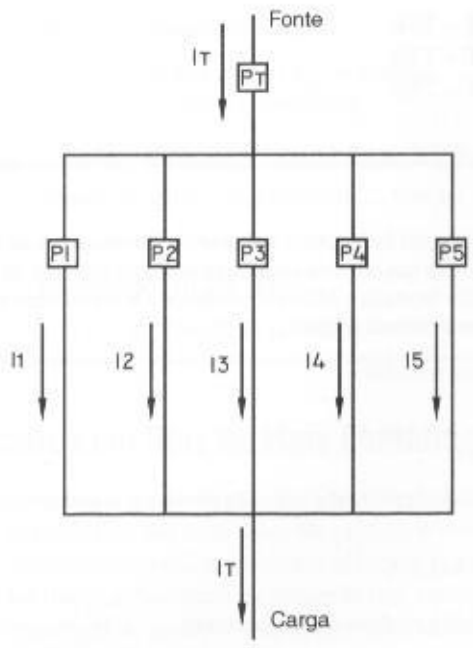


FIGURA 10.31
Condutores em paralelo (1 fase)

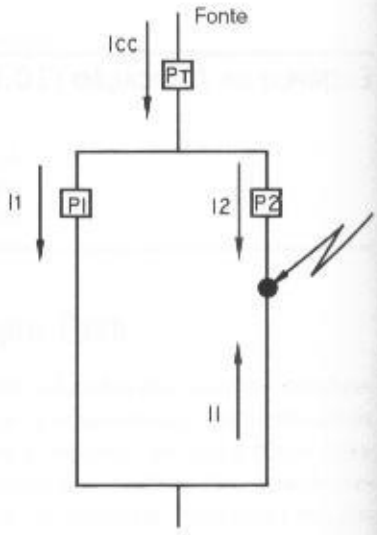


FIGURA 10.32
Dois condutores em paralelo em curto (1 fase)

A determinação da corrente de um condutor *k* específico, parte do grupo de condutores em paralelo, pode ser definida pela Equação (10.31), extraída da NBR 5410/2004.

$$I_{ck} = \frac{I_c}{\frac{Z_k}{Z_1} + \frac{Z_k}{Z_2} + \ldots + \frac{Z_k}{Z_{k-1}} + \frac{Z_k}{Z_{k-1}} + \frac{Z_k}{Z_m}} \tag{10.31}$$

I_{ck} – corrente no condutor *k*;
$Z_1, Z_2 \ldots Z_k \ldots Z_m$ – impedâncias do condutor 1 a *m* na condição de instalação definida em projeto e determinadas por cálculo.

Para a determinação dos dispositivos de proteção individuais para cada condutor do grupo, devem-se atender aos seguintes requisitos:

$$I_{ck} \leq I_{npk} \leq I_{cnk} \tag{10.32}$$

I_{ck} – corrente de carga do condutor *k*;
I_{npk} – corrente nominal ou de ajuste da proteção do condutor *k*;
I_{cnk} – capacidade de corrente nominal do condutor *k*.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.9)

Considerar o Exemplo de Aplicação (10.8). Neste caso, os cabos foram arranjados de forma que as correntes nos condutores de uma mesma fase estão desequilibradas, registrando-se os seguintes valores através de medição com registradores de demanda.

Como há diferença de correntes entre condutores que ultrapassa a 10%, deve-se instalar uma proteção individual por condutor por fase.

$R_1 = 320$ A; $S_1 = 330$ A; $T_1 = 333$ A → disjuntor D1
$R_2 = 245$ A; $S_2 = 255$ A; $T_2 = 240$ A → disjuntor D2
$R_3 = 222$ A; $S_3 = 225$ A; $T_3 = 230$ A → disjuntor D3
$R_4 = 205$ A; $S_4 = 210$ A; $T_4 = 220$ A → disjuntor D4
$R_5 = 258$ A; $S_5 = 252$ A; $T_5 = 234$ A → disjuntor D5
$R_6 = 317$ A; $S_6 = 321$ A; $T_6 = 312$ A → disjuntor D6

- Capacidade máxima de corrente do cabo 240 mm²

Para a sua particular condição de instalação com seis circuitos a três condutores agrupados: $I_{ac} = 0{,}72 \times 403 = 290$ A. Logo, se percebe pelas medidas efetuadas que alguns condutores operam acima de sua capacidade nominal. Assim, é necessário substituir os condutores atuais de 240 mm² por condutores de 300 mm².

- Capacidade máxima de corrente do cabo 300 mm²

A capacidade máxima de corrente para a condição de agrupamento de seis condutores vale $I_{ac} = 0{,}72 \times 464 = 334$ A.

- Correntes de carga por fase

  $R_c = 1.567$ A; $S_c = 1.593$ A; $T_c = 1.569$ A

- Correntes de ajuste dos dispositivos de proteção de cada condutor

Serão utilizados seis disjuntores do tipo 3VF 52 – 400 A, faixa de ajuste 315 a 400 A, em conformidade com a Tabela 3.6.

– Disjuntor D1: $333 \leq I_{ajst} \leq 334 \rightarrow I_{ajst} = 334$ A
– Disjuntor D2: $255 \leq I_{ajst} \leq 334 \rightarrow I_{ajst} = 334$ A
– Disjuntor D3: $230 \leq I_{ajst} \leq 334 \rightarrow I_{ajst} = 334$ A
– Disjuntor D4: $220 \leq I_{ajst} \leq 334 \rightarrow I_{ajst} = 334$ A
– Disjuntor D5: $258 \leq I_{ajst} \leq 334 \rightarrow I_{ajst} = 334$ A
– Disjuntor D6: $321 \leq I_{ajst} \leq 334 \rightarrow I_{ajst} = 334$ A

Logo, a corrente de ajuste da unidade térmica temporizada de todos os disjuntores será $I_{ajst} = 334$ A.

Quando se empregam vários condutores em paralelo por fase é necessário adotar medidas de proteção a fim de garantir a integridade dos condutores durante os processos de curto-circuito.

A proteção contra curtos-circuitos pode ser utilizada de duas formas, ou seja:

a) Proteção única para todos os condutores em paralelo de cada fase

Neste caso, é necessário determinar se a proteção única é sensível a um defeito em quaisquer dos condutores do grupo. Isso pode ser realizado tomando-se a corrente de curto-circuito que circula em cada condutor em paralelo do grupo e verificar se a proteção atua num tempo inferior ao tempo de suportabilidade térmica do cabo, conforme gráficos das Figuras 3.26 e 3.27, ou empregar a Equação (3.19). Se essa condição não for satisfeita, cumpre utilizar a proteção individual em cada condutor em paralelo do grupo.

b) Proteção individual para cada condutor do grupo em paralelo

Ao se adotar a proteção individual num projeto elétrico é necessário seguir alguns princípios, ou seja:

- para dois condutores em paralelo por fase, deve-se utilizar um dispositivo de proteção na origem de cada condutor; neste caso, não há realimentação da corrente de curto-circuito pelo condutor não atingido, conforme observado na Figura 3.32;

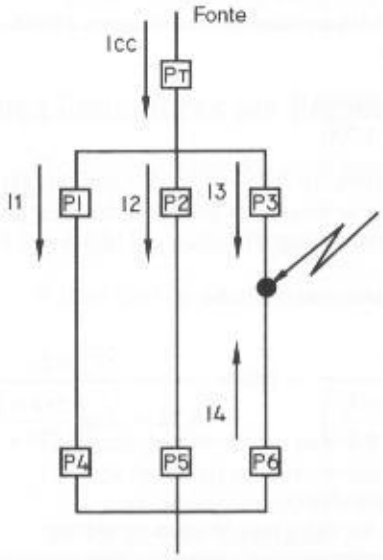


FIGURA 10.33
Três condutores em paralelo em curto-circuito (1 fase)

- para três ou mais condutores em paralelo por fase, deve-se utilizar um dispositivo de proteção na origem de cada condutor e outro dispositivo na extremidade do condutor, ou seja, na carga, conforme mostrado na Figura 10.33.

Caso se considere um curto-circuito no ponto A, mostrado na Figura 10.33, a proteção P3 deve atuar sensibilizada pela corrente I_3. Porém, a corrente de curto-circuito irá alimentar o ponto de defeito através dos dois condutores não atingidos. Assim, a corrente $I_4 = I_1 + I_2$ irá atravessar a proteção P6 que deve também ser sensibilizada por esta corrente, isolando definitivamente o ponto defeituoso.

Quando a proteção é feita individualmente, deve-se conectar adequadamente os condutores nos seus respectivos dispositivos de proteção, sejam eles fusíveis ou disjuntores. No caso, por exemplo, de três condutores em paralelo por fase, devem ser utilizados três disjuntores de proteção individual e os condutores devem ser conectados na seguinte forma: R1S1T1 – R2S2T2 – R3S3T3, em conformidade com a Figura 10.34.

Na maioria das situações práticas chega-se a resultados favoráveis de instalação de uma proteção única, principalmente se são adotados condutores de seções superiores a 120 mm² e disjuntores com unidades magnéticas de rápida temporização.

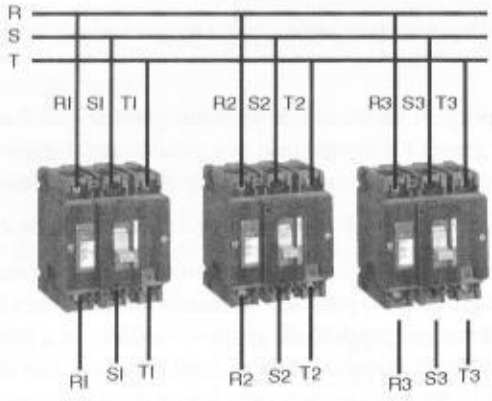


FIGURA 10.34
Disposição dos cabos paralelos no disjuntor

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.10)

Considerar o Exemplo de Aplicação (10.8). Foram utilizados seis condutores por fase de seção igual a 240 mm². Determinar o valor da proteção, definindo se a mesma deve ser única ou individual para cada um dos seis condutores em paralelo/fase. A corrente de curto-circuito fase-terra na extremidade da carga servida pelo alimentador em questão vale 22 kA.

- Determinação da proteção, inicialmente única

De acordo com a Equação (3.19) e utilizando-se o disjuntor 3WN6 – 3.200, faixa de ajuste de 800 a 2.000 A, ajustado em 1.700 A, tem-se:

$$I_n = 22.000 \text{ A} \rightarrow M = \frac{22.000}{1.700} = 12{,}9$$

- Ajuste da unidade magnética: $10 \times I_{aj} = 10 \times 1.700 = 17.000$ A
- Ajuste da classe de tempo de disparo da unidade magnética: 80 ms (veja a Figura 10.17)
- Tempo de disparo da unidade magnética: $I_n = 22.000$ A $(10 \times I_{aj}) \rightarrow T_{atm} = 0{,}13$ s (veja a Figura 10.17)
- Tempo de suportabilidade térmica do cabo

$$S_c = \frac{\sqrt{T_{sc}} \times I_{cc}}{0{,}34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + T_f}{234 + T_i}\right)}} \rightarrow 240 = \frac{\sqrt{T_{sc}} \times 22}{0{,}34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + 160}{234 + 70}\right)}} \rightarrow T_{sc} = 1{,}54 \text{ s}$$

Logo: $T_{sc} > T_{atm}$ (condição satisfeita).
Neste caso, a proteção pode ser única para todos os condutores.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.11)

Uma subestação industrial é composta por dois transformadores de 1.000 kVA/13,80-440 V, alimentando um QGF de onde deriva um circuito com capacidade de corrente de 1.250 kVA. Determinar a seção dos condutores desse circuito limitada a 95 mm²/condutor. Os condutores estão instalados em três bandejas metálicas não ventiladas, em camada única. A corrente de curto-circuito fase-terra na extremidade da carga servida pelo alimentador em questão vale 42 kA.

- Corrente de carga nominal

$$I_c = \frac{1.250}{\sqrt{3} \times 0,44} = 1.640 \text{ A}$$

- Corrente corrigida pelo fator de agrupamento

Para uma tentativa de utilizar 12 condutores/fase, obtém-se da Tabela 3.15 o fator de correção de agrupamento que vale 0,70.

$$I_{cor} = \frac{1.640}{0,70} = 2.342 \text{ A}$$

- Número de condutores em paralelo por fase

$$I_{cs} = \frac{2.342}{12} = 195 \text{ A} \rightarrow S_c = 95 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{sc} = 223 \text{ A (coluna C1 da Tabela 3.6)}$$

- Determinação da proteção única: unidades térmica e magnética

De acordo com a Equação (3.19), e utilizando-se o disjuntor 3WN6 – 3.200, faixa de ajuste da unidade térmica de 1.000 a 2.500 A, ajustado em 1.700 A, tem-se:

$$I_{fi} = 42.000 \text{ A} \rightarrow M = \frac{42.000}{1.700} = 24 \text{ A}$$

- Ajuste da classe de tempo de disparo da unidade magnética: 400 ms (veja a Figura 10.17)
- Tempo de disparo do disjuntor na unidade magnética: $I_{fi} = 24 \times I_n \rightarrow T_{adm} = 0,47$ s
- Tempo de suportabilidade térmica do cabo

$$S_c = \frac{\sqrt{T_{sc}} \times I_{cs}}{0,34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + T_f}{234 + T_i}\right)}} \rightarrow 95 = \frac{\sqrt{T_{sc}} \times 42}{0,34 \times \sqrt{\log\left(\frac{234 + 160}{234 + 70}\right)}} \rightarrow T_{sc} = 0,066 \text{ s}$$

Logo: $T_{sc} < T_{adm}$ (condição não satisfeita).
Neste caso, podem ser adotadas três alternativas:

- instalar proteções individuais;
- reduzir o ajuste da classe de tempo de disparo do disjuntor para 20 ms, tendo-se por conseqüência $T_{adm} = 0,05$ s, portanto, obtendo-se a condição satisfeita de $T_{sc} > T_{adm}$;
- adotar condutores de maior seção transversal.

10.2.4 Comportamento dos Condutores em Regime Transitório

O comportamento dos condutores em regime transitório pode ser analisado de acordo com os seguintes procedimentos:

a) Condutor isolado com início de operação a uma temperatura ambiente de 30°C

A limitação da duração da corrente de sobrecarga vale:

$$T_{sb} = K_t \times \ln\left(\frac{R_f^2}{R_f^2 - R_{sc}}\right) \tag{10.33}$$

T_{sb} – tempo necessário para um determinado condutor atingir uma temperatura de sobrecarga definida ao ser percorrido por uma corrente de sobrecarga, considerando-se o condutor a uma temperatura igual à ambiente;
ln – logaritmo neperiano;

K_t – constante de tempo;
R_s – relação de sobrecarga, dada na Equação (10.34);
R_{st} – relação de sobrecarga térmica, dada na Equação (10.35);

$$R_s = \frac{I_c}{I_{nc}} \tag{10.34}$$

$$R_{st} = \frac{T_s - T_a}{T_{mc} - T_a} \tag{10.35}$$

I_c – corrente de carga, em A;
I_{nc} – corrente nominal do condutor, em A;
T_s – temperatura de sobrecarga térmica, em °C;
T_a – temperatura ambiente, em °C;
T_{mc} – temperatura máxima de serviço contínuo do condutor isolado, em °C.

Os valores das temperaturas máximas para o serviço contínuo, sobrecarga e de curto-circuito estão definidos na Tabela 3.5.

O valor de K_t é dado pela Equação (10.36).

$$K_t = \frac{10^4}{\beta^2} \times (0,7 \times S_c^{0,75} + 0,8 \times S_c^{0,5} + 0,4 \times S_c^{0,25}) \tag{10.36}$$

S_c – seção do condutor isolado, em mm²;
β – coeficiente de linha, dado na Tabela 10.11.

b) Condutor isolado com início de operação a uma temperatura máxima de regime contínuo

A limitação da duração da corrente de sobrecarga vale:

$$T_{sb} = K_t \times \ln\left(\frac{R_s^2 - 1}{R_s^2 - R_{st}}\right) \tag{10.37}$$

Para se satisfazer a condição limite de sobrecarga estabelecida na Equação (10.37), o valor R_s na Equação (10.34) vale:

$$R_s = \frac{K \times I_a}{I_{nc}} = 1,45 \tag{10.38}$$

A partir desta condição, os valores correspondentes de T_{sb} dados pelas Equações (10.33) e (10.37) valem, respectivamente:

a) Condutor isolado a uma temperatura inicial de trabalho de 30°C

TABELA 10.11
Coeficientes de linha (β)

Tipo de Linha	Condutor de Cobre			
	Isolação de PVC		Isolação de XLPE ou EPR	
	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados
A	11,0	10,5	15,0	13,5
B	13,5	12,0	18,0	16,0
C	15,0	13,5	19,0	17,0
D	17,5	14,5	21,0	17,5
E	17,0	14,5	21,0	18,0
F	17,0	14,5	21,0	18,0

$$T_{sb} = K_t \times \ln\left(\frac{2,10}{2,10 - R_{sr}}\right) \quad (10.39)$$

b) Condutor isolado a uma temperatura inicial máxima de regime

$$T_{sb} = K_t \times \ln\left(\frac{1,10}{2,10 - R_{sr}}\right) \quad (10.40)$$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.12)

Determinar o tempo máximo para o condutor de isolação PVC atingir a sua temperatura de sobrecarga de regime, quando alimenta um transformador de 150 kVA – 13.800/440 V em operação e em carga nominal e que deve ser sobressolicitado por uma carga igual a 155% de sua potência nominal por um tempo limitado. O circuito está instalado isoladamente em eletroduto enterrado e a temperatura ambiente é de 30°C.

Aplicando-se a Equação (10.37), tem-se:

$$T_{sb} = K_t \times ln\left(\frac{R_s^2 - 1}{R_s^2 - R_{sr}}\right) (s)$$

I_{nt} = 196 A
S_c = 120 mm²
I_{cc} = 203 A (Tabela 3.6 – coluna D13, justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 61A)
T_a = 30°C
T_s = 100°C (Tabela 3.5)
T_{sc} = 70°C (Tabela 3.5)
I_c = 1,55 × 196 = 303,8 A

O valor de R_s é definido pela Equação (10.34):

$$R_s = \frac{I_c}{I_{cc}} = \frac{303,8}{203} = 1,49$$

O valor R_{sr} é definido pela Equação (10.35):

$$R_{sr} = \frac{T_s - T_a}{T_{sc} - T_a} = \frac{100 - 30}{70 - 30} = 1,75$$

β = 14,5 (Tabela 10.11 – tipo de linha D)

$$K_t = \frac{10^4}{\beta^2} \times (0,7 \times S_c^{0,75} + 0,8 \times S_c^{0,5} + 0,4 \times S_c^{0,25})$$

$$K_t = \frac{10^4}{14,5^2} \times (0,7 \times 25^{0,75} + 0,8 \times 25^{0,5} + 0,4 \times 25^{0,25}) \rightarrow K_t = 605$$

$$T_{sb} = 605 \times \ln\left(\frac{1,49^2 - 1}{1,49^2 - 1,75}\right)$$

T_{sb} = 577 s → T_{sb} = 9,6 min

Logo, o tempo máximo de sobrecarga acima da qual prejudicará a isolação do condutor será de 9,6 min.

10.2.5 Seletividade

É a característica que deve ter um sistema elétrico quando submetido a correntes anormais, de modo a atuar os dispositivos de proteção para desenergizar somente a parte do circuito afetado.

Existem três procedimentos de seletividade que podem ser aplicados numa instalação elétrica:

- seletividade amperimétrica;

- seletividade cronológica;
- seletividade lógica.

10.2.5.1 Seletividade amperimétrica

Os procedimentos desse tipo de seletividade fundamentam-se no princípio de que as correntes de curto-circuito crescem à medida que o ponto de defeito aproxima-se da fonte de suprimento.

Esse princípio é particularmente aplicado aos sistemas de baixa tensão, em que as impedâncias dos condutores são significativas. Nos sistemas de transmissão de curta distância, as correntes de defeito não apresentam grandes variações nos diferentes pontos de falta, o que dificulta a aplicação desses procedimentos.

A Figura 10.35 mostra uma aplicação de seletividade. Para uma corrente de defeito no ponto A de valor igual a I_{cs} e valores de ajuste das proteções P1 e P2, respectivamente, iguais a I_{p1} e I_{p2}, a seletividade amperimétrica estará satisfeita se ocorrer que:

$$I_{p1} > I_{cs} > I_{p2}$$

Para se obter êxito na seletividade amperimétrica os ajustes das proteções envolvidas, devem ser levados em conta os seguintes princípios:

- a primeira proteção a montante do ponto de defeito deve ser ajustada a um valor inferior à corrente de curto-circuito ocorrida dentro da zona protegida, isto é:

  $$I_{p2} \leq 0{,}8 \times I_{cs}$$

- as proteções situadas fora da zona protegida devem ser ajustadas com valores superiores à corrente de curto-circuito, isto é:

  $$I_{p1} > I_{cs}$$

A seletividade amperimétrica em baixa tensão pode ser obtida utilizando-se disjuntores somente magnéticos, com diferentes correntes de atuação dos disparadores magnéticos.

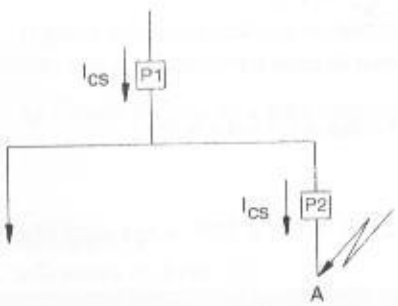


FIGURA 10.35
Seletividade amperimétrica

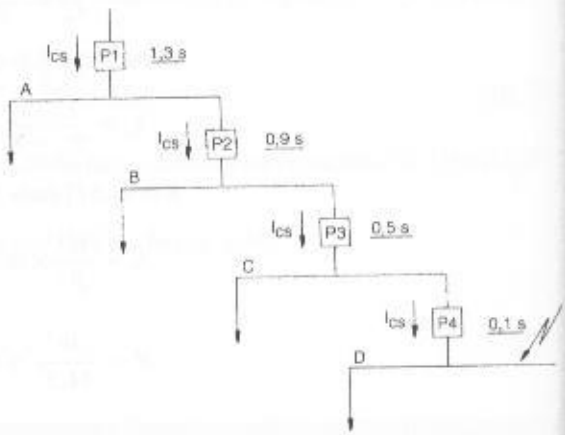


FIGURA 10.36
Seletividade cronométrica

10.2.5.2 Seletividade cronométrica

Os procedimentos desse tipo de seletividade fundamentam-se no princípio de que a temporização intencional do dispositivo de proteção próximo ao ponto de defeito seja inferior à temporização intencional do dispositivo de proteção a montante.

A diferença dos tempos de disparo de duas proteções consecutivas deve corresponder ao tempo de abertura do disjuntor acrescido de um tempo de incerteza de atuação das referidas proteções. Essa diferença, denominada intervalo de coordenação, é assumida com valores entre 0,3 e 0,5 s.

Para melhor entender essa conceituação, observar a Figura 10.36, onde se admite um intervalo de coordenação de 0,4 s. Um curto-circuito na barra D resulta uma corrente de valor I_{cs} que atra-

vessa todas as proteções em série do circuito. A proteção P4 tem um retardo próprio de 0,1 s atuando na sua unidade instantânea. Já a proteção P3 sofreu um ajuste de 0,5 s, enquanto as proteções P2 e P1 foram ajustadas, respectivamente, em 0,9 e 1,3 s.

Em função do tipo de proteção adotada na exemplificação anterior, os ajustes podem ser de forma dependente ou independente da corrente. No primeiro caso, a proteção atua seguindo uma curva tempo × corrente, conhecida como curva de tempo inverso. Já na segunda hipótese, a proteção atua por tempo definido. As Figuras 10.37 e 10.38 exemplificam, respectivamente, as duas formas de atuação da proteção, cada uma delas de acordo com a especificação do dispositivo adotado.

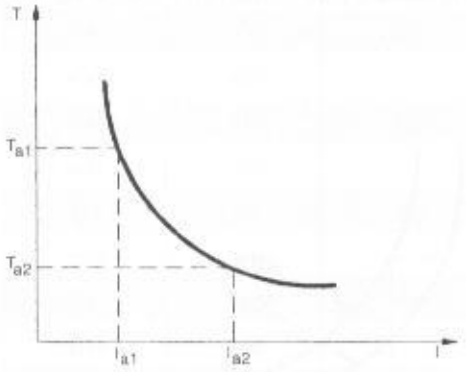


FIGURA 10.37
Curva de tempo inverso

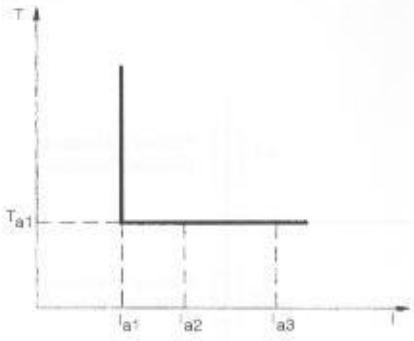


FIGURA 10.38
Curva de tempo definido

Esse tipo de seletividade é o mais usado em projetos de instalações industriais em função dos dispositivos normalmente empregados, que são os disjuntores termomagnéticos e os fusíveis NH, ambos caracterizados por curvas de tempo inverso.

Porém, há de se considerar que esse tipo de seletividade conduz a tempos de atuação da proteção muito elevados, à medida que se aproxima da fonte de suprimento, conforme pode-se observar pela Figura 10.36, o que traz algumas desvantagens de projeto, ou seja:

- nos projetos industriais, a concessionária impõe condições de tempo na proteção de fronteira com a planta, em função do seu esquema de seletividade. Como normalmente esse tempo é de valor reduzido, a seletividade do projeto de proteção da indústria pode ficar prejudicado, alcançando-se tempos superiores àqueles admitidos na proteção de fronteira;
- se as impedâncias acumuladas nos diferentes barramentos apresentam diferenças apreciáveis, isto é, as correntes de curto-circuito tem valores muito diferentes, pode-se ter que superdimensionar termicamente os dispositivos de seccionamento, barramentos, cabos etc., principalmente quando se adota a solução da seletividade cronométrica do tipo tempo definido;
- por admitir a corrente de defeito por um tempo excessivo, podem-se ter quedas de tensão prejudiciais ao funcionamento das demais cargas.

Em função do tipo de dispositivo de proteção utilizado, podem ser encontradas nos sistemas elétricos as seguintes combinações de proteção:

- fusível em série com fusível;
- fusível em série com disjuntor;
- disjuntor de ação termomagnética em série com fusível;
- disjuntores em série entre si.

Cada uma dessas combinações merece uma análise individual para o dimensionamento adequado dos dispositivos que contém o sistema de proteção.

10.2.5.2.1 Fusível em série com fusível

Praticamente, a seletividade entre fusíveis do mesmo tipo e tamanho imediatamente subseqüentes é natural. A fim de ficar assegurada a seletividade entre fusíveis, é necessário que a corrente no-

minal do fusível protegido (fusível a montante) seja igual ou superior a 160% do fusível protetor (fusível a jusante), isto é:

$$I_{fm} \geq 1{,}6 \times I_{fj} \tag{10.41}$$

I_{fm} – corrente nominal do fusível protegido, isto é, a montante;
I_{fj} – corrente nominal do fusível protetor, isto é, a jusante.

Para melhor clareza das posições que os fusíveis ocupam no sistema, observar a Figura 10.39.

A Figura 10.40 mostra os tempos que devem ser obtidos na seletividade entre dois fusíveis, do tipo NH, de 80 e 160 A, instalados no circuito da Figura 10.41.

Para facilitar o dimensionamento de fusíveis em série no que tange à seletividade, podem-se empregar os valores fornecidos para os fusíveis em série DZ-DZ e NH-NH de fabricação Siemens na Tabela 10.12.

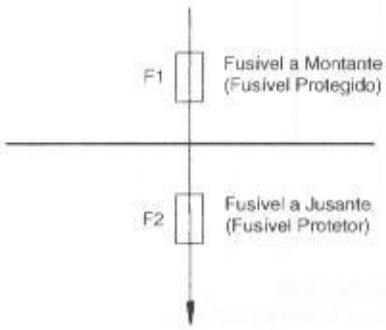


FIGURA 10.39
Posição dos fusíveis

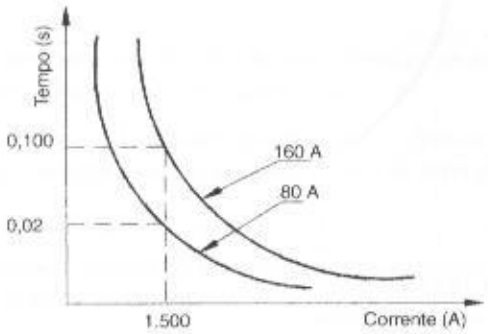


FIGURA 10.40
Curva de seletividade entre fusíveis

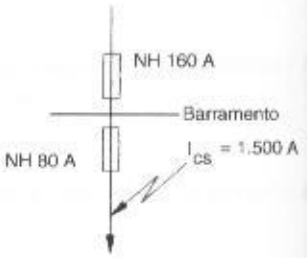


FIGURA 10.41
Fusíveis de 160 A e 80 A em série

A seletividade entre fusíveis dos tipos rápido e retardado deve ser feita entre elementos diferenciados de, pelo menos, uma unidade padronizada.

As unidades do tipo NH podem ficar submetidas a sobrecorrentes de curta duração, aproximadamente a 75% do tempo de fusão das mesmas, sem que haja alteração nas características do elemento fusível.

10.2.5.2.2 Fusível em série com disjuntor de ação termomagnética

a) Faixa de sobrecarga

A seletividade é garantida quando a curva de desligamento do relé térmico do disjuntor não corta a curva do fusível, como se pode observar na Figura 10.42, cuja proteção dos dispositivos está mostrada na Figura 10.43.

b) Faixa de curto-circuito

Na faixa característica da corrente de curto-circuito, para se obter seletividade é necessário que o tempo de atuação do fusível seja igual ou superior em 50 ms ao tempo de disparo do relé eletromagnético, isto é:

$$T_{af} \geq T_{ad} + 50 \text{ ms} \tag{10.42}$$

T_{af} – tempo de atuação do fusível, em ms;
T_{ad} – tempo de atuação do disjuntor, em ms.

Um caso particular de fusível em série com disjuntor, e muito freqüentemente empregado, é aquele em que se deseja proteger o disjuntor contra correntes elevadas de curto-circuito, cujo valor seja superior à sua capacidade de ruptura. Utiliza-se, neste caso, a propriedade dos fusíveis, dos tipos diazed e NH, de limitação da corrente de crista. Pelos gráficos da Figuras 10.26 e 10.27, pode-se observar, entretanto, que para correntes muito elevadas o fusível não mais responde a esta característica.

TABELA 10.12
Tabela de seletividade entre fusíveis

Corrente dos Fusíveis (A)			
NH		Diazed	
Montante	Jusante	Montante	Jusante
F1	F2	F1	F2
1.250	800	100	63
1.000	630		
800	500	80	50
630	400		
500	315	63	35
400	250		
315	200	50	25
250	160		
200	125	35	20
160	100		
125	80	25	16
100	63		
80	50	20	10
63	40		
50	32	16	6
40	25		
32	20	10	4
25	16		
20	10	6	2
16	6ADZ		
10	4ADZ		
6	2ADZ		

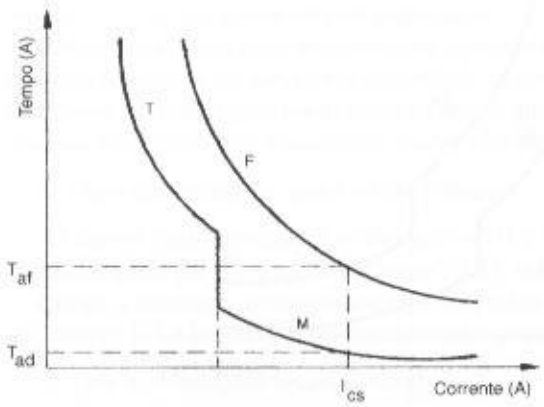


FIGURA 10.42
Fusível em série com o disjuntor

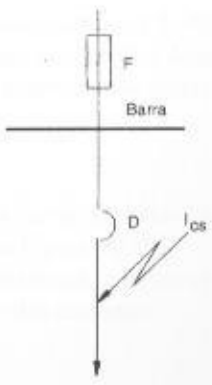


FIGURA 10.43
Posições do fusível e disjuntor

10.2.5.2.3 Disjuntor de ação termomagnética em série com fusível

a) Faixa de sobrecarga

Considerando a faixa de sobrecarga, a seletividade é garantida quando a curva de desligamento do relé térmico do disjuntor não corta a do fusível, como se pode observar na Figura 10.44, cuja posição dos dispositivos está mostrada na Figura 10.45.

b) Faixa de curto-circuito

Na faixa característica de corrente de curto-circuito, para se obter seletividade é necessário que o tempo de atuação do relé eletromagnético do disjuntor seja igual ou superior em 100 ms ao tempo de disparo do fusível, ou seja:

$$T_{ad} \geq T_{af} + 100 \text{ ms} \qquad (10.43)$$

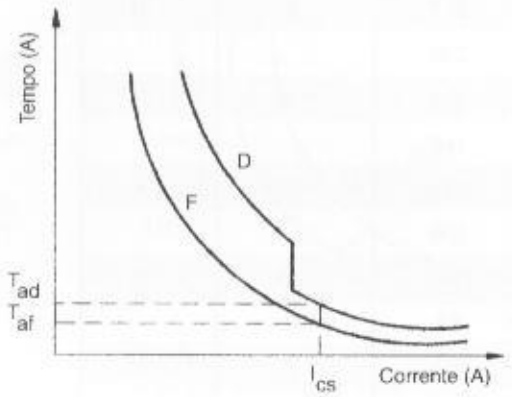


FIGURA 10.44
Disjuntor em série com fusível

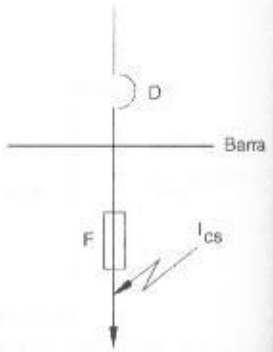


FIGURA 10.45
Posição do disjuntor e fusível

10.2.5.2.4 Disjuntor em série com disjuntor

a) Faixa de sobrecarga

Considerando a faixa de sobrecarga, a seletividade é garantida quando as curvas dos dois disjuntores não se cortam, conforme pode ser visto na Figura 10.46, cuja posição dos dispositivos está mostrada na Figura 10.47.

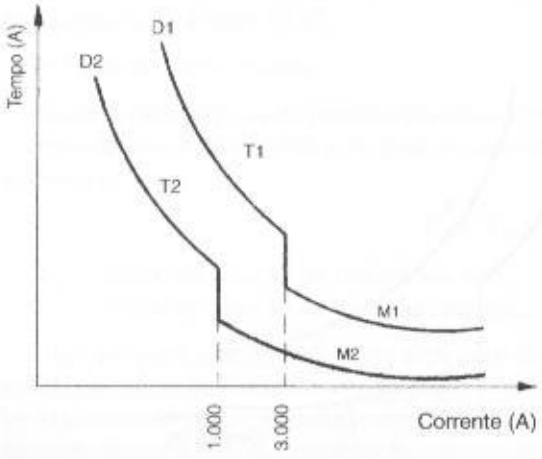


FIGURA 10.46
Disjuntor em série com disjuntor

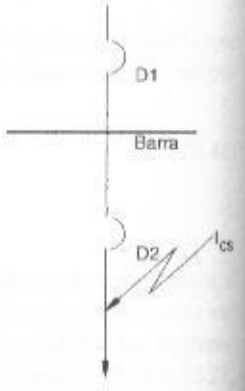


FIGURA 10.47
Posições dos disjuntores

b) Faixa de curto-circuito

Cuidados devem ser tomados quanto à posição que os disjuntores ocupam no sistema em função das correntes de curto-circuito. Deste modo, deve-se garantir que a capacidade de ruptura dos disjuntores seja compatível com as correntes de defeito, sob pena de os mesmos serem afetados térmico e dinamicamente durante a operação de disparo. Na prática, para que se tenha garantia de seletividade perante as correntes de curto-circuito, é necessário que se estabeleçam as seguintes condições, conforme pode ser observado na Figura 10.48.

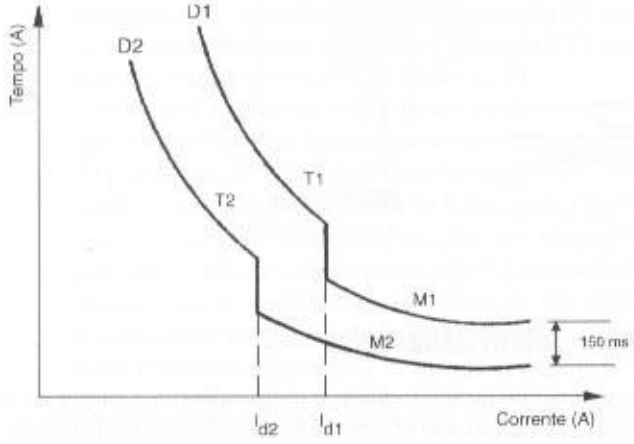


FIGURA 10.48
Disjuntor em série com disjuntor

- o tempo de atuação do relé eletromagnético do disjuntor instalado no ponto mais próximo da fonte deve ser igual ou superior em 150 ms ao tempo de atuação do relé eletromagnético do disjuntor instalado a jusante, ou seja:

$$T_{ad1} \geq T_{ad2} + 150 \text{ (ms)} \tag{10.44}$$

T_{ad1} – tempo de atuação do disjuntor D1, em ms;
T_{ad2} – tempo de atuação do disjuntor D2, em ms.

- as correntes que caracterizam as ações das unidades térmicas e magnéticas dos disjuntores devem satisfazer à seguinte condição:

$$I_{ad1} \geq 1{,}25 \times I_{ad2} \tag{10.45}$$

I_{ad1} – corrente de atuação do relé eletromagnético do disjuntor D1;
I_{ad2} – corrente de atuação do relé eletromagnético do disjuntor D2.

Quando as correntes de curto-circuito nos pontos de instalação dos disjuntores são bastante diferentes, de tal modo que a corrente de acionamento do disjuntor a montante do circuito seja superior à corrente de defeito no ponto de instalação do disjuntor a jusante (o mais próximo da carga), obtém-se uma boa seletividade por escalonamento de correntes, não sendo mais necessárias as verificações anteriormente explanadas.

Além do que já foi visto em termos de seletividade, deve-se estudar o caso particular de dois ou mais circuitos de distribuição em paralelo. Esta condição é favorável, já que as correntes de curto-circuito se dividem igualmente entre os ramos quando estes apresentam impedâncias iguais. Podem ser analisados dois casos mais conhecidos na prática, ou seja:

a) Duas alimentações iguais e simultâneas

As curvas características dos disjuntores D1 e D2 não devem cortar a curva do disjuntor D3, conforme pode ser observado na Figura 10.49, relativa à configuração da Figura 10.50.

Como a corrente de curto-circuito é dividida pelos dois transformadores, as curvas dos disjuntores D1 e D2 devem ser multiplicadas por dois somente na escala das correntes.

b) Três alimentações iguais e simultâneas.

Conforme a Figura 10.51, as mesmas considerações anteriores podem ser aplicadas adequadamente no caso.

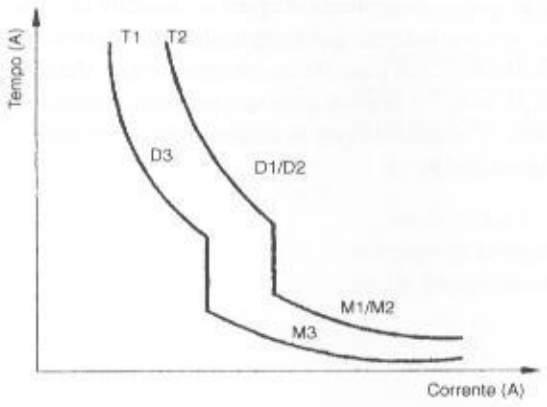


FIGURA 10.49
Curvas para alimentação dupla

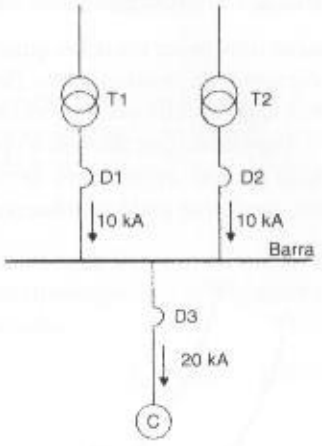


FIGURA 10.50
Alimentação dupla

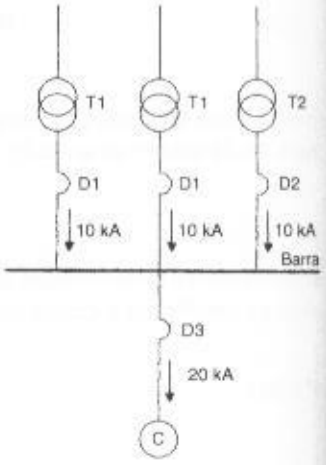


FIGURA 10.51
Alimentação tripla

10.2.5.3 Seletividade lógica

Esse conceito de seletividade é mais moderno e surgiu em função dos novos dispositivos de proteção que o mercado oferece. Os relés digitais multifunção possibilitaram a aplicação desse novo conceito de seletividade. É aplicada em unidades de sobrecorrente de fase e de neutro ou terra, tanto em sistemas primários como secundários.

A seletividade lógica é mais facilmente aplicada em sistemas radiais, podendo ser desenvolvida em sistemas em anel quando são utilizados relés de sobrecorrentes direcionais.

Para que se possa melhor entender o princípio da seletividade lógica, observar a Figura 10.52 onde são utilizadas unidades de sobrecorrentes digitais em diferentes níveis de barramento. Cada relé digital se conecta a outro através de um fio piloto que tem função de conduzir o sinal lógico de bloqueio.

Os princípios básicos de funcionamento da seletividade lógica estão resumidos a seguir com a ajuda da Figura 10.52, ou seja:

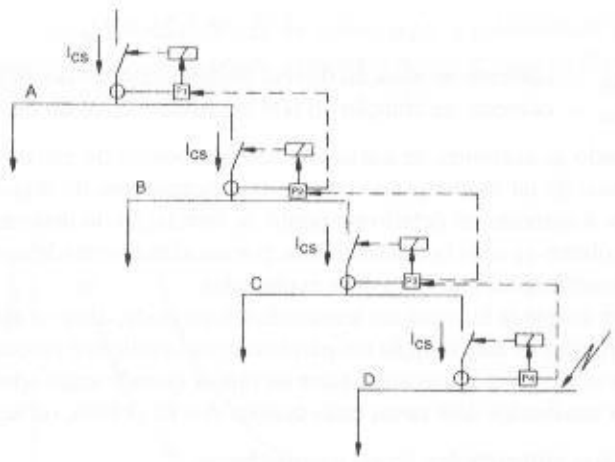


FIGURA 10.52
Seletividade lógica

- a primeira proteção a montante do ponto de defeito é a única responsável pela atuação do dispositivo de abertura do circuito;
- as proteções situadas a jusante do ponto de defeito não receberão sinal digital de mudança de estado;
- as proteções situadas a montante do ponto de defeito receberão os sinais digitais de mudança de estado, para bloqueio ou para atuação;
- cada proteção deve ser capaz de receber um sinal digital da proteção a sua jusante e enviar

um sinal digital à proteção a montante e, ao mesmo tempo, acionar o dispositivo de abertura do circuito;
- as proteções são ajustadas com tempo de 50 a 100 ms;
- cada proteção é ajustada para garantir a ordem de bloqueio durante um tempo definido pelo procedimento da lógica da seletividade, cuja duração pode ser admitida entre 150 e 200 ms.

Adotando os princípios dos fundamentos anteriores e observando a Figura 10.52, podem-se desenvolver os seguintes procedimentos para um curto-circuito na barra D, ou seja:

- a proteção P4 ordena o bloqueio da proteção P3 através de fio piloto de comunicação;
- ao receber a ordem de bloqueio, a proteção P3 ordena o bloqueio da proteção P2 que, por sua vez, ordena o bloqueio da proteção P1;
- a proteção P4 faz atuar o dispositivo de abertura do circuito após um tempo de disparo T_{p4} que deve ser igual ao tempo de abertura do dispositivo de interrupção mais o tempo desejado para ajuste da proteção P4 que normalmente varia entre 50 e 100 ms;
- adota-se normalmente o tempo de 50 ms para a proteção mais próxima do ponto de defeito, ajustando-se as demais proteções para um tempo de 100 ms;
- para uma eventual falha da proteção P4, a abertura do dispositivo de proteção de retaguarda seria solicitado a atuar, no caso a proteção P3, após o tempo de duração da ordem de bloqueio emitido por P4, normalmente fixado entre 150 e 200 ms, cujo valor é ajustado na proteção responsável que envia o sinal de ordem de bloqueio.

Ainda analisando a Figura 10.52 para uma falta na barra C, a seletividade lógica assume as seguintes condições:

- a proteção P4 não recebe nenhuma informação das demais unidades;
- a proteção P2 recebe ordem de bloqueio da proteção P3 que ordena o bloqueio de P1;
- com a ordem de bloqueio da proteção P2, a proteção P3 faz atuar o dispositivo de abertura correspondente num tempo dado pelo tempo de abertura do dispositivo de interrupção.

10.2.6 Proteção de Motores Elétricos

Os motores elétricos, peças fundamentais de um projeto de instalação elétrica industrial, devem merecer cuidados especiais quanto à proteção individual ou em grupo a eles aplicada.

Os motores elétricos, quando submetidos a condições anormais durante o período de funcionamento, devem ser imediatamente separados do circuito de alimentação. Assim, essas anormalidades podem ser divididas em diferentes tipos, sendo cada uma delas prejudicial à máquina, conforme o tempo de duração:

- sobrecarga contínua;
- sobrecarga intermitente;
- redução da tensão de alimentação;
- tensão de alimentação elevada;
- rotor bloqueado;
- temperatura ambiente elevada;
- circulação deficiente do meio circulante;
- variação da freqüência da rede;
- funcionamento com correntes desequilibradas;
- funcionamento com ausência de uma fase.

Como já estudado anteriormente, a proteção dos motores tinha por base o uso dos relés de sobrecarga bimetálicos. Apesar de ser a proteção mais empregada em motores de utilização industrial, o mercado oferece várias outras opções a seguir analisadas.

a) Relé falta de fase

Esse dispositivo deve ser aplicado sempre após qualquer outro dispositivo que possa operar monopolarmente, já que ele é sensível à ausência de fase do sistema desde a fonte até o seu ponto de instalação. Atua normalmente sobre o contator de manobra do motor.

b) Relé digital de proteção multifunção

São relés numéricos dotados de transformadores de corrente conectados à rede de alimentação do motor. A corrente de entrada é constantemente monitorada por um microprocessador. Oferecem proteção ao motor contra sobrecorrente, falta de fase, inversão de fase, desbalanceamento de fase e rotor travado.

c) Sondas térmicas e termistores

São detetores térmicos dependentes da temperatura constituídos de lâminas bimetálicas que acionam um contato normalmente fechado. São ligadas em série com o circuito de comando do contator. Os termistores são também detetores térmicos, compostos de semicondutores, cuja resistência varia em função da temperatura, podendo ser ligados em série ou em paralelo com o circuito de comando do contator. São localizados internamente ao motor, embutidos nos enrolamentos. Podem ser dos tipos PTC ou NTC.

Os protetores PTC apresentam coeficientes positivos de temperatura muito elevados e são instalados nas cabeças dos bobinados correspondentes ao lado da saída do ar refrigerante. Quando a temperatura do enrolamento ultrapassa a temperatura máxima permitida para o nível de isolamento considerado, os detetores aumentam abruptamente a sua resistência elétrica, provocando a atuação de um relé auxiliar responsável pela abertura da chave de manobra do motor.

Os protetores NTC apresentam coeficientes de temperatura negativa, isto é, quando aquecidos a uma temperatura superior à máxima permitida, a sua resistência reduz-se abruptamente, provocando a atuação de um relé auxiliar responsável pela abertura da chave de manobra do motor.

Os detetores PTC são utilizados em motores de fabricação seriada quando é conhecida previamente a imagem térmica do motor antes de sua fabricação (motores de fabricação sob encomenda).

Apesar de aparentemente serem elementos de proteção de alta confiabilidade, não são eficientes quando os motores estão submetidos a determinadas condições de trabalho, tais como rotor travado, desequilíbrio de corrente e partidas prolongadas.

Como os termistores são instalados no estator, o fluxo de ar refrigerante que passa no entreferro impede a transferência do calor do rotor para o lado do estator, mascarando a avaliação dos termistores. Desta forma, o rotor pode sofrer aquecimento elevado sem que o termistor seja sensibilizado. A eficiência dos termistores está associada à supervisão da temperatura do estator de longa duração.

10.2.6.1 Sobrecarga contínua

Nos motores elétricos, geralmente o estado de aquecimento estacionário é atingido depois de algumas horas de funcionamento contínuo, o que lhes garante uma vida útil de pelo menos 20 anos. Para 10% de aquecimento adicional, a vida do motor pode cair de vinte para 10 anos.

A proteção com relés térmicos de sobrecarga é apropriada para esse tipo de comportamento operacional dos motores, desde que a temperatura ambiente seja a mesma para o relé térmico e o motor.

10.2.6.2 Sobrecarga intermitente

Caracteriza-se por partidas e frenagens com freqüência demasiada, como no caso dos guindastes.

A proteção através de relés térmicos torna-se adequada à medida que se conheça exatamente o regime de sobrecarga do motor, ajustando-se o seu valor de atuação de forma a não interferir na operação da máquina, observando-se que a temperatura do enrolamento do motor não seja excedida pela sobrecarga que o relé térmico permitiria.

Se não há informações seguras do regime de operação do motor, o uso da proteção térmica tenderia a prejudicar operacionalmente a máquina, sendo, nesse caso, mais conveniente suprimir a referida proteção, evitando-se, assim, desligamentos intempestivos.

10.2.6.3 Redução da tensão de alimentação

Considerando a instalação do motor num ponto do circuito em que a tensão está abaixo das condições nominais previstas, as características destes são alteradas de acordo com os seguintes itens:

- o conjugado de partida diminui com o quadrado da tensão aplicada;
- a corrente de partida cai proporcionalmente à redução de tensão;
- a corrente a plena carga aumenta;
- a corrente rotórica aumenta na mesma proporção;
- o fator de potência aumenta;
- as perdas estatóricas e rotóricas, em geral, também aumentam, aquecendo o enrolamento;
- a velocidade diminui, acarretando deficiências indesejáveis de ventilação.

Devido ao aumento da corrente de carga, o relé térmico pode ser sensibilizado e proteger adequadamente o motor desde de que não haja interferência da temperatura do meio ambiente. A proteção com sonda térmica e termistor é também eficaz. Uma alternativa recomendada é o uso de relés de subtensão comandando o dispositivo de abertura do motor.

10.2.6.4 Tensão de alimentação elevada

Considerando a instalação do motor num ponto do circuito em que a tensão está acima das condições nominais previstas, as características deste são alteradas de acordo com os seguintes itens:

- o conjugado de partida aumenta com o quadrado da tensão;
- a corrente de plena carga diminui;
- o conjugado máximo aumenta com o quadrado da tensão;
- o fator potência diminui;
- as perdas rotóricas, em geral, e as perdas estatóricas diminuem;
- a velocidade aumenta ligeiramente, melhorando as condições de troca de calor.

Os esquemas de proteção convencionais não são suficientes para desligar o motor da rede. Neste caso, é utilizado freqüentemente o relé de sobretensão, o que só se justifica em motores de potência elevada.

Cabe lembrar que, por norma, os motores devem suportar uma tensão de ensaio de no mínimo 1.500 V. Quanto aos motores recuperados sem resguardar as características originais e dentro de técnicas inadequadas, esta e outras condições podem ser drasticamente alteradas, não mais o motor respondendo às condições previstas em norma, o que é muito comum ocorrer em motores recuperados nas oficinas de reparo em instalações industriais.

10.2.6.5 Rotor bloqueado

Embora o fusível do tipo limitador de corrente (diazed e NH) não seja designado para essa tarefa, pode oferecer a proteção desejada. Os relés térmicos são bastantes eficientes condicionados à temperatura ambiente, como anteriormente mencionado. As sondas térmicas e os termitores não são proteções seguras para o rotor.

10.2.6.6 Temperatura ambiente elevada

A proteção que oferece mais segurança é o uso das sondas térmicas e dos termistores. A proteção através de relés térmicos depende da localização dos relés, isto é, se estão no mesmo ambiente do motor ou em outro ambiente.

10.2.6.7 Circulação deficiente do meio refrigerante

Caracteriza-se, normalmente, pela falta de ventilação natural ou forçada do ambiente onde o motor está operando. A proteção adequada é dada por meio de sondas térmicas e termistores.

10.2.6.8 Variação da freqüência da rede

Apesar de pouco comum nos sistemas de distribuição das concessionárias de energia elétrica em regime normal de operação, as variações de freqüência originam as seguintes alterações nas características dos motores:

- a potência praticamente não varia;

- o conjugado varia inversamente com a freqüência;
- a velocidade angular e as perdas variam na mesma proporção.

Se o motor for submetido a uma freqüência inferior à sua nominal, como a velocidade diminui, conseqüentemente diminui a taxa de dissipação de calor, sobreaquecendo os enrolamentos durante carga nominal. Nestas condições, podem ser empregados as sondas térmicas e termistores. Se a freqüência for superior à nominal, então nenhum prejuízo de ordem térmica sofrerá o motor.

10.2.6.9 Funcionamento com correntes desequilibradas

Como já foi explanado no Capítulo 6, o desequilíbrio das correntes de fase provocam efeitos térmicos danosos ao motor quando este opera com carga próxima a seu valor nominal ou superior. Neste caso, o campo de seqüência negativa induz correntes nas barras do rotor com a freqüência duas vezes superior ao valor nominal, ou seja, 120 Hz. Devido ao efeito pelicular da corrente nas barras do rotor este sofre um aquecimento devido à dissipação térmica correspondente. Nesta condição, o estator não seria afetado. A proteção através de relés térmicos ou de imagem térmica acoplados aos terminais do estator não seriam sensibilizados, enquanto a temperatura do rotor poderia ultrapassar os limites de sua classe de isolamento. Nem mesmo as lâminas térmicas e os termitores seriam sensibilizados, expondo o motor a riscos de danos irrecuperáveis, iniciando o processo no rotor e se desenvolvendo no estator.

A proteção que satisfaz a essa condição operacional se restringe ao uso do relé de reversão de fase ou balanceamento de fase que corresponde a função 46 ASA (*American Standard Association*).

10.2.6.10 Funcionamento com ausência de uma fase

A ausência de uma fase nas instalações elétricas industriais pode trazer sérias conseqüências aos motores em operação, desde que os dispositivos de proteção não atuem adequadamente. Embora alguns tipos de relés bimetálicos sejam responsáveis pela proteção dos motores submetidos a esta condição, em algumas circunstâncias a proteção é falha, não oferecendo a segurança necessária.

Em geral, a falta de fase afeta consideravelmente os enrolamentos, não importando se os motores estejam ligados em estrela ou triângulo. A seguir, serão analisados os dois tipos possíveis de ligação dos motores de indução, relacionando-os ao evento de falta repentina de uma das fases do circuito.

a) Ligação em estrela

A Figura 10.53 representa um motor ligado em estrela operando em condições normais. A Figura 10.54 mostra a ligação do mesmo motor sem uma das fases de alimentação.

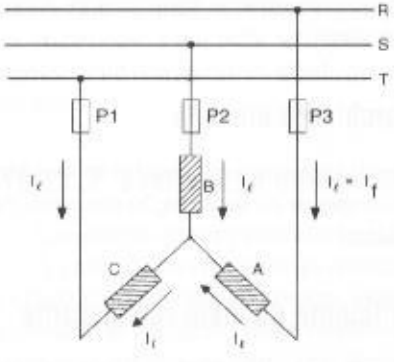


FIGURA 10.53
Ligação estrela

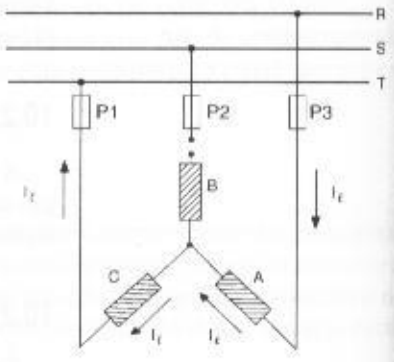


FIGURA 10.54
Ligação estrela com ausência de uma fase

I_f – corrente de fase do enrolamento do motor; I_l – corrente de linha.

Como se sabe, nos motores ligados em estrela a corrente que circula em cada um dos enrolamentos é a mesma que percorre cada uma das fases de alimentação. Rompendo-se a fase S, esta situação se altera: a corrente nos enrolamentos aumenta de valor, correspondendo à mesma elevação nas fases de alimentação.

A proteção mais eficiente do motor pode ser feita por meio de sondas térmicas e termistores.

b) Ligação triângulo

A Figura 10.55 representa um motor ligado em triângulo, operando em condições normais. A Figura 10.50 mostra a ligação do mesmo motor quando uma das fases de alimentação é desconectada.

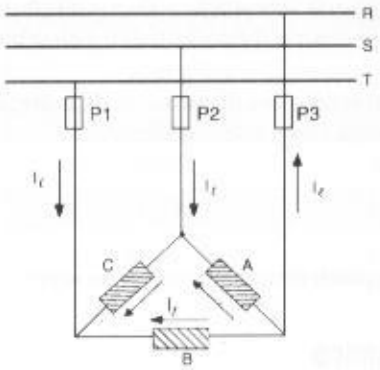


FIGURA 10.55
Ligação em triângulo

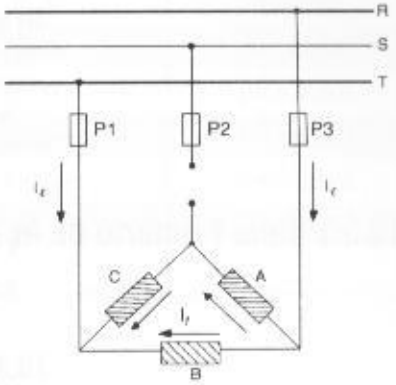


FIGURA 10.56
Ligação em triângulo com ausência de fase

Comparando-se as duas configurações, pode-se perceber que a corrente que circula em quaisquer das bobinas do motor ligado em estrela é a mesma que atravessa o dispositivo de proteção instalado no circuito alimentador, proporcionando condições mais favoráveis de atuação do referido dispositivo, enquanto na configuração em triângulo a distribuição das correntes nos bobinados, durante uma falta de fase, é mais complexa e depende essencialmente da porcentagem do conjugado da carga nominal com que o motor trabalha neste instante.

Uma maneira mais eficaz de proteger o motor ligado em triângulo contra falta de fase utilizando dispositivos térmicos é instalá-los de modo que fiquem em série com cada bobinado. Neste caso, o motor deverá ter os seis terminais de ligação acessíveis.

Os relés de proteção para falta de fase são de largo uso e dão segurança adequada ao motor, independentemente do tipo de ligação adotada. Devido ao seu preço, porém, somente devem ser empregados em unidades de maior potência ou em agrupamentos de motores.

Conforme analisado no Capítulo 6, se o motor está operando a uma carga igual ou inferior a 57,76% não será afetado pela ausência de fase. Para carregamentos superiores, o motor deve estar protegido adequadamente por relés térmicos, sondas térmicas etc. Na primeira condição, isto é, a 57,76% da carga nominal, a corrente que irá circular pelo relé e pelas bobinas do motor será igual à corrente nominal. A partir deste valor, a corrente de linha inicia o seu processo de sensibilização do relé de proteção.

10.3 PROTEÇÃO DE SISTEMAS PRIMÁRIOS

Segundo a NBR 14039/2003 é considerada proteção geral de uma instalação de média tensão o dispositivo situado entre o ponto de entrega de energia e a origem da instalação.

A norma estabelece duas condições básicas:

a) Instalação com capacidade instalada igual ou inferior a 300 kVA

Se a capacidade da subestação unitária for igual ou inferior a 300 kVA, a proteção geral na média tensão deve ser realizada por meio de um disjuntor acionado através de relés secundários dotados de unidades instantâneas (50) e temporizadas (51) de fase e de neutro. Pode também ser empregada chave seccionadora e fusível, sendo, neste caso, obrigatória a utilização de disjuntor como proteção geral do lado de baixa tensão. Não são aceitos relés com funcionamento com retardo a líquido.

b) Instalação com capacidade superior a 300 kVA

Se a capacidade da subestação for superior a 300 kVA, a proteção geral na média tensão deve ser realizada exclusivamente por meio de um disjuntor acionado através de relés secundários dotados de unidades instantâneas (50) e temporizadas (51) de fase e de neutro.

Dessa forma, fica vedada, pela NBR 14030/2003, a utilização de relés de ação direta na proteção geral da subestação. No entanto, o projetista pode utilizar relés de ação direta, bem como chave seccionadora acionada por fusível incorporada na proteção de média tensão em ramais que derivam do barramento primário da subestação após a proteção geral. Atualmente, existem milhares de relés de ação direta com retardo fluidodinâmico e eletrônicos instalados em subestações de consumidor.

A seguir será realizado um estudo dos dispositivos de proteção de média tensão utilizando tanto relés primários de ação direta como relés secundários.

10.3.1 Relé Primário de Ação Direta

São empregados mais freqüentemente dois tipos, ou seja:

10.3.1.1 Relé fluidodinâmico

Consiste em um dispositivo provido de uma bobina formada de grossas espiras de condutores de cobre, através da qual passa a corrente do circuito primário.

O relé atua pelo deslocamento vertical de uma âncora móvel, liberando uma alavanca que provoca o desengate do mecanismo do disjuntor e a sua abertura. O rearmamento do relé é automático, em geral. A intervenção do relé se dá segundo o gráfico da Figura 10.57, no qual são mostrados as curvas características do relé RM2F. A Tabela 10.13 fornece suas faixas de regulação e os valores nominais da corrente.

Cabe alertar que esses relés possuem, na parte inferior, um recipiente contendo fluido que provoca a temporização do mesmo. Se, por esquecimento, o disjuntor for energizado sem o devido fluido no recipiente do relé, não há como sustentar a ligação, pois a corrente de magnetização do transformador sensibiliza o relé, provocando o desligamento do disjuntor.

Pode-se notar, através do gráfico da Figura 10.57, que existem duas faixas de atuação correspondendo às curvas A e B, respectivamente, para diafragmas fechado e aberto.

Deve-se esclarecer que, na base do pistão acoplado à âncora móvel do relé, existe uma arruela contendo alguns orifícios (diafragma). Através da rotação desta arruela, em torno do seu eixo os orifícios podem ficar abertos ou fechados, coincidindo ou não com orifícios idênticos na base do pistão, o que corresponde a uma menor ou maior temporização.

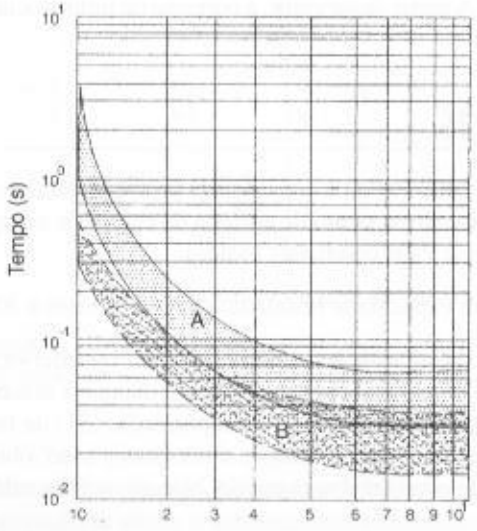


FIGURA 10.57
Curvas de atuação do relé RM2F

TABELA 10.13
Valores de ajustes dos relés RM2F

Corrente Nominal	Faixa de Ajuste	Corrente Nominal	Faixa de Ajuste
(A)	(A)	(A)	(A)
0,83	0,5-1,0	42,00	25,0-50,0
1,70	1,0-2,0	70,00	40,0-80,0
2,50	1,5-3,0	100,00	60,0-120,0
4,20	2,5-5,0	167,00	100,0-200,0
7,00	4,0-8,0	250,00	150,0-300,0
10,00	6,0-12,0	420,00	250,0-500,0
17,00	10,0-20,0	500,00	300,0-600,0
25,00	15,0-30,0		

10.3.1.1.1 Regulação

Os relés fluidodinâmicos possuem uma chapinha que contém os diversos valores de corrente da faixa de regulação. O ponto de regulação é feito ajustando-se o cilindro que contém o fluido temporizador até que a marca neste indicada coincida com o valor da corrente desejada, contida na escala.

A corrente de regulação desses relés, quando utilizados no disjuntor geral da subestação, é normalmente preestabelecida pela concessionária local e o seu valor, em geral, vale:

$$I_a = (1{,}3 \text{ a } 1{,}5) \times I_n \text{ (A)} \tag{10.46}$$

I_a – corrente de regulação, em A;
I_n – soma das correntes nominais primárias dos transformadores da subestação, em A.

Os relés fluidodinâmicos são aparelhos de custo relativamente baixo e mecanicamente robustos. Para maiores detalhes, consultar a Seção 9.3.10.

10.3.1.2 Relés de sobrecorrente estático

São dispositivos fabricados de componentes estáticos montados em caixa metálica blindada para evitar a interferência do campo magnético dos condutores de alta tensão e instalados nos bornes dos disjuntores.

Esses relés dispensam alimentação auxiliar, o que torna a sua aplicação muito prática. O RPC-1 é um exemplo desse tipo de relé, cujas características técnicas são exibidas na Tabela 10.14. O ajuste de suas funções é efetuado através de seletores localizados no seu painel frontal, cada um deles contendo uma escala adequada. Para melhor entendimento, observar a Figura 9.30, que mostra o relé em perfil.

10.3.1.2.1 Características construtivas

Esses relés são constituídos basicamente de três módulos, tal como se apresenta o relé RPC-1, ou seja:

a) Transformadores de corrente

Cada unidade possui um transformador de corrente que determina a corrente nominal do relé, que deve ser compatível com a corrente máxima do circuito a ser protegido.

b) Circuitos eletrônicos

São compostos de um conjunto de placas de elementos estáticos, onde se processa toda a lógica de atuação do relé.

TABELA 10.14
Características elétricas dos relés RPC-1

Características Elétricas	Unid.	Valores Nominais						
Corrente nominal	A	5	10	20	40	80	160	320
Corrente térmica	kA	2,0	3,5	7,5	15	15	15	15
Corrente dinâmica (crista)	kA	9,0	16	34	68	79	79	79
Tensão máxima	kV	38						
Freqüência	Hz	40-65						
Temperatura de operação	°C	−5 + 50						
Consumo	VA	2						
Energia para desarme	Nm	0,2						
Sobrecurso de carregamento	mm	3						
Curso de disparo	mm	15						

c) Dispositivos de saída

São formados por um sistema mecânico que atua mediante um sinal elétrico enviado pelo processador lógico do relé.

Esses relés são montados em cada pólo do disjuntor, de preferência um conjunto de três unidades, podendo, no entanto, ser instaladas, no mínimo, duas unidades. Devido à vibração do disjuntor no momento da desconexão de seus terminais, é aconselhável realizar a ligação do relé ao barramento da subestação através de um condutor flexível.

A característica de atuação dos relés RPC-1 não é afetada pela umidade, poeira e temperatura do meio ambiente no mesmo nível em que é afetado o relé fluidodinâmico, em virtude da semi-exposição do líquido de temporização que sofre aquela unidade.

10.3.1.2.2 Características elétricas

Esses relés são dotados de unidades de atuação instantânea (50) e temporizada (51). A grande vantagem na utilização desses relés é a ausência de qualquer fonte de alimentação auxiliar, tal como o conjunto retificador-banco de baterias, indispensável aos relés de ação indireta. Alia-se a esta vantagem o bom grau de precisão de que são dotados no desempenho de suas funções. O relé RPC-1 possui duas características básicas de proteção, ou seja:

a) Curva de tempo definido

Se a corrente supera o valor ajustado no relé, é acionado um contador que define um tempo de retardo no sistema de desligamento. Se a corrente de defeito cessa antes de ser alcançado o tempo ajustado, o relé retorna ao seu estado de repouso e fica preparado para um novo evento. Logo, o relé atua com base numa curva de tempo definido.

Com base no ajuste dessas funções, torna-se fácil executar um projeto de coordenação de um sistema utilizando vários relés em série. Isto é muito útil em instalações industriais de médio e grande portes, onde são construídas várias subestações de alta tensão, uma em cada centro de carga de importância, todas alimentadas de um único ponto de carga, no caso o posto de medição e de proteção geral.

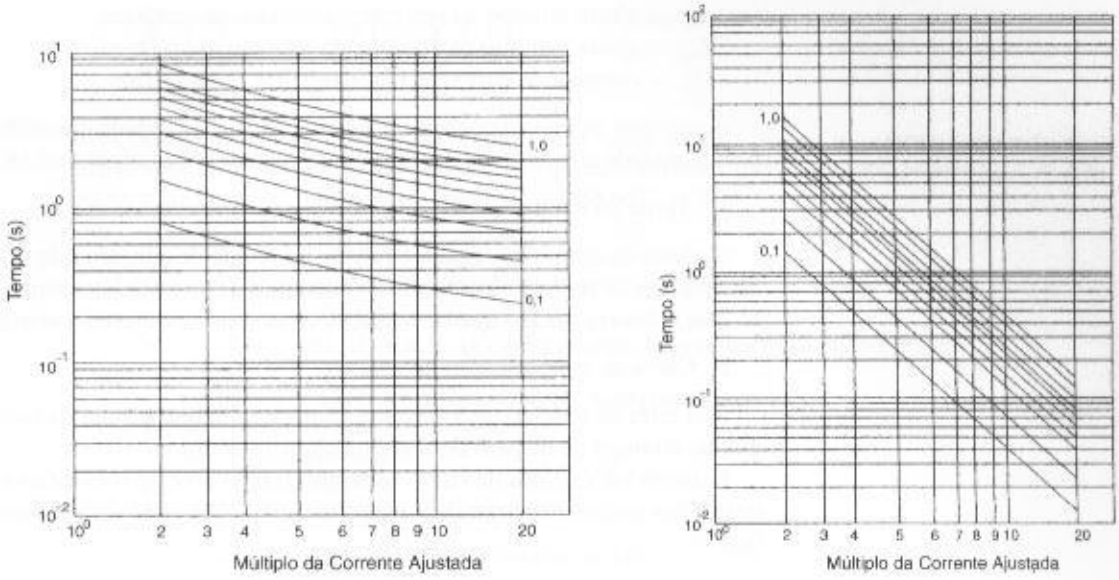
Para se ajustar o relé RPC-1, devem-se seguir estes passos:

- Corrente nominal do relé

Com base na corrente máxima admitida para o sistema, adota-se o relé com corrente nominal de acordo com as seguintes faixas:

- entre 6 e 10 A: $I_n = 5$ A;
- entre 11 e 20 A: $I_n = 10$ A;
- entre 22 e 40 A: $I_n = 20$ A;
- entre 43 e 80 A: $I_n = 40$ A;
- entre 88 e 160 A: $I_n = 80$ A;

GURA 10.58
aracterística tempo × rrente do relé RPC-1



(a) normal inverso

(b) extremamente inverso

– entre 176 e 320 A: $I_n = 160$ A.

- Corrente de ajuste da unidade temporizada

É o valor da corrente que é ajustada no potenciômetro do relé e acima da qual este deverá atuar. O tempo para o disparo da unidade temporizada independe do valor do módulo da corrente de defeito, desde que supere o nível de ajuste realizado. Além disso, para que se efetue o disparo, a corrente de defeito deve perdurar por um tempo superior ao valor ajustado no relé. Quando se utiliza a unidade temporizada, normalmente se bloqueia a unidade instantânea ou se ajusta o seu valor a um nível acima daquele previsto no sistema. O ajuste da unidade temporizada é dado pela Equação (10.47).

$$I_{at} = K_r \times I_{nr} \tag{10.47}$$

I_{at} – corrente de acionamento da unidade temporizada;
K_r – constante de multiplicação ajustada no potenciômetro do relé, variando de 1 a 2 em incrementos de 0,2;
I_{nr} – corrente nominal do relé em A.

- Corrente de ajuste da unidade instantânea

Esta unidade efetua a sua atuação sem nenhum retardo de tempo intencional, a não ser o da própria inércia peculiar a qualquer dispositivo de proteção. O seu valor de ajuste é dado pela Equação (10.48).

$$K_i = \frac{I_{cs}}{K_r \times I_{nr}} \tag{10.48}$$

O valor da corrente de ajuste vale:

$$I_{ai} = K_i \times I_{at} \tag{10.49}$$

I_{ai} – corrente de ajuste da unidade instantânea.

As Equações (10.50) e (10.51) fornecem os valores limites de ajuste da corrente instantânea.

– valor mínimo:

$$I_{ima} \geq 4 \times I_{at} \tag{10.50}$$

– valor máximo:

$$I_{ima} < I_{cs} \tag{10.51}$$

I_{imi} – ajuste mínimo da corrente da unidade instantânea;
I_{ima} – ajuste máximo da corrente da unidade instantânea;
I_{cs} – corrente de curto-circuito simétrico, valor eficaz.

A corrente de acionamento da unidade instantânea é dada em múltiplos da corrente ajustada para a unidade temporizada. O valor de I_{ima} não deve ser superior a $18 \times I_{at}$.

- Ajuste da temporização

O ajuste do tempo de disparo é função do estudo de coordenação que se deseja com os demais dispositivos de proteção localizados a jusante ou a montante. Conforme se observa na Figura 9.30, há dois seletores para se ajustar o tempo, sendo um para ajustes inteiros e o outro para as frações.

b) Curva de temporização inversa

Nos relés de temporização inversa, quando se define o valor da corrente de ajuste, por conseguinte, o tempo de disparo do relé fica também definido.

Existem vários tipos de curva de temporização inversa com diferentes níveis de inclinação, o que define o nível de temporização do relé, conforme pode ser visto através da Figura 10.58 (a) e (b).

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.13)

Dimensionar e ajustar os relés RPC-1 instalados numa indústria mostrada no esquema elétrico simplificado da Figura 10.59, cujos dados são:

- tensão primária: 13,8 kV;
- tensão secundária: 380 V;
- potência simétrica de curto-circuito no ponto de entrega de energia: 31 MVA.

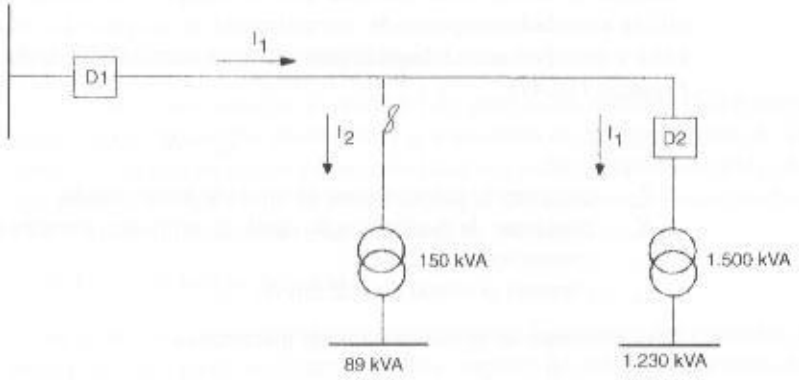


FIGURA 10.59
Esquema elétrico

Os relés estão montados nos pólos dos disjuntores D1 e D2 em número de três para cada disjuntor. Será empregado o relé de tempo definido.

a) Corrente de carga do transformador de 1.500 kVA

Deve-se considerar que a corrente máxima seja 150% da carga nominal do transformador. Este valor é normalmente utilizado por grande parte das concessionárias brasileiras.

- Corrente nominal do relé acoplado ao disjuntor D2
  - Considerando a corrente da carga

$$I_{ac} = \frac{1.500}{\sqrt{3} \times 13,80} = 62,7 \text{ A}$$

  - Considerando a corrente de curto-circuito

$$I_{cs} = \frac{31.000}{\sqrt{3} \times 13,80} = 1.296 \text{ A}$$

- Corrente de ajuste da unidade temporizada

$$I_{at} = 1,5 \times 62,7 = 94,05 \text{ A} \rightarrow I_{at} = 80 \text{ A}$$

$$K_r = \frac{I_{at}}{I_w} = \frac{94{,}05}{80} = 1{,}17 \rightarrow K_r = 1{,}2$$

$$I_{at} = I_w \times K_r = 80 \times 1{,}2 = 96 \text{ A}$$

O ajuste do tempo deve ser função dos tempos de coordenação do sistema, não expressos neste exemplo. Ao se optar pelo ajuste da unidade temporizada, é necessário fazer $K_i = \infty$, que corresponde a $I_{ins} = \infty$. Adota-se, neste Exemplo, o valor da temporização do relé de $T_{at} = 0{,}5$ s.

- Corrente de ajuste da unidade instantânea

Se não for considerada a hipótese anterior, tem-se:

$$K_i = \frac{1.296}{1{,}2 \times 80} = 13{,}5 \rightarrow K_i = 11 \text{ (Valor adotado, inferior em cerca de 10\% a 15\%)}$$

$I_{ins} = 11 \times 96 = 1{,}056$ A (corrente de ajuste da unidade instantânea)
$I_{ins} < I_{cs}$ (condição satisfeita)
$I_{ins} \geq 4 \times I_{at}$ (valor mínimo)
$I_{ins} \geq 4 \times 96 \geq 384$ A
$I_{ins} < 18 \times 96 < 1.728$ A

- Verificação da capacidade de curto-circuito do relé

Para verificar se o relé suporta térmica e dinamicamente a corrente de curto-circuito, tem-se:

$I_{cs} = I_{ie} = 1.296$ kA (para 1 s)
$I_{ter} = 15$ kA (Tabela 10.14)

Logo: $I_{ter} > I_{ie}$ (condição satisfeita).

$I_{dt} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs}$
$F_a = 1{,}3$ (fator de assimetria admitido)
$I_{dt} = \sqrt{2} \times 1{,}3 \times 1.296 = 2.382$ A $= 2{,}38$ kA
$I_{dm} = 79$ kA (Tabela 10.14)

Logo: $I_{dm} > I_{dt}$ (condição satisfeita).

Deixa-se para o leitor o ajuste da proteção do disjuntor D1.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.14)

Seja o diagrama unifilar industrial simplificado da Figura 10.60. São conhecidas as correntes de curto-circuito simétricas para faltas trifásicas. Os condutores unipolares de PVC serão instalados em canaletas fechadas não ventiladas enterradas no solo. O tempo de partida dos motores é de 3 s.

- ponto 0: $I_{cs} = 3$ kA
- ponto 1: $I_{cs} = 28$ kA
- ponto 2: $I_{cs} = 8$ kA
- ponto 3: $I_{cs} = 13$ kA
- ponto 4: $I_{cs} = 6$ kA
- ponto 5: $I_{cs} = 9$ kA

Determinar os valores das proteções indicadas e suas respectivas calibrações. Para tal, serão utilizados os valores tabelados dos dispositivos e equipamentos de proteção e comando de fabricação Siemens. Estudar a seletividade de todos os elementos de proteção. Não será exercido nenhum controle de sobrecarga dos condutores.

a) Motor de 60 cv

a1) Proteção contra curto-circuito (fusível)

- Corrente nominal do fusível F2

$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$I_{pm} = I_{am} \times R_{cpm}$
$I_{am} = 83{,}3$ A (Tabela 6.3)
$S_c = 25$ mm² (Tabela 3.6 – referência D, justificada pela Tabela 3.4 para o método de instalação 61A)
$I_{ac} = 86$ A (Tabela 3.4 – coluna D13)
$R_{cpm} = 6{,}7$ (Tabela 6.3)
$I_{pm} = 83{,}3 \times 6{,}7 = 558{,}1$ A
$K = 0{,}3$ (para $I_{pm} > 500$ A)
$I_{nf} \leq 6{,}7 \times 83{,}3 \times 0{,}3 \rightarrow I_{nf} = 167{,}4$ A $\rightarrow I_{nf} = 160$ A (Tabela 10.8)

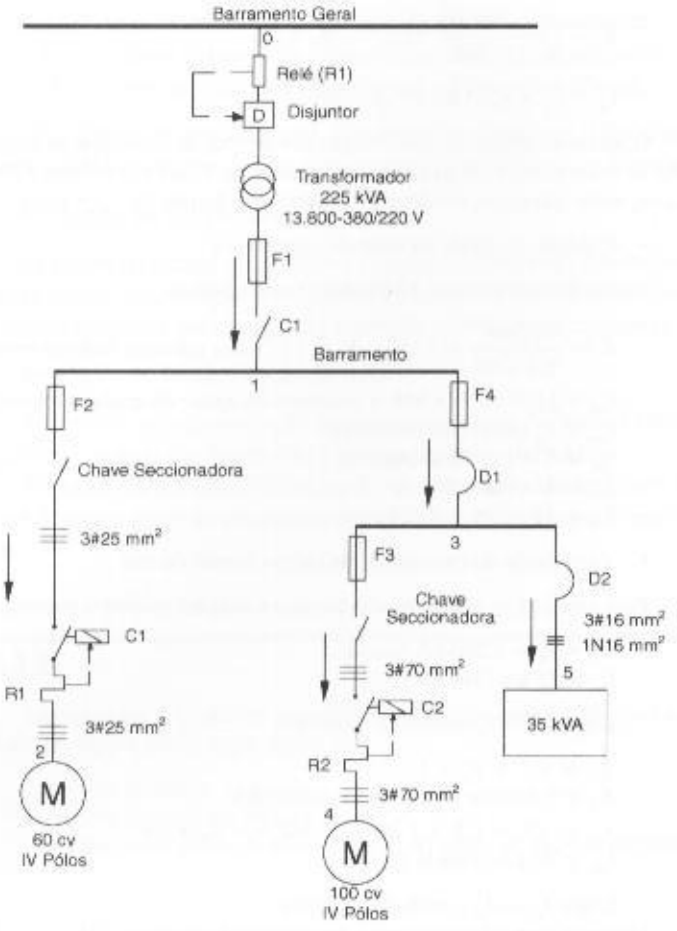


FIGURA 10.60
Diagrama unifilar industrial

a2) Proteção contra sobrecarga do relé R1

- 1.ª condição:

  Da Equação (10.6), tem-se:

  $I_a \leq I_c \rightarrow I_c = I_{nm} = 83{,}3$ A

- 2.ª condição:

  Da Equação (10.7), tem-se:

  $I_a \leq I_{ac} \rightarrow I_{ac} = 86$ A
  $83{,}3 \text{ A} \leq I_a \leq 86$ A

  – Ajuste adotado: $I_a = 83{,}3$ A
  – Relé adotado: 3UA58-00-8W (Tabela 10.2)
  – Faixa de ajuste: 70–88 A

a3) Verificação das condições de proteção

- O relé térmico não deve atuar durante a partida do motor

  $I_{pm} = 6{,}7 \times 83{,}3 = 558{,}1$ A

  Através da Equação (10.5) e da Figura 10.4, tem-se:

  $$M = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{558{,}1}{83{,}3} = 6{,}69 \rightarrow M = 6{,}69 \rightarrow T_{ar} = 5 \text{ s}$$

  Da Equação (10.8), tem-se:

  $T_{rb} = 12$ s (tempo de rotor bloqueado)

  $T_{rb} \geq T_{ar} >$ Tmp (condição satisfeita).

  Observar que o relé garante a proteção contra rotor bloqueado.

- O fusível não deve atuar durante a partida do motor

  Através da Figura 10.21, tem-se:

  $I_{pm} = 558{,}1\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = 160\ \text{A} \rightarrow T_{af} = 8\ \text{a}\ 70\ \text{s} \rightarrow T_{af} = 8\ \text{s}$

  De acordo com a Equação (10.25), tem-se:

  $T_{af} > T_{pm}$ (condição satisfeita).

  Observar que o fusível não garante a proteção contra rotor bloqueado.

- O fusível deve proteger termicamente a isolação dos condutores

  Através do gráfico da Figura 3.26, tem-se:

  $I_{cc} = 8\ \text{kA} \rightarrow S_c = 25\ \text{mm}^2 \rightarrow T_{sc} = 8\ \text{ciclos} = 0{,}13\ \text{s}$

  Através do gráfico da Figura 10.21, tem-se:

  $I_{cc} = 8\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 160\ \text{A} \rightarrow T_{af} < 0{,}010\ \text{s}$

  Da Equação (10.26), tem-se:

  $T_{af} < T_{sc}$ (condição satisfeita).

- O fusível deve proteger o contator

  Através da Tabela 9.15, tem-se:

  $P_{nm} = 60\ \text{cv} \rightarrow$ contator: 3TF 22 $\rightarrow I_{nfc} = 160\ \text{A}$

  De acordo com a Equação (10.27), tem-se:

  $I_{nf} \leq I_{nfc} \rightarrow I_{nf} = I_{ncf}$ (condição satisfeita).

- O fusível deve proteger o relé térmico

  Através da Tabela 10.2, tem-se:

  $P_{nm} = 60\ \text{cv} \rightarrow$ relé térmico: 3UA58-00-8W $\rightarrow I_{nft} = 160\ \text{A}$

  De acordo com a Equação (10.28), tem-se:

  $I_{nf} < I_{nft}$ (condição satisfeita).

- O fusível deve proteger a chave seccionadora

  Da Equação (9.18), tem-se:

  $I_{scc} = 1{,}15 \times I_{nm} = 1{,}15 \times 83{,}3 = 95{,}7\ \text{A}$

  $I_{scc} = 102\ \text{A}/380\ \text{V} - \text{S32} - 160/3$ (Tabela 9.14)

  Através da Tabela 9.14, tem-se:

  $I_{scc} = 102\ \text{A} \rightarrow I_{nfch} = 160\ \text{A}$

  Da Equação (10.29), tem-se:

  $I_{nf} = I_{nfch}$ (condição satisfeita).

b) Motor de 100 cv

b1) Proteção contra curto-circuito (fusível)

- Corrente nominal do fusível F3

  $I_{nf} \times I_{pm} \times \text{K}$

  $I_{nm} = 135{,}4\ \text{A}$ (Tabela 6.3)

  $S_c = 70\ \text{mm}^2$ (Tabela 3.6 – referência D, justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 61A)

  $I_{cc} = 151\ \text{A}$ (Tabela 6.3)

  $R_{cpm} = 6{,}7$ (Tabela 6.3)

  $I_{pm} = 135{,}4 \times 6{,}7 = 907{,}18\ \text{A}$

  $K = 0{,}3$ (para $I_{pm} > 500\ \text{A}$)

  $I_{nf} \leq 6{,}7 \times 135{,}4 \times 0{,}3$

  $I_{nf} < 272{,}1\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = 250\ \text{A}$ (Tabela 10.8)

b2) Proteção contra sobrecarga

1.ª condição:

Da Equação (10.6), tem-se:

$I_n \geq I_c \rightarrow I_c = I_{nm} = 135{,}4$ A

2.ª condição:

Da Equação (10.7), tem-se:

$I_n \leq I_{nc} \rightarrow I_{nc} = 151$ A

$135{,}4 \text{ A} \leq I_n \leq 151 \text{ A}$

– Ajuste adotado: $I_n = 135{,}4$ A
– Relé adotado: 3UA61-00-3K (Tabela 10.2)
– Faixa de ajuste: (120-150) A

b3) Verificação das condições de proteção

- O relé térmico não deve atuar durante a partida do motor

$I_{pm} = 6{,}7 \times 135{,}4 = 907{,}18$ A

Através da Figura (10.4), tem-se:

$$M = \frac{I_{pm}}{I_n} = \frac{907{,}18}{135{,}4} = 6{,}70 \rightarrow M = 6{,}70 \rightarrow T_{ar} = 5 \text{ s}$$

$T_{rb} = 8{,}3$ s (Tabela 6.3)

Da Equação (10.8), tem-se:

$T_{rb} \geq T_{ar} > T_{pm}$ (condições satisfeitas).

- O fusível não deve atuar durante a partida do motor

Através da Figura 10.21, tem-se:

$I_{pm} = 907{,}18 \text{ A} \rightarrow I_{nf} = 250 \text{ A} \rightarrow T_{af} = 7 \text{ a } 50 \text{ s} \rightarrow T_{af} = 7$ s

De acordo com a Equação (10.25), tem-se:

$T_{af} > T_{pm}$ (condição satisfeita).

- O fusível deve proteger a isolação dos condutores

Através do gráfico da Figura 3.26, tem-se:

$I_{cs} = 6 \text{ kA} \rightarrow S_c = 70 \text{ mm}^2 \rightarrow T_{sc} = 100 \text{ ciclos} = 1{,}6$ s

Através do gráfico da Figura 10.21, tem-se:

$I_{cc} = 6 \text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 250 \text{ A} \rightarrow T_{af} < 0{,}01$ s

Da Equação (10.26), tem-se:

$T_{af} < T_{sc}$ (condição satisfeita).

- O fusível deve proteger o contator

Através da Tabela 9.15, tem-se:

$P_{nm} = 100$ cv $\rightarrow$ contator: 3TF 51 $\rightarrow I_{nfc} = 224$ A

Deve-se reduzir a corrente nominal do fusível de $I_{nf} = 250$ A para $I_{nf} = 224$ A, satisfazendo a condição do item b1.
De acordo com a Equação (10.27), tem-se:

$I_{nf} = I_{nfc}$ (condição não satisfeita).

- O fusível deve proteger o relé térmico

Através da Tabela 10.2, tem-se:

$P_{nm} = 100$ cv $\rightarrow$ relé térmico: 3UA61-00-3K $\rightarrow I_{nfr} = 224$ A

De acordo com a Equação (10.28), tem-se:

$I_{nf} = I_{nfr}$ (condição satisfeita)

- O fusível deve proteger a chave seccionadora

Da Equação (9.18), tem-se:

$I_{sec} = 1{,}15 \times I_{nm} = 1{,}15 \times 135{,}4 = 155{,}71$ A

I_{sec} = 190 A/380 V – S32 – 400/3 (Tabela 9.14)

Através da Tabela 9.14, tem-se:

$I_{sec} = 190$ A/380 V $\rightarrow I_{nf(n)} = 400$ A

Da Equação (10.29), tem-se:

$I_{nf} < I_{nf(n)}$ (condição satisfeita).

c) Proteção geral (F1)

De acordo com a Equação (10.23), tem-se:

$$I_{nf} \leq I_{pmm} \times K + \sum I_{nm} + \sum I_{na}$$

$$I_{na} = \frac{35}{\sqrt{3} \times 0{,}38} = 53{,}1 \text{ A}$$

$I_{nf} \leq 135{,}4 \times 6{,}7 \times 0{,}3 + 83{,}3 + 53{,}1 \leq 408{,}5$ A $\rightarrow I_{nf} = 400$ A

- O fusível não deve atuar para a corrente de partida do maior motor

Considerar ligados o motor de 60 cv e a carga de 35 kVA e acionar o motor de 100 cv. Logo, a corrente circulará no fusível F1 vale:

$$I_c = I_{nm} + \sum I_{na} + I_{pm}$$

$I_c = 83{,}3 + 53{,}1 + 907{,}18 = 1.043{,}58$ A

Através da Figura 10.21, tem-se:

$I_c = 1.043{,}58$ A $\rightarrow T_{nf} = (30$ a $400)$ s $\rightarrow T_{nf} = 30$ s

De acordo com a Equação (10.25), tem-se:

$T_{nf} > T_{pm}$ (condição satisfeita).

- O fusível deve proteger a chave seccionadora

Da Equação (9.18), tem-se:

$I_{sec} \geq 1{,}15 \times I_{nm}$

Será tomada a corrente nominal do transformador, que é de 225 kVA (veja item g)

$$I_n = \frac{225}{\sqrt{3} \times 0{,}38} = 341{,}8 \text{ A}$$

$I_{sec} = 1{,}15 \times 341{,}8 = 393{,}0$ A

$I_{sec} = 447$ A/380 – S32 – 1.000/3 (Tabela 9.14) $\rightarrow I_{nf(n)} = 1.000$ A

Da Equação (10.29), tem-se:

$I_{nf} < I_{nf(n)}$ (condição não satisfeita).

d) Proteção com o disjuntor D2

- 1.ª condição:

$I_a \geq I_c \rightarrow I_a = 53{,}1$ A

- 2.ª condição:

$I_a \geq I_n \rightarrow S_f = 16$ mm² (Tabela 3.6 – referência D, justificada pela Tabela 3.4 – método de instalação 61A)

$I_{nc} = 67$ A (Tabela 3.6)

Logo, tem-se: $53{,}1$ A $\leq I_a \leq 67$ A $\rightarrow I_a = 53{,}1$ A (valor adotado)

- 3.ª condição:

$K \times I_a \leq 1{,}45 \times I_{nc}$

Como foi definido que não haveria controle ou supervisão de sobrecarga que poderia ocorrer nos condutores, esta condição fica eliminada. Dessa forma, os condutores não poderiam ser submetidos a sobrecargas em regime transitório, conforme definido na Seção 10.2.3.

As características elétricas nominais do disjuntor obtidas da Tabela 10.6 são:

- Tipo: 3VF12 63 A → I_{nd} = 63 A
- Faixa de ajuste do relé temporizado: 45-63 A
- Corrente ajustada: I_a = 53,1 A

• O disjuntor deve proteger o condutor

I_{cs} = 9 kA → S_c = 16 mm² → T_{sc} = 1,5 ciclo = 0,025 s (Figura 3.26)

$$M = \frac{I_{cs}}{I_a} = \frac{9.000}{53,1} = 169,5$$

Da Figura 10.15, tem-se:

M = 169,5 → T_{ad} = 0,002 s

$T_{ad} < T_{sc}$ (condição satisfeita).

• Verificação da capacidade de interrupção do disjuntor

3VF12 63 A → I_{rd} = 22 kA

Da Equação (10.16), tem-se:

$I_{cs} < I_{rd}$ (condição satisfeita).

e) Proteção com o disjuntor D1

Para efeito desse exemplo, o disjuntor somente será dotado de uma unidade térmica. Serão admitidas as características do disjuntor do tipo 3VF sem a unidade magnética.

$I_a \geq I_c$
I_c = 53,1 + 135,4 = 188,5 A → I_a = 188,5 A
$I_a \leq I_{nc}$ (o disjuntor está diretamente ligado à barra, não havendo cabo a proteger)
I_a = 190 A (valor adotado)
I_{nd} = 250 A (Tabela 10.6: disjuntor 3VF42 – faixa de ajuste da unidade térmica: 160 a 200 A)

• Verificação da capacidade de curto-circuito

Neste caso, o fusível F4 é o responsável pela interrupção das correntes de curto-circuito.

f) Fusível F4

De acordo com a Equação (10.23), tem-se:

$I_{nf} \leq I_{pmm} \times K + \Sigma I_{nm} + \Sigma I_{na}$
$I_{nf} \leq 6,7 \times 135,4 \times 0,3 + 53,1 \leq 325,2$ A → I_{nf} = 315 A

Como a corrente do fusível F4 é superior à do fusível F3, não há necessidade de verificar as condições de partida do motor.

g) Proteção primária (relé R1)
Deve-se ressaltar que a NBR 14039 veda o uso do relé fluidodinâmico na proteção de fronteira com a concessionária.

A potência nominal do transformador vale:

$$P_{tr} = \frac{60 \times 0,736}{0,86 \times 0,92} \times 0,87 + \frac{100 \times 0,736}{0,87 \times 0,92} \times 0,87 + 35 = 163 \text{ kVA} \rightarrow P_{tr} = 225 \text{ kVA}$$

$$I_{tr} = \frac{225}{\sqrt{3} \times 13,8} = 9,4 \text{ A}$$

Da Equação (10.46), tem-se:

I_a = (1,3 a 1,5) × I_{tr}
I_a = 1,5 × 9,4 = 14,1 A

Da Tabela 10.13 relativa ao relé RM2F, tem-se:

I_{ar} = 17 A → Faixa de ajuste: 10 a 20 A

h) Coordenação da proteção

• Coordenação entre F1 (I_{nf1} = 400 A) e F2 (I_{nf2} = 160 A)

Da Equação (10.41), tem-se:

$I_{fm} \geq 1{,}6 \times I_{fi}$
$I_{fi} = 160$ A
$I_{fm} \geq 1{,}6 \times 160 \rightarrow I_{fm} \geq 256$ A (condição satisfeita).

O mesmo resultado pode ser obtido através da Tabela 10.12.

- Coordenação entre F1 ($I_{nf1} = 400$ A) e F4 ($I_{nf4} = 315$ A)

$I_{fm} \times 1{,}6 \times I_{fi}$
$I_{fi} = 315$ A
$I_{fm} \geq 1{,}6 \times 315 \geq 504$ A (condição não satisfeita, isto é, os dois fusíveis não são seletivos pois $I_{nf1} = 400$ A).

Pode-se, como alternativa, reduzir a corrente nominal do fusível F4 ($I_{nf4} = 315$ A) para o valor de $I_{nf4} = 250$ A que, segundo a Tabela 10.13, permite coordenar com o fusível de $I_{nf1} = 400$ A, ou seja:

$I_{fm} \geq 1{,}6 \times 250 \geq 400$ A (condução satisfeita).

É necessário reduzir a corrente nominal do fusível F3 para possibilitar a coordenação com o fusível F4. Pela Tabela 10.13, o fusível de corrente nominal de 160 A coordena com o fusível F4 de 250 A. É necessário, porém, verificar se o fusível de 160 A não atuaria na partida do motor de 100 cv, ou seja:

Através da Figura 10.19, tem-se:

$I_{pm} = 907{,}18$ A $\rightarrow I_{nf} = 160$ A $\rightarrow T_{af} = (0{,}5$ a $4)$ s $\rightarrow T_{af} = 0{,}5$ s

De acordo com a Equação (10.25), tem-se:

$T_{af} < T_{pm}$ (condição não satisfeita).

Isto implica não ser possível utilizar o fusível de corrente nominal de 160 A. Será admitido agora o fusível de 200 A, ou seja:

$I_{pm} = 907{,}18$ A $I_{nf} = 200$ A $\rightarrow T_{af} = (2$ a $22)$ s $\rightarrow T_{af} = 2$ s (Figura 10.22)
$T_{af} > T_{pm}$ (condição não garantidamente satisfeita, porque $T_{pm} = 3$ s e o fusível pode atuar entre 2 e 22 s).

Será adotado o fusível F3 de $I_{nf3} = 200$ A, porém não se garante a sua coordenação com o fusível F4 de $I_{nf4} = 250$ A, que, por sua vez, coordena com o fusível F1 de 400 A. Também não fica garantida a partida do motor de 100 cv sem a intervenção do fusível. Pode-se estudar a alternativa de elevar o valor da corrente nominal do fusível F1.

- Coordenação entre F4 e DI

A coordenação somente deve ser verificada para a possibilidade de sobrecarga considerando a condição de rotor bloqueado. Isto pode ser constatado pelo gráfico da Figura 10.61, em que a curva do fusível não corta a curva do disjuntor na faixa de até 1.000 A, aproximadamente. Observar que o disjuntor D1, neste caso, somente é dotado de unidade magnética.

- Coordenação entre D1 e F3

Deve obedecer às mesmas condições anteriores, porém a curva do disjuntor está acima da curva do fusível F3, a partir da corrente de 700 A, conforme a Figura 10.61.

- Coordenação entre os disjuntores D1 (3VF42) e D2 (3VF12)
  - Faixa de sobrecarga

Deve ser obedecido o que dispõe a Seção 10.2.4.2.4. A curva da Figura 10.62 mostra as curvas dos disjuntores Dl e D2.

  - Faixa de curto-circuito

Como o disjuntor D1 não dispõe desta unidade (para efeito deste Exercício), não será considerada esta hipótese.

- Coordenação entre o relé R1 e o fusível F1

$I_{cp} = 3.000$ A (corrente de curto-circuito no ponto de entrega de energia)
$I_{cs} = 28.000$ A (corrente na barra de baixa tensão)

A corrente de defeito secundário refletida no primário vale:

$$I_{ccr} = \frac{380}{13.800} \times 28.000 = 771{,}0 \text{ A}$$

O tempo de atuação do relé R1 vale:

$$M = \frac{I_{ccr}}{I_u} = \frac{771{,}0}{14{,}1} = 54{,}6$$

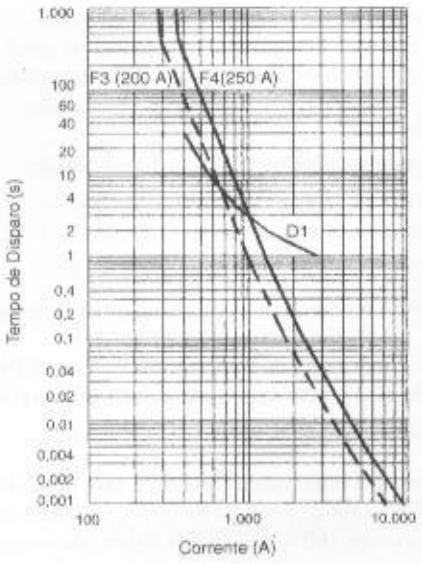


FIGURA 10.61
Curvas de coordenação

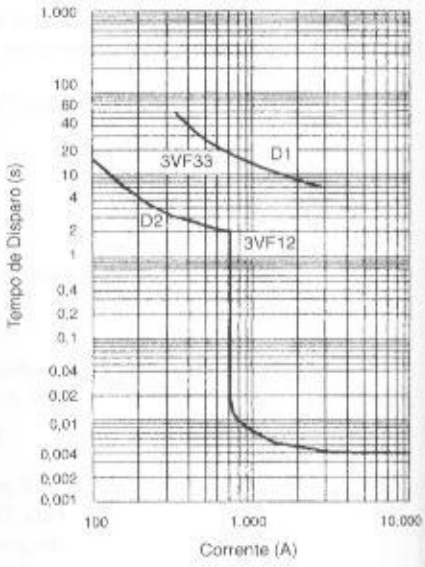


FIGURA 10.62
Curvas de coordenação

Considerando que o diafragma do relé esteja fechado (curva A), o tempo de atuação do mesmo na curva alta, segundo a Figura 10.57, vale:

$M = 54{,}6 \rightarrow T_{at} = 0{,}03$ s (tempo mínimo)

O tempo de utilização do fusível para o mesmo defeito vale:

$I_{cc} = 28.000$ A $\rightarrow T_{uf} < 0{,}0010$ s

$T_{uf} < T_{at}$ (condição satisfeita).

10.3.2 Relés Secundários de Sobrecorrente Digitais

Com o advento da inteligência artificial nas diferentes atividades da sociedade atual, foram utilizados no meio da década dos anos de 1980 os primeiros relés concebidos com memória de dados.

O relé deixou apenas de ser um elemento que exercia a sua atividade de proteção e passou a armazenar informações e ser capaz de interligar-se com um computador programado para receber essas informações e remeter ordens baseadas nelas.

Essa tecnologia permitiu que os sistemas elétricos, antes operando de forma *burra*, fossem dotados de programas *inteligentes* que substituíssem muitas atividades operacionais desenvolvidas pelo homem. É o caso prático das subestações digitalizadas.

Aqui é necessário explicar o que significa sistema automatizado e sistema digitalizado. Diz-se que um sistema elétrico está *automatizado*, por exemplo, uma subestação, quando os relés de proteção são do tipo eletromecânico, eletrônico e até mesmo relés digitais e aos quais (somente os relés eletromecânicos e eletrônicos) são acoplados transdutores que se conectam a um computador que tem a responsabilidade de processar as informações de estado e as grandezas elétricas que chegam aos referidos relés, podendo o computador retornar com uma ordem de disparo para os disjuntores correspondentes ou sinalização luminosa e/ou sonora no quadro de comando. O conjunto relé-transdutor não tem capacidade de armazenar informação. O transdutor apenas transforma valores de corrente, tensão, potência etc. (valores analógicos) em sinais elétricos reconhecíveis pelo computador (sinais digitais). Quando se diz que um sistema elétrico está *digitalizado* entende-se que todos os relés aplicados são do tipo numérico e que os disjuntores e, em geral, as chaves de abertura têm comando motorizado submetido a um programa operacional dedicado.

As vantagens dos relés digitais sobre os eletromecânicos podem assim ser resumidas:

- conexão com um sistema de informação central que pode controlar remotamente diferentes partes do sistema elétrico, como, por exemplo, várias subestações e as linhas de transmissão associadas;
- armazenamento de informações antes, durante e após cada evento do sistema elétrico;

- reduzido espaço ocupado nos painéis de comando;
- ajuste das características operacionais dos relés sem desligá-los do sistema;
- ajuste das características operacionais dos relés de pontos remotos;
- alta confiabilidade proporcionada por um sistema de auto-supervisão.

A seguir serão avaliados os vários aspectos técnicos e características operacionais desses equipamentos:

a) Aspectos construtivos

Cada relé é constituído de uma unidade extraível no interior da qual estão acomodados todos os componentes para:

- aquisição e avaliação das medidas;
- saídas de eventos, alarmes e comandos;
- interface serial;
- conversor de alimentação.

A unidade de proteção é instalada no interior de uma caixa metálica, cujos bornes de ligação podem ser fixados atrás ou na sua parte frontal, dependendo do uso que o cliente deseja fazer.

b) Características técnicas e operacionais

Os relés digitais são, em geral, dotados das seguintes características:

- proteção de sobrecorrente de fase e de neutro integrada numa só unidade;
- proteção contra falha do disjuntor;
- proteção trifásica de sobrecorrente instantânea e temporizada;
- proteção de sobrecorrente de neutro instantânea e temporizada;
- registro dos valores de vários parâmetros relativos aos últimos eventos;
- curvas de tempo inverso e características de tempo disponíveis;
- ajuste duplo quando da mudança do ajuste principal para o secundário;
- comunicação serial via fibra ótica ou fio metálico que possibilita a troca de informação entre o relé e o sistema hierarquicamente superior.

Através de informações obtidas do relé, o computador pode avaliar as últimas três faltas ocorridas no sistema e analisar a forma de onda da corrente referente ao último defeito.

Os ajustes dos relés são realizados diretamente no seu painel frontal, conforme se pode observar através da Figura 10.72, ou através da comunicação com a unidade de processamento vinculada.

Os valores das correntes de fase e de terra são ajustados separadamente, bem como as características de tempo de desligamento. O valor do tempo de atuação da proteção de sobrecorrente de tempo definido é conhecido diretamente.

Na proteção geral de média tensão e demais pontos das instalações industriais de maior importância, é comum o uso dos chamados relés secundários, em virtude do seu excelente desempenho funcional e de sua superioridade de operação comparados aos relés de ação direta. São aplicados também na proteção de máquinas elétricas girantes de grande porte, transformadores, rede de distribuição etc., proporcionando elevada segurança à instalação.

Os relés secundários atualmente utilizados são digitais incorporando em muitos modelos outras funções, além das funções 50 e 51.

Existem muitos fabricantes de relés digitais de fabricação nacional e outros de procedência estrangeira operando nas mais diversas instalações elétricas nacionais, sejam em aplicação em sistemas de distribuição, transmissão, geração, instalações industrias e comerciais. Para cada tipo de relé é necessário que o projetista disponha de um catálogo com todas as informações do produto, já que as instruções de aplicação, ajuste, comunicação etc. são significativamente diferentes. Neste livro, será indicado apenas um fabricante nacional para efeito de estudo e aplicação.

10.3.2.1 Curvas características de temporização

Os relés apresentam curvas características de temporização que os habilitam para determinados tipos de aplicação. A seguir serão definidas as principais curvas que normalmente acompa-

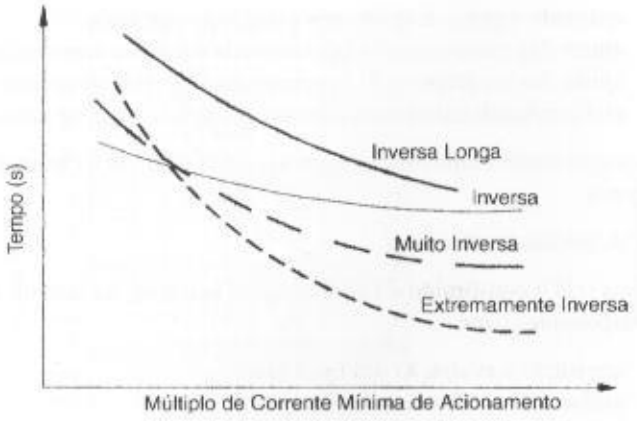


FIGURA 10.63
Tipos de curvas de acionamento dos relés de sobrecarrega

nham os relés digitais, de acordo com a norma IEC 255-4, cujas declividades estão mostradas na Figura 10.63.

- Curvas de temporização normalmente inversa

São caracterizadas por uma temporização inferior à temporização inversa longa, sendo aplicadas em sistema de potência onde as correntes de curto-circuito variam consideravelmente com a capacidade de geração. Sua curva está definida na Figura 10.64 e pode ser determinada através da Equação (10.52).

$$T_{ni} = \frac{0{,}14}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{ac}}\right)^{0{,}02} - 1} \times T_{ms} \tag{10.52}$$

- Curvas de temporização extremamente inversa

São caracterizadas por uma temporização inferior à temporização muito inversa, sendo aplicadas particularmente em sistemas de distribuição de redes públicas, já que se adequam às curvas de temporização dos elos fusíveis. Sua curva está definida na Figura 10.65 e pode ser determinada através da Equação (10.53).

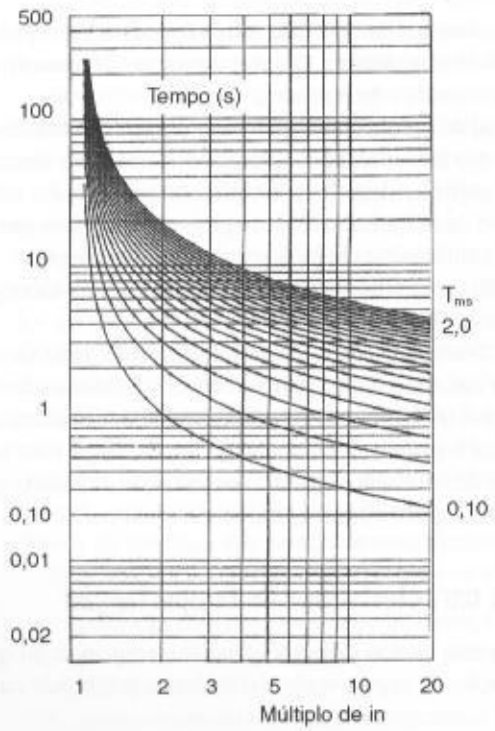


FIGURA 10.64
Curva de tempo normalmente inversa

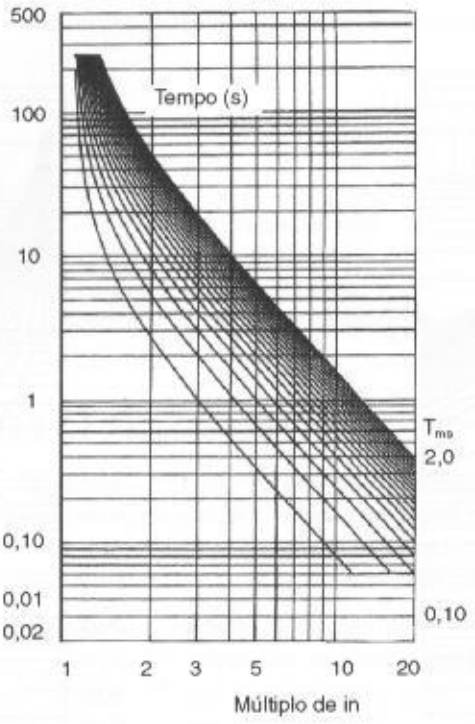


FIGURA 10.65
Curva de tempo extremamente inversa

$$T_{ei} = \frac{80}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{ac}}\right)^2 - 1} \times T_{mi} \tag{10.53}$$

- Curvas de temporização inversa longa

São caracterizadas pela longa temporização, o que torna seu emprego adequado para proteção de motores, devido à corrente de partida. Sua curva está definida na Figura 10.66 e pode ser determinada através da Equação (10.54).

$$T_{ei} = \frac{120}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{ac}}\right) - 1} \times T_{mi} \tag{10.54}$$

- Curvas de temporização muito inversa

São caracterizadas por uma temporização inferior à temporização normalmente inversa, sendo aplicadas particularmente em sistemas industriais onde as correntes de curto-circuito variam consideravelmente em função do ponto de defeito. Sua curva está definida na Figura 10.67 e pode ser determinada através da Equação (10.55).

$$T_{mi} = \frac{13,5}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{ac}}\right) - 1} \times T_{ms} \tag{10.55}$$

Além das curvas anteriormente apresentadas, muitos relés digitais executam as curvas IT e FT, respectivamente, definidas através da Equação (10.56) e (10.57) e representadas pelas Figuras 10.68 e 10.69, ou seja:

- Curvas de temporização representativa de IT

$$T_{mi} = \frac{60}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{ac}}\right) - 1} \times T_{ms} \tag{10.56}$$

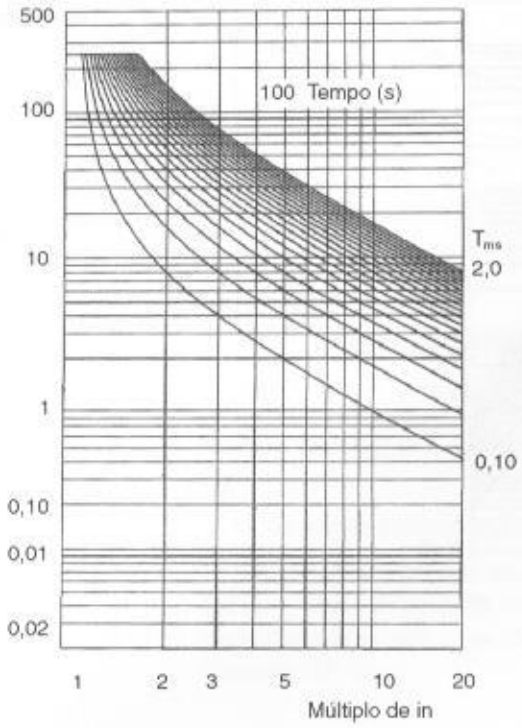


FIGURA 10.66
Curva de tempo inversa longo

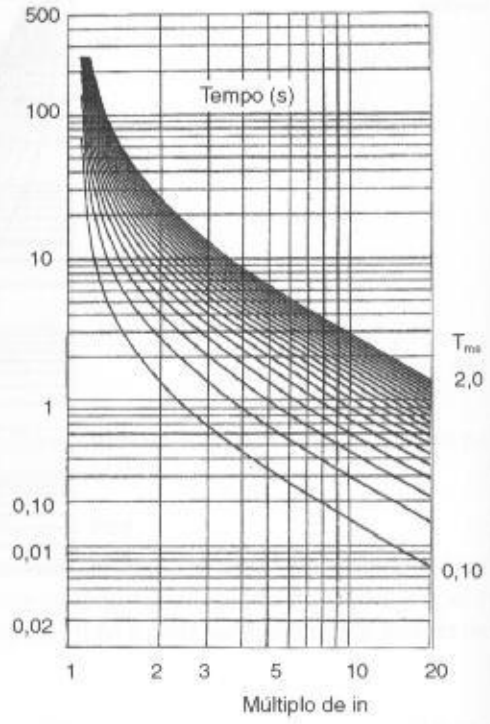


FIGURA 10.67
Curva de tempo muito inverso

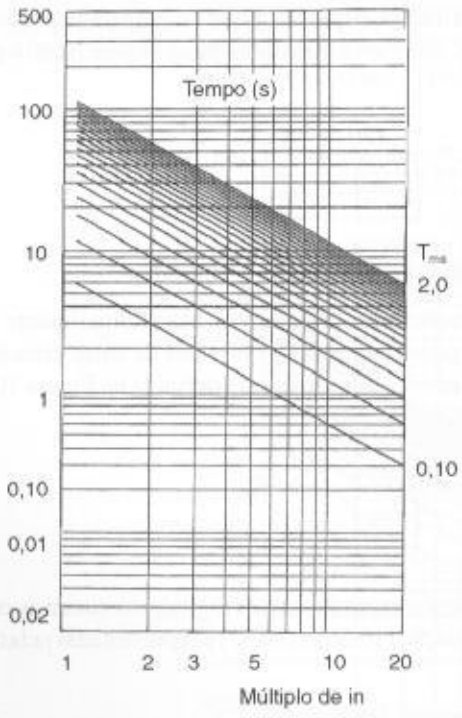


FIGURA 10.68
Curva IT

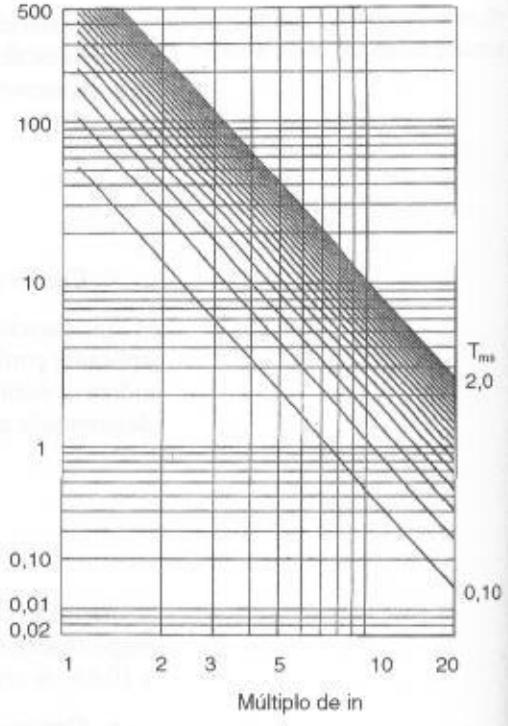


FIGURA 10.69
Curva FT

- Curvas de temporização representativa de I²T

$$T_{mi} = \frac{540}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{ac}}\right)^2 - 1} \times T_{ms} \quad (10.57)$$

T_{mi} – tempo de operação do relé;
T_{ms} – multiplicador de tempo;
I_{ac} – corrente de acionamento;
I_{ma} – sobrecorrente máxima admitida, em A.

10.3.2.2 Funções ANSI

A norma ANSI estabelece uma codificação das funções dos diferentes dispositivos empregados na proteção, comando e sinalização dos sistemas elétricos e internacionalmente utilizada por fabricantes, projetistas e montadores. Aqui reproduziremos as principais funções inerentes ao assunto deste livro e aplicação nos sistemas elétricos afins, ou seja:

- Função 21: relé de distância.
- Função 25: dispositivo de sincronização.
- Função 27: relé de subtensão.
- Função 30: relé anunciador.
- Função 32: relé direcional de potência.
- Função 38: dispositivo de proteção de mancal.
- Função 43: dispositivo de transferência manual.
- Função 47: relé de seqüência de fase.
- Função 49: relé térmico para máquina ou transformador.
- Função 50: relé de sobrecorrente instantâneo.
- Função 51: relé de sobrecorrente temporizado.
- Função 59: relé de sobretensão.
- Função 63: relé de pressão de nível ou de fluxo de líquido ou gás.
- Função 64: relé de proteção de terra.
- Função 67: relé direcional de sobrecorrente em corrente alternada.
- Função 68: relé de bloqueio.
- Função 74: relé de alarme.
- Função 79: relé de religamento em corrente alternada.
- Função 81: relé de freqüência.
- Função 86: relé de bloqueio de segurança.
- Função 87: relé de proteção diferencial.

10.3.2.3 Conexão dos relés

Os relés digitais são dispositivos que necessitam de informações do sistema para exercerem as suas funções de proteção. Os relés de aplicação mais comum nos sistemas elétricos requerem os valores de tensão, corrente e freqüência. O valor de tensão é normalmente obtido através de transformadores de potencial (TPs); já a corrente elétrica é fornecida ao relé pelos transformadores de corrente (TCs).

Os relés de sobrecorrente são conectados ao sistema de acordo com o esquema simplificado da Figura 10.70 e só necessitam de TCs para a sua operação. Já a Figura 10.71 mostra a ligação básica de um relé de fase.

10.3.2.4 Ajuste de corrente dos relés

Para se determinar os ajustes dos relés digitais de fase e de neutro, podem ser utilizados os seguintes procedimentos:

- Unidade temporizada de fase (51) ou de neutro (51N)

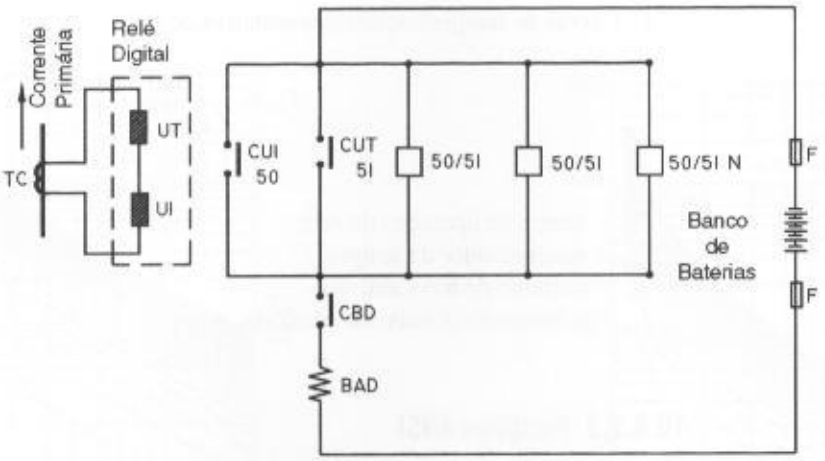


FIGURA 10.70
Esquema básico de ligação dos relés de fase e de neutro ao sistema

UI – unidade instantânea; UT – unidade temporizada; CUI – contato da unidade instantânea; CUT – contato da unidade temporizada; CBD – contato da bobina de abertura do disjuntor; BAD – bobina de abertura do disjuntor; F – fusível; 50/51 – unidades de sobrecorrente instantânea e temporizada de fase; 50/51N – unidades de sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro.

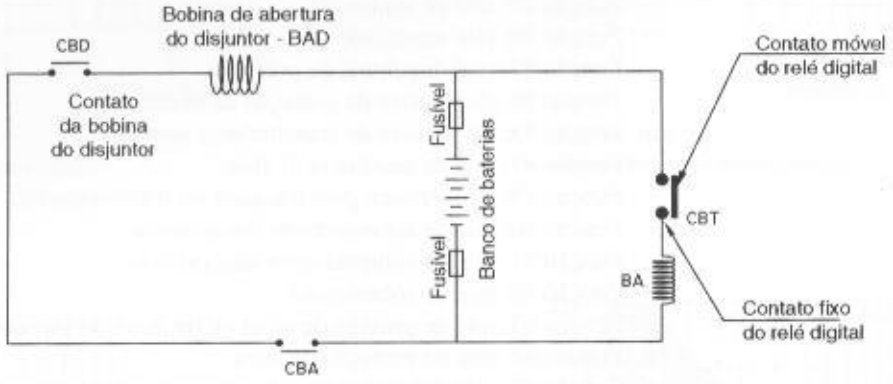


FIGURA 10.71
Esquema básico de ligação de um relé digital

CBD – contato da bobina do disjuntor; BAD – bobina de abertura do disjuntor; F – fusível; CBT – contato da unidade temporizada; CBA – contato da bobina do relé auxiliar; BA – bobina auxiliar.

Deve ser ajustada de forma que o relé não opere para a carga máxima presumida e de acordo com a Equação (10.58).

$$I_a = \frac{K \times I_{ma}}{RTC} \tag{10.58}$$

I_a – corrente mínima de ajuste da unidade temporizada, em A;
I_{ma} – corrente máxima presumida do sistema, em A. No caso de proteção de transformador da subestação, I_{ma} corresponde à sua corrente nominal;
K – fator de sobrecarga do sistema. Para os relés de fase, o valor K pode variar de 1,3 a 1,5. Para os relés de neutro, o valor de K pode variar de 0,20 a 0,30;
RTC – relação de transformação da corrente do transformador de corrente.

Para se determinar o tempo de atuação da unidade temporizada, utiliza-se a Equação (10.59).

$$M = \frac{I}{RTC \times I_a} \tag{10.59}$$

M – múltiplo da corrente de acionamento da unidade temporizada;
I – corrente para qual se deseja conhecer o tempo de atuação do relé, pode ser de curto-circuito, sobrecorrente etc.

Com o valor de M e com o tempo de retardo da proteção que se deseja, acessa-se a família de curvas do relé escolhido e determina-se a curva específica de acionamento que é ajustada no seletor do respectivo relé.

- Unidade instantânea de fase (50) e de neutro (50N)

O ajuste dessa unidade deve ser feita de forma que o relé de fase não atue para a corrente de magnetização do transformador que corresponde aproximadamente a oito vezes a sua corrente nominal e opere para a corrente de curto-circuito no trecho protegido pelo transformador. O valor do ajuste é dado pela Equação (10.60).

$$I_i < \frac{I_{cs}}{RTC} \text{ (A)} \tag{10.60}$$

I_{cs} – corrente de curto-circuito trifásica, valor assimétrico eficaz, em A. Para o relé de neutro I_{cs} corresponde à corrente de curto-circuito fase-terra, em A.

É necessário verificar se o relé de fase é acionado pela corrente de magnetização do transformador da subestação, ou seja:

$$I_{mg} = 8 \times I_{tr} \tag{10.61}$$

$$I_{ac} = I_a \times RTC \tag{10.62}$$

$$I_{ac} > I_{mg} \tag{10.63}$$

I_{mg} – corrente de magnetização do transformador, em A;
I_{tr} – corrente nominal do transformador, em A;
I_{ac} – corrente de acionamento do relé, em A.

Os ajustes de sobrecorrente definidos anteriormente são empregados para todos os relés digitais. Algumas particularidades devem ser respeitadas para cada fabricante em particular.

10.3.2.5 Relé digital da Pextron

A Pextron fabrica diversos tipos de relés largamente utilizados em instalações industriais, comerciais de grande porte, distribuição, transmissão e geração. No entanto, para atender ao nível de aplicação deste livro, será estudado apenas o relé de sobrecorrente URP 1439T.

Trata-se de um relé de proteção microprocessado com quatro entradas de medição de corrente trifásica (A, B, C, N) independentes e três tensões trifásicas conectadas em delta. Tem aplicação na proteção de cabines primárias de instalações industriais e comerciais, motores elétricos, geradores, redes de distribuição e transmissão etc. Pode substituir de um a quatro relés de sobrecorrente dos tipos eletromecânicos e estáticos.

Além da proteção contra sobrecorrentes, o relé URP 1439T ofece proteção contra sobretensões (função 59) e subtensões (função 27), completando, assim, as exigências normalmente prescritas na grande maioria das concessionárias brasileiras para aprovação de projetos industriais a serem conectados em suas redes elétricas de média e alta tensões.

A seguir serão descritas sumariamente as principais partes componentes do relé URP 1439T. No entanto, o usuário do relé deve ter acesso ao catálogo específico do fabricante a partir do qual pode obter as informações completas do relé.

O URP 1439T pode executar as seguintes funções:

- Função 27: relé de subtensão.
- Função 27-0: relé de subtensão para supervisão da alimentação auxiliar.
- Função 47: relé de seqüência de fase de tensão.
- Função 50: relé de sobrecorrente instantâneo de fase.
- Função 50N_GS: relé de sobrecorrente instantâneo de neutro ou sensor de terra (GS).
- Função 51: relé de sobrecorrente temporizado de fase.
- Função 51N_GS: relé de sobrecorrente temporizado de neutro ou sensor de terra (GS).
- Função 59: relé de sobretensão.

Os sinais de corrente e tensão são convertidos para valores digitais através de conversores A/D e processados numericamente. O relé possui comunicação serial, padrão RS 485 e RS 232 que pode transmitir dados supervisionados a um computador. Se o sinal é transmitido via RS 485

é possível conectar até 30 relés a um microcomputador. O canal de comunicação RS 232 permite a operação dos relés até um distância de 1.200 m. Podem ser fornecidos as seguintes informações:

- corrente e tensão atuais;
- corrente e tensão de desligamento;
- acionamento dos relés a distância;
- programação dos relés a distância;
- leitura da programação do relé.

Na parte frontal do relé, conforme mostra a Figura 10.72, existe um *display* de quatro dígitos que indica através de varredura (amperímetro) a corrente secundária ou primária circulando nas fases e no neutro. O relé registra o último maior valor de corrente que circulou na fase e no neutro antes da operação de desligamento do disjuntor. O relé permite o ajuste de uma constante amperimétrica que multiplica a corrente secundária lida no relé. Esta constante é a relação do TC utilizado na instalação. Assim, se for utilizado um TC de 500-5 A, cuja RTC vale 100, ao programar esta relação no relé (parâmetro 01) o amperímetro do relé passa a exibir a corrente primária da instalação.

Ainda na parte frontal do relé, conforme mostra a Figura 10.72, existe um *display* com quatro dígitos que indica através de varredura (voltímetro) a tensão secundária ou primária nas fases. O relé registra o último maior valor de tensão de fase e o último menor valor da tensão de fase antes da operação de desligamento do disjuntor. O relé permite o ajuste de uma constante voltimétrica que multiplica a tensão secundária lida no relé. Esta constante é a relação do TP utilizado na instalação. Assim, se for utilizado um TP de 13.800-115 V, cuja RTP vale 120, ao programar esta relação no relé (parâmetro 04) o voltímetro do relé passa a exibir a tensão primária da instalação.

O relé pode ser alimentado através de fonte auxiliar de tensão em corrente alternada ou contínua de acordo com o pedido. Possui uma fonte capacitiva incorporada que lhe permite funcionar após a interrupção da fonte auxiliar. O intervalo de tempo em que a energia armazenada suporta garantir o seu funcionamento é função do valor da tensão auxiliar. Assim, se a tensão auxiliar é de 125 Vcc o intervalo de tempo vale 0,62 s. Já para uma fonte de tensão de 220 Vca o intervalo de tempo vale 4,39 s.

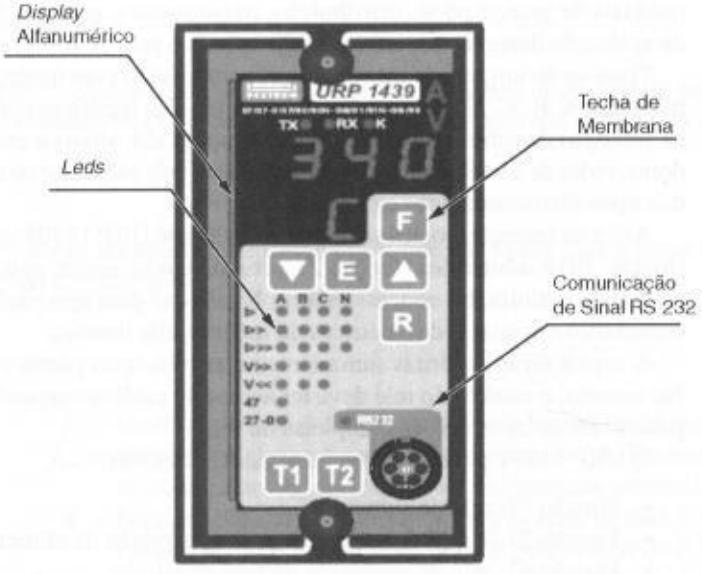


FIGURA 10.72
Vista frontal do relé digital da Pextron

O relé possui quatro entradas de corrente independentes. Cada entrada é dotada de um dispositivo com seis lâminas que fecham em curto-circuito os bornes do relé quando extraído.

O relé possui um cicuito lógico com temporização interna que ativa a função de *auto-check* no instante de sua energização. Esse programa realiza a supervisão completa dos vários blocos que compõem o relé em intervalos de 50 ms. Se algum de seus principais componentes apresentar falha, automaticamente a função de *auto-check* envia um aviso. É prudente que o contato de *auto-check* seja conectado a um relé anunciador ou a uma sinalização sonora ou visual.

O relé possui um teclado com microchaves utilizado somente para acionamento de rotinas de testes, parametrização e configuração atual. Além disso, possui um conjunto de *leds* que permite uma visualização total da atuação da proteção, indicando a fase de corrente ou tensão que provocam o desligamento.

O relé é dotado de um *display* superior com quatro dígitos que é utilizado como amperímetro trifásico e voltímetro, indicando os valores registrados e os valores ajustados na sua parametrização. O *display* inferior apresenta funções de dois dígitos e é utilizado para indicar a grandeza elétrica que está sendo apresentada no *display* superior. O relé mede a corrente e a tensão eficaz de cada ciclo. Seus principais parâmetros técnicos são:

a) Proteção de sobrecorrente

- impedância de entrada para fase: 8 mΩ;
- impedância de entrada de neutro: ≤ 16 Ω;
- consumo da unidade de fase para corrente de 5 A: 0,2 VA;
- consumo da unidade de neutro para corrente de 5 A: 0,4 VA;
- corrente nominal de fase: 5 A;
- corrente nominal de neutro: 2,5 A;
- corrente permanente de fase: 15 A;
- corrente permanente de neutro: 15 A;
- capacidade térmica de curto-circuito da unidade de fase para 1 s: 300 A;
- capacidade térmica de curto-circuito da unidade de neutro para 1 s: 300 A;
- capacidade dinâmica de curto-circuito da unidade de fase: 1.000 A;
- capacidade dinâmica de curto-circuito da unidade de neutro: 1.000 A;
- faixa de ajuste de corrente da unidade instantânea de fase (50): 1,0 a 100 A, em passos de 0,1 A;
- faixa de ajuste de corrente da unidade instantânea de neutro GS (50N-GS): 0,15 a 50 A, em passos de 0,1 A;
- faixa de ajuste de corrente da unidade temporizada de fase (51): 1,0 a 16 A, em passos de 0,1 A;
- faixa de ajuste de corrente da unidade temporizada de neutro (50N-GS): 0,15 a 6,5 A, em passos de 0,1 A;
- tipos de curva de atuação da unidade temporizada de fase: NI – MI – EI – LONG – IT – FT;
- tipos de curva de atuação da unidade temporizada de neutro: NI – MI – EI – LONG – IT – I^2T;
- faixa de ajuste de corrente de tempo definido de fase (51): 0,25 a 100 A, em passos de 0,1 A;
- faixa de tempo definido de fase (51): 0,05 a 240 s, em passos de 0,1 s;
- faixa de ajuste de corrente de tempo definido de neutro GS (51N-GS): 0,15 a 100 A, em passos de 0,1 A;
- faixa de tempo definido de neutro GS (51N-GS): 0,05 a 240 s.

Deve-se observar que a atuação do relé na curva normalmente inversa, para correntes superiores a 100 A da unidade temporizada de fase e 50 A para a unidade temporizada de neutro, torna a curva de tempo definida.

Se o valor da corrente do circuito ultrapassar $1{,}02 \times I_{aj}$, o relé inicia o processo de atuação da sua unidade temporizada de fase. Se a corrente permanece o tempo suficiente para a unidade temporizada atuar, o relé libera o *comando trip* e permanece atuado até o valor de corrente retornar a valores abaixo do valor de rearme (*drop-out*), que é fixo e aproximadamente igual a 75% da corrente ajustada.

b) Proteção de sobretensão V>> (59)

O tempo de atuação do relé é constante para qualquer valor da tensão de entrada superior ao valor da tensão de ajuste de tempo definido de sobretensão (V>>). Os parâmetros de ajuste são:

- faixa de ajuste da tensão de tempo definido de sobretensão V>>: 10,0 a 600 Vac;
- faixa de ajuste de tempo definido de sobretensão V>>: 0,05 a 240 s.

Quando a tensão de entrada do relé tornar-se superior ao valor ajustado na unidade de subtensão o relé inicia o processo de atuação. Se a tensão permanece o tempo suficiente para a unidade temporizada de sobretensão atuar, o relé libera o *comando trip* e permanece atuado até o valor da

tensão retornar a valores abaixo do valor de rearme (*drop-out*), que é fixo e aproximadamente igual a 97% da tensão ajustada.

c) Proteção de subtensão V<< (27)

O tempo de atuação do relé é constante para qualquer valor da tensão de entrada inferior ao valor da tensão de ajuste de tempo definido de subtensão (V<<). Os parâmetros técnicos são:

- tensão nominal de fase: 220 V;
- capacidade térmica permanente: 500 A;
- consumo da unidade de fase com corrente de 5 A: 0,2 VA;
- faixa de ajuste da tensão de tempo definido de subtensão V<<: 2,0 a 600 Vac;
- faixa de ajuste de tempo definido de subtensão V<<: 0,05 a 240 s;
- faixa da tensão mínima auxiliar (27-0): 1,0 a 99%.

Quando a tensão de entrada do relé tornar-se inferior ao valor ajustado na unidade de subtensão, o relé inicia o processo de atuação. Se a tensão permanece tempo suficiente para a unidade temporizada de subtensão atuar, o relé libera o *comando trip* e permanece atuado até o valor da tensão retornar a valores abaixo do valor de rearme (*drop-out*), que é fixo e aproximadamente igual a 97% da tensão ajustada. O tempo de atuação da proteção de fase e de neutro é de 0,90 s.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.15)

Calcular o ajuste de corrente das unidades temporizadas e instantâneas dos relés de fase e de neutro instalados em conformidade com a Figura 10.73. Determinar também os ajustes das unidades de sobretensão e subtensão do sistema. Utilizar o relé UPR 1439T da Pextron. Admitir a curva de temporização muito inversa. Utilizar um transformador de potencial com RTP de 13.800-115 V: 120. A sobretensão não deverá ser superior a 5% da tensão nominal e a subtensão não deverá ser inferior a 10% da tensão nominal. Para o relé de fase, utilizar o tempo de 0,90 s e para o relé de neutro, utilizar o tempo de 0,5 s.

- Corrente nominal do transformador de força

$$I_{nt} = \frac{10.000}{\sqrt{3} \times 13,8} = 418,3 \text{ A}$$

- *RTC* do transformador de corrente para um fator de sobrecorrente $F = 20$

$$I_{tc} \geq \frac{I_{ff}}{F} \geq \frac{6.000}{20} = 300$$

$RTC = 500\text{–}5{:}100$ (maior valor entre I_{nt} e I_{tc})

- Seleção do tape da unidade temporizada de fase (51)

De acordo com a Equação (10.58), o valor do tape é:

$$I_{tp} = \frac{K \times I_{nt}}{RTC} = \frac{K \times I_{tc}}{RTC} = \frac{1,5 \times 418,3}{100} = 6,27 \text{ A}$$

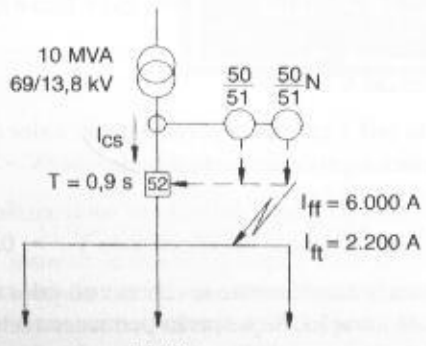


FIGURA 10.73
Diagrama unifilar

- Corrente nominal do relé

$I_n = 5$ A (valor do fabricante)

O múltiplo do ajuste do relé vale:

$$M_{ajst} = \frac{I_a}{I_n} = \frac{6,27}{5} = 1,25 \rightarrow I_{tf} = 1,3 \times I_n \rightarrow I_{tf} = 1,3 \times 5 \rightarrow I_{tf} = 6,5 \text{ A}$$

- Faixa de ajuste da corrente: 1 a 16 A
- Corrente ajustada na unidade temporizada de fase: $I_{tf} = 7$ A (valor assumido)
- Seleção da curva de unidade temporizada de fase (51)

De acordo com a Equação (10.59), tem-se:

$$M = \frac{I}{RTC \times I_a} = \frac{I_{ff}}{RTC \times I_{tf}} = \frac{6.000}{100 \times 7} = 8,5$$

Pelo gráfico da Figura 10.67 $\rightarrow T = 0,9$ s $\rightarrow M = 8,5 \rightarrow$ curva de acionamento escolhida: 0,5
Aplicando a Equação (10.55), tem-se:

$$T_{ac} = \frac{13,5}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{ac}}\right) - 1} \times T_{ms} = \frac{13,5}{\left(\frac{6.000}{700}\right) - 1} \times 0,5 = 0,90 \text{ s}$$

$I_{ac} = RTC \times I_{tf} = 100 \times 7 = 700$ A

- Determinação da corrente de ajuste da unidade temporizada de neutro (51N)

$$I_a = \frac{K \times I_{mg}}{RTC} = \frac{0,3 \times 418,3}{100} = 1,25$$

- Faixa de ajuste do relé: (0,15 a 6,5) A
- Corrente ajustada: $I_{as} = 1,25$ A (valor assumido)
- Seleção da curva da unidade temporizada de neutro (51N)

$$M = \frac{I}{RTC \times I_a} = \frac{I_{ff}}{RTC \times I_{as}} = \frac{2.200}{100 \times 1,25} = 17,6$$

Pelo gráfico da Figura 10.67 $\rightarrow T = 0,5$ s $\rightarrow M = 17,6 \rightarrow$ curva de acionamento escolhida: 0,6.
Aplicando a Equação (10.55), tem-se:

$$T_{ac} = \frac{13,5}{\left(\frac{I_{ma}}{I_{ac}}\right) - 1} \times T_{ms} = \frac{13,5}{\left(\frac{2.200}{125}\right) - 1} \times 0,6 = 0,49 = 0,50 \text{ s}$$

$I_{ac} = RTC \times I_{af} = 100 \times 1,25 = 125$ A

Há um pequena diferença entre o tempo admitido e o tempo calculado. Isto se deve aos intervalos entre curvas.

- Determinação da corrente de ajuste da unidade instantânea de fase (50)

De acordo com a Equação 10.60, tem-se:

$$I_i < \frac{I_{cs}}{RTC} < \frac{I_{ff}}{RTC} < \frac{6.000}{100} < 60 \text{ A}$$

- Faixa de ajuste do relé: 1 a 100 A
- Corrente ajustada: 55 (valor selecionado em cerca de 10% inferior a I_i para permitir uma atuação segura do relé)
- Verificação do acionamento do relé 50 através da corrente de magnetização do transformador

De acordo com a Equação (10.61), tem-se:

$I_{mg} = 8 \times I_n = 8 \times 418,3 = 3.346,4$ A
$I_{ac} = I_a \times RTC = 55 \times 100 = 5.500$ A

Logo: $I_{ac} > I_{mg}$ (condição atendida).

- Determinação da corrente de ajuste da unidade instantânea de neutro (50N)

$$I_{ajs} < \frac{I_{cc}}{RTC} < \frac{I_{ft}}{RTC} < \frac{2.200}{100} < 22 \text{ A}$$

- Faixa de ajuste do relé: 0,15 a 50 A
- Corrente ajustada: 20 A

$I_{ac} = I_{aj} \times RTC = 20 \times 100 = 2.000$ A

$I_{ac} < I_{ft}$ (condição atendida).

Da forma como foram ajustadas as funções 50/51 e 50/51N para defeitos na barra, como mostrado na Figura 10.73, a atuação do relé sempre será realizada pelas unidades instantâneas de fase e de neutro, cabendo às unidades temporizadas de fase e de neutro a função de proteção de retaguarda (*back-up*).

- Determinação do valor de ajuste do valor da subtensão (27)

RTP: 13.800-115: 120 V

$$V_{aj} = 90\% \times V_n = \frac{90}{100} \times 13.800 = 12.420 \text{ V}$$

Os valores ajustados no relé são:

- Faixa de ajuste da tensão de atuação: 2,0 a 600 Vca
- Faixa de ajuste do tempo de atuação: 0,05 a 240 s

$$V_{ajr} = \frac{12.420}{120} = 103,5 \text{ V}$$

- Tempo de ajuste da tensão de atuação: 104 V (valor assumido)
- Tempo de atuação ajustado: 3 s (valor assumido)

- Determinação do valor de ajuste da sobretensão

$$V_{aj} = 105\% \times V_n = \frac{105}{100} \times 13.800 = 14.490 \text{ V}$$

Os valores ajustados no relé são:

- Faixa de ajuste da tensão de atuação: 10,0 a 600 Vca
- Faixa de ajuste do tempo de atuação: 0,05 a 240 s

$$V_{ajr} = \frac{14.490}{120} = 120,7 \text{ V}$$

- Tempo de ajuste da tensão de atuação: 120 V (valor assumido)
- Tempo de atuação ajustado: 3 s (valor assumido)

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (10.16)

Conhecido o diagrama unifilar da Figura 10.74, onde está conectado um motor de 1.000 cv/2,2 kV, cuja tensão no momento da partida vale 12.320 V, determinar os ajustes das unidades de sobrecorrente temporizada de fase e neutro e das unidades instantâneas de fase e neutro. O tempo mínimo de atuação do relé para a corrente de defeito deve ser de 0,50 s para efeito de coordenação. Utilizar o relé UPR 1439T – Pextron. Adotar a curva de temporização inversa longa. O tempo de partida do motor é de 4 s. Utilizar um transformador de potencial com RTP de 13.800-115 V: 120. A sobretensão não deverá ser superior a 5% da tensão nominal e a subtensão não deverá ser inferior à queda de tensão na partida do motor.

a) Corrente nominal do transformador de força

$$I_{tr} = I_{mn} = \frac{1.500}{\sqrt{3} \times 2,2} = 393,6 \text{ A}$$

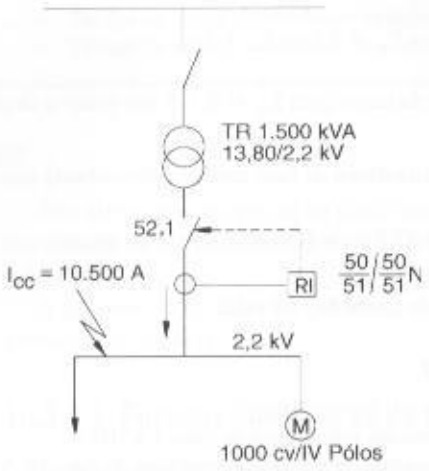
b) RTC do transformador de corrente

$$I_{tc} \geq \frac{10.500}{20} \geq 525 \text{ A}$$

RTC: 600–5:120

c) Determinação da corrente de ajuste da unidade de sobrecorrente de fase (I >>)

FIGURA 10.74
Diagrama unifilar



De acordo com a Equação (10.58), tem-se:

$$I_a = I_s = \frac{K \times I_{mz}}{RTC} = \frac{1,5 \times 393,6}{120} = 4,92 \text{ A}$$

$K = 1,5$ (valor da sobrecarga admitida para o transformador)

A corrente nominal do relé vale:

$I_n = 5$ A (valor do fabricante)

O múltiplo da corrente de ajuste do relé vale:

$$M_{rel} = \frac{I_a}{I_s} = \frac{4,92}{5} = 0,98 \rightarrow I_{af} = 1,0 \times I_n \rightarrow I_{af} = 1,0 \times 5 \rightarrow I_{af} = 5 \text{ A}$$

- Faixa de ajuste da corrente: 1 a 16 A
- Corrente ajustada na unidade temporizada de fase: $I_{af} = 5$ A (corrente de acionamento do lado do relé). A corrente de acionamento no primário vale:

$$I_{acp} = RTC \times 5 = 120 \times 5 = 600 \text{ A}$$

- Verificação da atuação do relé durante a partida do motor

$$I_{am} = \frac{P_{nm} \times 0,736}{\sqrt{3} \times V_{nm} \times \eta \times F_p} = \frac{1.000 \times 0,736}{\sqrt{3} \times 2,20 \times 0,98 \times 0,96} = 205,3 \text{ A}$$

$\eta = 0,98$

$F_p = 0,96$

$\frac{I_p}{I_n} = 7,6$

$T_{pm} = 5$ s

$$I_p = I_{mz} = \frac{7,6 \times I_{am}}{RTC} = \frac{7,6 \times 205,3}{120} = 13,0 \text{ A}$$

Deve-se ajustar o tempo de atuação do relé num valor um pouco superior ao tempo de partida do mesmo, a fim de evitar atuação intempestiva do relé, ou seja: $T_{ms} = T_{pm} = 5$ s. Através da Equação (10.54), tem-se:

$$T_{ms} = \frac{120}{\left(\frac{I_{mz}}{I_{ac}}\right) - 1} \times T_{mz} \rightarrow T_{ms} = \frac{T_{ms} \times \left[\left(\frac{I_{mz}}{I_{ac}}\right) - 1\right]}{120}$$

$$T_{ms} = \frac{5 \times \left[\left(\frac{13,0}{5,0}\right) - 1\right]}{120} = 0,07 \rightarrow T_{ms} = 0,1 \text{ (curva do relé)}$$

Utilizando a curva da Figura 10.66 (curva inversa longa), pode-se comprovar:

$$\frac{I_{mú}}{I_{ac}} = \frac{13,0}{5} = 2,6 \rightarrow T_{mc} = 0,1 \rightarrow T_{mi} = 5 \text{ s}$$

Deve-se ajustar o valor da curva para $T_{ms} = 0,1$, a fim evitar o desarme intempestivo do relé durante a partida do motor.

d) Ajuste da unidade instantânea de fase, também denominada auto-ajuste ($I >>$)

$$I_i < \frac{I_{cc}}{RTC} < \frac{10.500}{120} < 87,5 \text{ A} \rightarrow I_{ii} = 80 \text{ A (valor do ajuste)}$$

O múltiplo da corrente de ajuste do relé vale:

$$M_{rel} = \frac{80}{5} = 16 \times I_n$$

- Faixa de ajuste da unidade instantânea de fase: 1 a 100 A
- Valor de ajuste de corrente da unidade instantânea de fase: 80 A
- Verificação de não atuação do relé pela corrente de magnetização do transformador

$$I_{mg} = 8 \times I_n = 8 \times \frac{1.500}{\sqrt{3} \times 2,20} = 3.149,2 \text{ A}$$

A corrente de acionamento do lado primário vale:

$$I_{ac} = M_{rel} \times RTC = 16 \times I_n \times RTC = 16 \times 5 \times 120 = 9.600 \text{ A}$$

Logo: $I_{ac} > I_{mg}$ (condição satisfeita).

- Tempo de atuação do relé para a corrente de curto-circuito

$$T_{mi} = \frac{120}{\left(\frac{10.500}{120 \times 5}\right) - 1} \times 0,1 = 0,72 \text{ s}$$

O leitor pode continuar a resolver o exercício para ajustar as unidades temporizadas de fase e de neutro seguindo a mesma metodologia.

- Determinação do valor de ajuste do valor da subtensão (27)

RTP: 13.800-115: 120 V
A queda de tensão na partida do motor vale:

$$\Delta V = 100 - \frac{12.320}{13.800} \times 100 = 10,7\%$$

$V_{aj} = 12.320$ V (tensão no momento da partida do motor)

Os valores que devem ser ajustados no relé são:

- Faixa de ajuste da tensão de atuação: 2 a 600 Vca
- Faixa de ajuste do tempo de atuação: 0,05 a 240 s

$$V_{ap} = \frac{12.320}{120} = 102,6 \text{ V}$$

- Tempo de ajuste da tensão de atuação: 101 V (valor assumido)
- Tempo de atuação ajustado: 5 s (valor superior ao tempo de partida do motor que é de 4 s)
- Determinação do valor de ajuste da sobretensão

$$V_{sj} = 105\% \times V_n = \frac{105}{100} \times 13.800 = 14.490 \text{ V}$$

Os valores ajustados no relé são:

- Faixa de ajuste da tensão de atuação: 10 a 600 Vca
- Faixa de ajuste do tempo de atuação: 0,05 a 240 s

$$V_{ajr} = \frac{14.490}{120} = 120,7 \text{ V}$$

– Tempo de ajuste da tensão de atuação: 120 V (valor assumido)
– Tempo de atuação ajustado: 3 s (valor assumido)

10.3.3 Fusíveis Primários

São elementos de proteção para sistemas primários aplicados na interrupção de correntes de curto-circuito. É desaconselhável o seu uso na proteção de sobrecarga de transformadores de subestação.

A proteção com fusíveis primários pode ser obtida utilizando-se um dos dois elementos mais conhecidos, ou seja:

10.3.3.1 Fusíveis limitadores de corrente

Já descritos na Seção 9.3.12, os fusíveis primários limitadores de corrente são elementos importantes na proteção geral de pequenas subestações industriais ou na proteção de unidades de transformação que podem compor uma subestação industrial de pequeno porte.

Os fusíveis limitadores atuam segundo curvas de tempo inverso, conforme mostra a Figura 10.75.

TABELA 10.15
Elos fusíveis de distribuição

Potência do Transformador	Elo Fusível
15	1 *H*
30	2 *H*
45	3 *H*
75	5 *H*
112,5	6 *K*
150	8 *K*
225	10 *K*

10.3.3.2 Elos fusíveis

São elementos metálicos que operam no interior de um cartucho de fenolite, parte integrante das chaves fusíveis indicadoras, assunto este tratado na Seção 9.3.2.

São utilizados na proteção geral de pequenas subestações industriais do tipo aéreo.

A Figura 10.76 relaciona as curvas características dos fusíveis do tipo *K*. Já a Tabela 10.15 relaciona as correntes nominais dos elos fusíveis de distribuição para a proteção dos transformadores de acordo com a potência indicada.

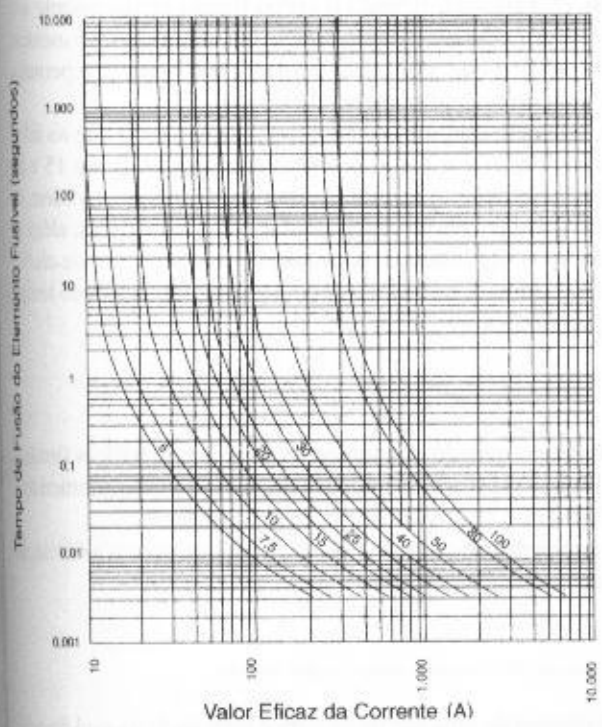


FIGURA 10.75
Curvas de atuação dos fusíveis limitadores de corrente

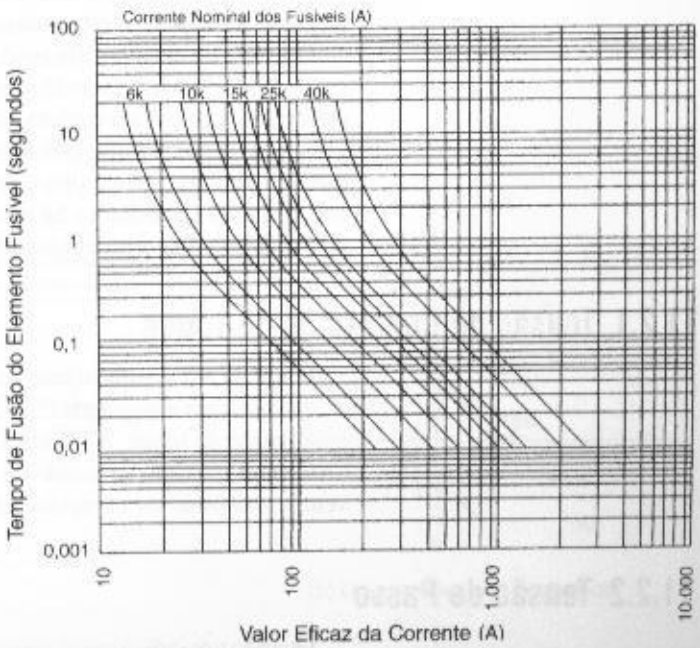


FIGURA 10.76
Curvas de atuação de fusíveis do tipo *K*.

CAPÍTULO 11

SISTEMAS DE ATERRAMENTO

11.1 INTRODUÇÃO

Toda instalação elétrica de média e baixa tensão para funcionar com desempenho satisfatório e ser suficientemente segura contra risco de acidentes fatais deve possuir um sistema de aterramento dimensionado adequadamente para as condições de cada projeto.

Um sistema de aterramento visa à:

- segurança de atuação da proteção;
- proteção das instalações contra descargas atmosféricas;
- proteção do indivíduo contra contatos com partes metálicas da instalação energizadas acidentalmente;
- uniformização do potencial em toda área do projeto, prevenindo contra lesões perigosas que possam surgir durante uma falta fase-terra.

11.2 PROTEÇÃO CONTRA CONTATOS INDIRETOS

O acidente mais comum a que estão submetidas as pessoas, principalmente aquelas que trabalham em processos industriais ou desempenham tarefas de manutenção e operação de sistemas industriais, é o toque acidental em partes metálicas energizadas, ficando o corpo ligado eletricamente sob tensão entre fase e terra. Assim, entende-se por contato indireto aquele que um indivíduo mantém com uma determinada massa do sistema elétrico que, por falha, perdeu a sua isolação e permitiu que esse indivíduo ficasse submetido a um determinado potencial elétrico.

O limite de corrente alternada suportada pelo corpo humano é de 25 mA, sendo que na faixa entre 15 e 25 mA o indivíduo sente dificuldades em soltar o objeto energizado. Entre 15 e 80 mA, o indivíduo é acometido de grandes contrações e asfixia. Acima de 80 mA até a ordem de grandeza de poucos ampères, o indivíduo sofre graves lesões musculares e queimaduras, além de asfixia imediata. Acima disto, as queimaduras são intensas, o sangue sofre o processo de eletrólise, a asfixia é imediata e há necrose dos tecidos. A gravidade dessas lesões dependem do tempo de exposição do corpo humano à corrente elétrica.

11.2.1 Tensão de Contato ou de Toque

É aquela a que está sujeito o corpo humano quando em contato com partes metálicas (massa) acidentalmente energizadas. A Figura 11.1(a) mostra as condições de um indivíduo submetido a uma tensão de toque. A Figura 11.1(b) mostra o esquema elétrico correspondente.

O valor máximo de tensão de toque que uma pessoa pode suportar sem que ocorra a fibrilação ventricular pode ser expresso pela Equação (11.22).

11.2.2 Tensão de Passo

Quando um indivíduo se encontra no interior de uma malha de terra e através desta está fluindo, naquele instante, uma determinada corrente de defeito, fica submetido a uma tensão entre os dois

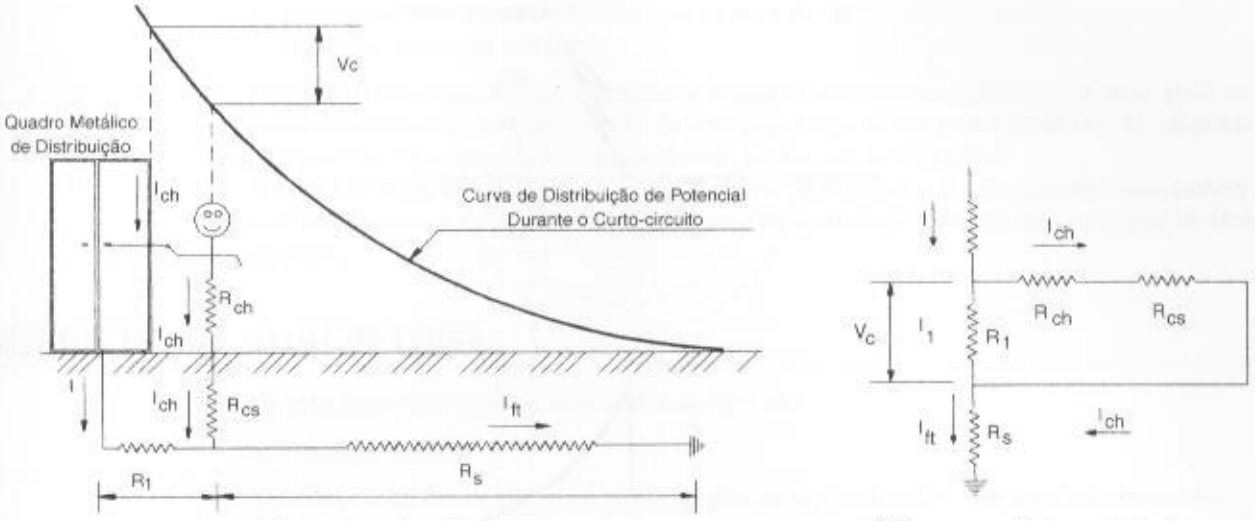


FIGURA 11.1 Tensão de toque

I_{ft} – corrente de curto-circuito fase e terra; I_{ch} – corrente de choque; R_{ch} – resistência do corpo humano; R_s – resistência do solo; R_{cs} – resistência de contato resultante de cada pé com o solo; V_c – tensão de contato.

pés, conforme se pode observar na Figura 11.2(a), sendo que a Figura 11.2(b) mostra o circuito elétrico correspondente.

Cabe salientar que a corrente elétrica quando injetada no solo através de eletrodos ou diretamente por descarga atmosférica se dispersa em forma de arcos com o centro no local de penetração, podendo provocar uma tensão de passo, conforme ilustra a Figura 11.3 para o caso de uma descarga atmosférica.

11.2.2.1 Limite da tensão de passo para um indivíduo no interior de uma malha de terra

É aquela que, durante o funcionamento de uma instalação de terra, pode aparecer entre os pés de uma pessoa dando um passo de abertura igual a 1 m, em conformidade com a Figura 11.4.

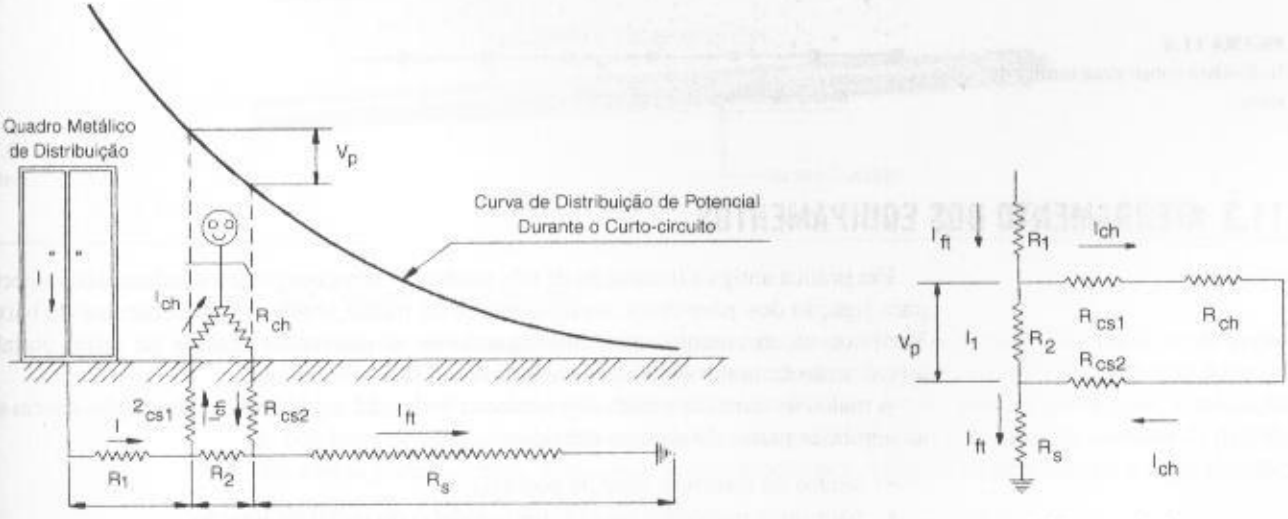


FIGURA 11.2 Tensão de passo

R_{cs1} – resistência de contato do pé direito; R_{cs2} – resistência de contato do pé esquerdo; I_{ft} – corrente de curto-circuito fase e terra; I_{ch} – corrente de choque; R_{ch} – resistência do corpo humano; R_s – resistência do solo; V_c – tensão de contato.

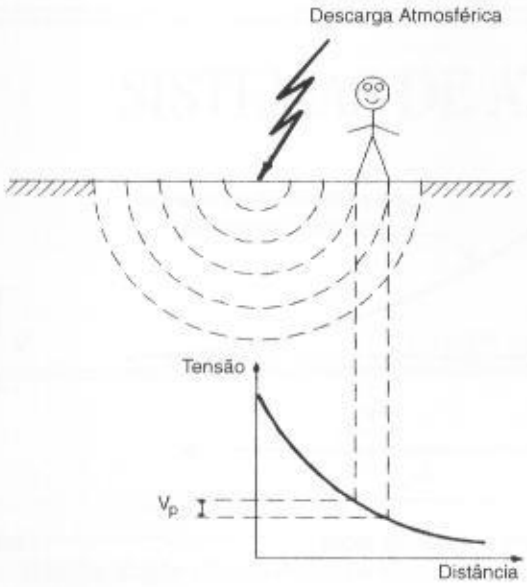


FIGURA 11.3
Tensão de passo por raio

Para reduzir as tensões perigosas de passo, por exemplo, as subestações são dotadas de uma camada de brita cuja espessura pode variar entre 10 e 20 cm, melhorando o nível de isolamento do operador, conforme se observa na Figura 11.4.

O valor máximo da tensão de passo que uma pessoa pode suportar sem que ocorra a fibrilação ventricular pode ser expresso pela Equação (11.19).

A corrente máxima admitida pelo corpo humano, denominada corrente de choque, pode ser determinada pela Equação (11.25).

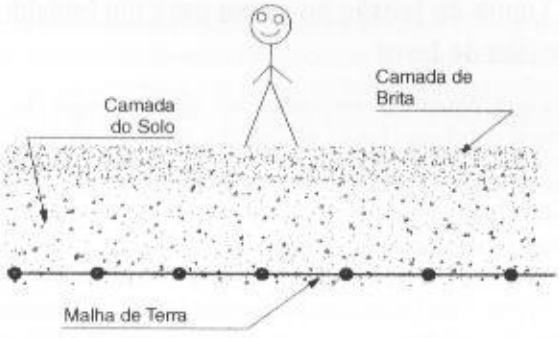


FIGURA 11.4
Indivíduo sobre uma malha de terra

11.3 ATERRAMENTO DOS EQUIPAMENTOS

Era prática antiga a instalação de três malhas de terra nos projetos industriais, respectivamente para ligação dos pára-raios, equipamentos de média tensão e equipamentos de baixa tensão. Verificou-se, entretanto, que, interligando-se as diferentes malhas de terra, obtinha-se um aterramento de maior eficiência e segurança.

À malha de terra construída sob o terreno onde está implantada a subestação, devem ser ligadas as seguintes partes do sistema elétrico:

- neutro do transformador de potência;
- pára-raios instalados na(s) extremidade(s) do ramal de ligação;
- carcaça metálica dos equipamentos elétricos: transformadores de potência, de medição, de proteção, disjuntores, capacitores, motores etc.;
- suportes metálicos das chaves fusíveis e seccionadoras, isoladores de apoio, transformadores de medição, chapas de passagem, telas de proteção, portões de ferro etc.;

- estruturas dos quadros de distribuição de luz e força;
- estruturas metálicas em geral.

No caso de a subestação ficar distante das instalações industriais propriamente ditas, pode ser conveniente a construção de outra malha de terra para a ligação das partes metálicas das máquinas e equipamentos de produção. As malhas devem, porém, ser interligadas.

A malha de terra produz maior segurança quando construída sob o local onde foram instalados os equipamentos a ela conectados, pois esse procedimento uniformiza o potencial na área em questão.

11.4 ELEMENTOS DE UMA MALHA DE TERRA

Os principais elementos de uma malha de terra são:

a) Eletrodos de terra

Também chamados de eletrodos verticais, podem ser constituídos dos seguintes elementos:

- Aço galvanizado

Em geral, após um determinado período de tempo, o eletrodo (haste cantoneira ou cano de ferro) sofre corrosão, aumentando, em conseqüência, a resistência de contato com o solo. Seu uso, portanto, deve ser restrito.

- Aço cobreado

Dada a cobertura da camada de cobre sobre o vergalhão de aço, o eletrodo adquire uma elevada resistência à corrosão, mantendo as suas características originais ao longo do tempo. O processo de eletrodeposição tem-se mostrado, na prática, mais eficiente que o processo de encamisamento da haste que, quando submetida a choques mecânicos para cravamento no solo, muitas vezes tem o vergalhão de aço separado da capa de revestimento. A Figura 11.5 mostra dois diferentes tipos de eletrodo de terra: haste prolongável e haste comum.

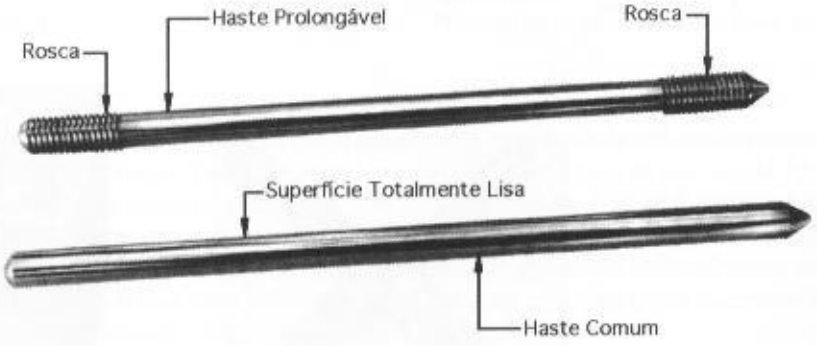


FIGURA 11.5
Hastes de terra

b) Condutor de aterramento

No caso de solos de características ácidas, pode-se utilizar o condutor de cobre nu de seção não inferior a 16 mm^2. Para solos de natureza alcalina, a seção do condutor de cobre não deve ser inferior a 25 mm^2. Em subestações industriais aconselha-se, até por motivos mecânicos, a utilização do condutor de aterramento com seção não inferior a 25 mm^2. A grandeza da corrente de defeito fase e terra poderá, porém, determinar seções superiores. A Figura 11.6(a) mostra a seção de cabo utilizado como condutor de aterramento.

c) Conexões

São elementos metálicos utilizados para conectar os condutores nas emendas ou derivações. Existe uma grande variedade de conectores, destacando-se os seguintes.

- Conectores aparafusados

São peças metálicas de formato mostrado na Figura 11.6(b) utilizadas na emenda de condutores. Sempre que possível deve-se evitar a sua utilização em condutores de aterramento.

- Conexão exotérmica

É um processo de conexão a quente onde se verifica uma fusão entre o elemento metálico de conexão e o condutor. Existem vários tipos de conexão utilizando este processo. A Figura 11.6(c) ilustra uma conexão exotérmica tipo derivação (T). Já a Figura 11.6(d) mostra uma conexão exotérmica tipo cruzamento (X).

A conexão exotérmica é executada no interior de um cadinho, sendo que para cada tipo de conexão há um modelo específico de cadinho. A Figura 11.6(e) ilustra um cadinho próprio para a conexão tipo (I) para emenda de condutores.

d) Condutor de proteção

É aquele utilizado para a ligação das massas (por exemplo: carcaça dos equipamentos) aos terminais de aterramento parcial e principal. Este último será ligado à malha de terra através do condutor de aterramento. A NBR 5410/04 estabelece a seção mínima dos condutores de proteção e as condições gerais de instalação e operação, valores estes explicitados no Capítulo 3.

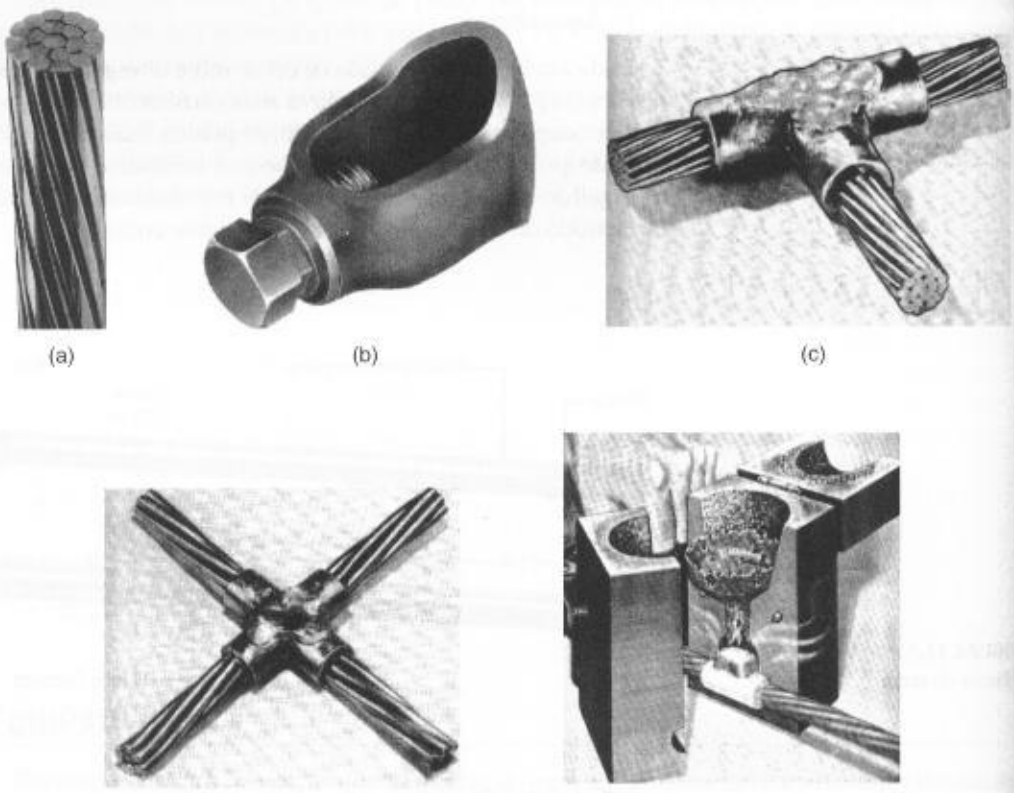


FIGURA 11.6
Acessórios para malha de terra

(a) Cabo; (b) Conexão aparafusada; (c) Conexão exotérmica em T; (d) Conexão exotérmica em X; (e) Cadinho.

11.4.1 Resistência de um Sistema de Aterramento

Num sistema de aterramento, considera-se como resistência de terra o efeito de três resistências, a saber:

- a resistência relativa às conexões existentes entre os eletrodos de terra (hastes e cabos);
- a resistência relativa ao contato entre os eletrodos de terra e a superfície do terreno em torno dos mesmos;
- a resistência relativa ao terreno nas imediações dos eletrodos de terra, denominada também resistência de dispersão.

O primeiro componente é de valor desprezível perante os demais e, portanto, não é considerado no dimensionamento do sistema de aterramento. Na prática, a resistência de terra pode ser geralmente identificada como sendo as demais resistências especificadas.

Cabe salientar que é grande a densidade de corrente nas imediações dos eletrodos de terra sendo notável o valor da resistência elétrica, conforme se observa na ilustração da Figura 11.7. Como a corrente se dispersa de maneira fantástica no solo, tornando-se a densidade praticamente nula, a resistência do solo no percurso da corrente elétrica é considerada desprezível, conforme se observa na Figura 11.8.

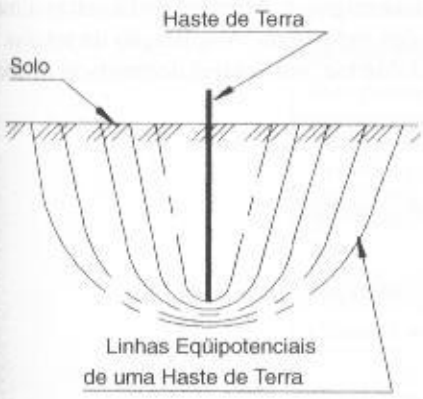


FIGURA 11.7
Dispersão de corrente por eletrodo

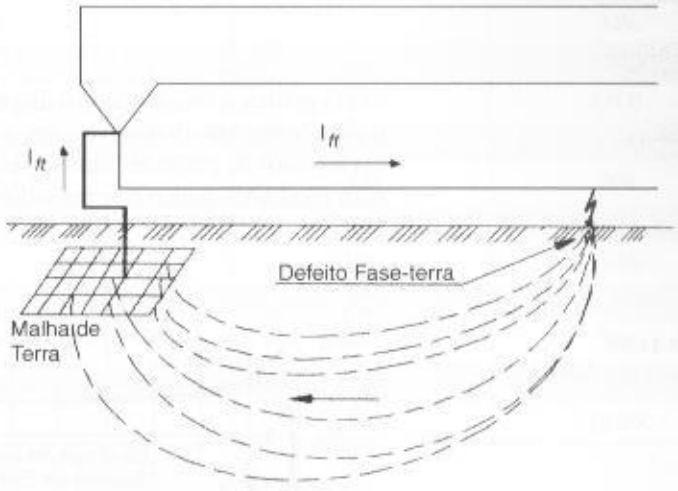


FIGURA 11.8
Percurso da corrente de defeito fase-terra

Investigações realizadas mostram que 90% da resistência elétrica total de um terreno que envolve um eletrodo nele enterrado se encontra geralmente dentro de um raio de 1,8 a 3,5 m do eixo geométrico do referido eletrodo. Dessa forma explica-se porque é normal durante o tratamento do solo, através de produtos químicos, retirar a terra em torno do eletrodo e misturá-la a substâncias redutoras de resistência do solo. Na realidade, produz-se artificialmente um eletrodo de grande seção transversal cuja resistência pode ser dada pela conhecida expressão $R = \rho \times L/S$, em que R é inversamente proporcional à área S.

A Figura 11.9 representa a resistência de um sistema de terra de eletrodos verticais em paralelo, cada qual tendo uma resistência de terra de 100 Ω, em função do número de eletrodos e da distância entre estes. Por este gráfico pode-se determinar, para um número total de 20 hastes de um sistema de aterramento mantidas a uma distância de 3 m entre si, a resistência equivalente que é de 14 Ω. Mantendo-se, porém, o mesmo número de hastes e aproximando-as entre si para uma distância de 1,5 m, a resistência equivalente obtida é de 23 Ω, aproximadamente.

Cabe ressaltar que a distância mínima entre eletrodos contíguos deve corresponder ao comprimento efetivo de uma haste. Este procedimento deve-se ao fato de que quando dois eletrodos demasiadamente próximos são percorridos por uma elevada corrente de falta, dispersa por ambos, esta provoca um aumento na impedância mútua. A Figura 11.10 expressa a eficiência de um sistema de eletrodos verticais em paralelo, em função da quantidade de eletrodos utilizada e da distância entre estes.

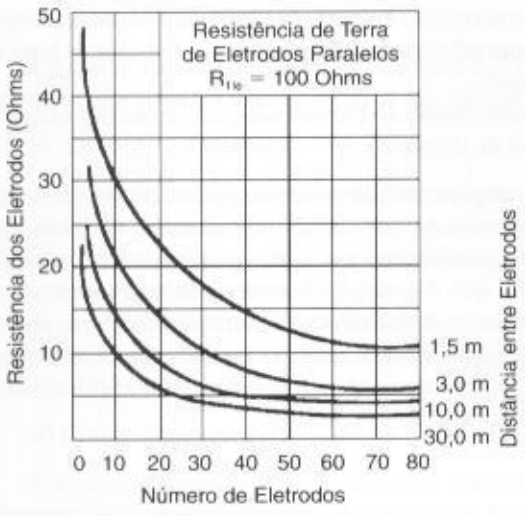


FIGURA 11.9
Resistência de terra dos eletrodos

Na prática, a resistência dos dispersores em paralelo exige que o terreno tenha certas dimensões muitas vezes não disponíveis em áreas de instalações industriais. A aplicação de muitas hastes em terrenos de pequenas dimensões resulta, essencialmente, um notável desperdício de material, com resultados pouco compensadores.

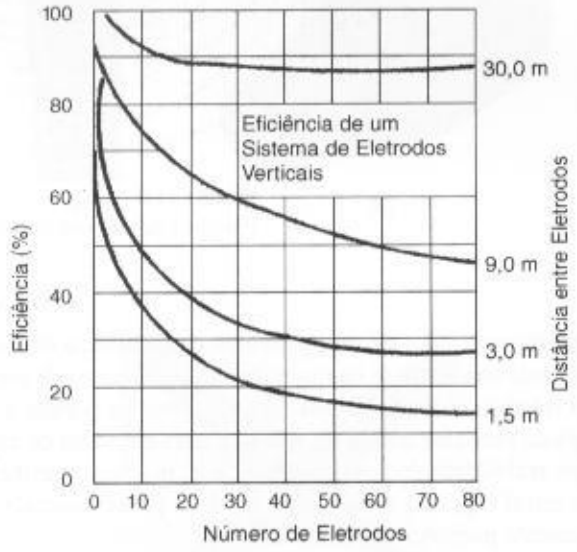


FIGURA 11.10
Eficiência dos eletrodos

11.5 RESISTIVIDADE DO SOLO

Para o projeto de um sistema de aterramento, é de primordial importância o conhecimento prévio das características do solo, principalmente no que diz respeito à homogeneidade de sua constituição. A Tabela 11.1 fornece a resistividade de diferentes naturezas de solo compreendidas entre valores inferior e superior, que podem ser usados na elaboração de projeto de malha de terra, desde que não se disponha de medições adequadas. Para cálculos precisos de resistividade do solo é necessário, porém, realizar medições com instrumentos do tipo terrômetro.

TABELA 11.1
Resistividade dos solos

Natureza dos Solos	Resistividade (Ω · m)	
	Mínima	Máxima
Solos alagadiços e pantanosos	-	30
Lodo	20	100
Húmus	10	150
Argilas plásticas	-	50
Argilas compactas	100	200
Terra de jardins com 50% de umidade	-	140
Terra de jardins com 20% de umidade	-	480
Argila seca	1.500	5.000
Argila com 40% de umidade	-	80
Argila com 20% de umidade	-	330
Areia com 90% de umidade	-	1.300
Areia comum	3.000	8.000
Solo pedregoso nu	1.500	3.000
Solo pedregoso coberto com relva	300	500
Calcários moles	100	400
Calcários compactos	100	5.000
Calcários fissurados	500	1.000
Xisto	50	300
Micaxisto	-	800
Granito e arenito	500	10.000

11.5.1 Método de Medição (Método de Wenner)

Consiste em colocar quatro eletrodos de teste em linha separados por uma distância A e enterrados no solo com uma profundidade de 20 cm. Os dois eletrodos extremos estão ligados aos terminais de corrente C1 e C2 e os dois eletrodos centrais estão ligados aos terminais de potencial P1 e P2 do terrômetro.

Alguns instrumentos do tipo *Megger* de terra dispõem de um terminal guarda ligado a um eletrodo, com a finalidade de minimizar os efeitos das correntes parasitas de valor relativamente elevado, que podem distorcer os resultados lidos. A disposição do terrômetro para medição e dos eletrodos está representada na Figura 11.11.

Para realizar uma medição de resistividade de solo e obter resultados satisfatórios devem ser seguidos alguns pontos básicos:

- os eletrodos devem ser cravados, aproximadamente, a 20 cm no solo, ou até que apresentem resistência mecânica de cravação consistente, definindo uma resistência de contato aceitável;
- os eletrodos devem estar sempre alinhados;
- a distância entre os eletrodos deve ser sempre igual;
- para cada espaçamento definido entre os eletrodos, ajustar o potenciômetro e o multiplicador do terrômetro até que o galvanômetro do aparelho indique zero com o equipamento ligado;
- o espaçamento entre os eletrodos deve variar de acordo com a série da Tabela 11.2, equivalendo a uma medida por ponto para cada distância considerada;
- a distância entre as hastes corresponde à profundidade do solo cuja resistividade se está medindo, conforme ilustrado na Figura 11.12;

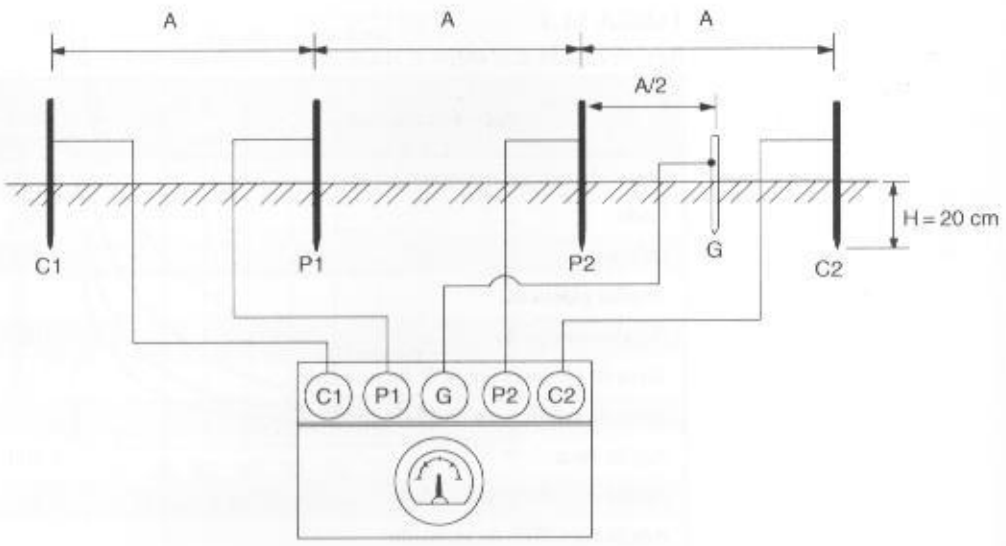


FIGURA 11.11
Ligação do terrômetro aos eletrodos de medida de resistividade do solo

- se o ponteiro do galvanômetro oscilar insistentemente, isso significa que existe alguma interferência que deve ser eliminada ou minimizada, afastando-se, por exemplo, os pontos de medição;
- devem ser anotadas as condições de umidade, temperatura etc. do solo;
- o valor da resistividade deve ser dado pela Equação 11.1.

$$\rho = 2 \times \pi \times A \times R\ (\Omega \cdot \text{m}) \tag{11.1}$$

TABELA 11.2
Resistividade média do solo ($\Omega \cdot$ m)

Posição dos Eletrodos	Resistividade Medida					Resistividade Média ($\Omega \cdot$ m)
Distância (m)	Pontos Medidos					
	A	B	C	D	E	
2						
4						
8						
16						
32						

A – distância entre eletrodos, em m;
R – valor da resistência do solo indicado no potenciômetro do terrômetro, em Ω.
- com base nos valores resultantes da medição, calcular a resistividade média, ou seja:
- calcular a média aritmética dos valores de resistividade do solo para cada espaçamento considerado;
- calcular o desvio de cada medida em relação à média aritmética anteriormente determinada;
- desprezar todos os valores de resistividade que tenham um desvio superior a 50% em relação à média;
- para um grande número de valores desviados da média, é conveniente repetir as medições em campo;
- persistindo os resultados anteriores, a região pode ser considerada como não aderente ao processo de modelagem do *método de Wenner*.

A Figura 11.13 ilustra a disposição dos eletrodos no plano do terreno e a direção em que devem ser realizadas as medições de resistividade.

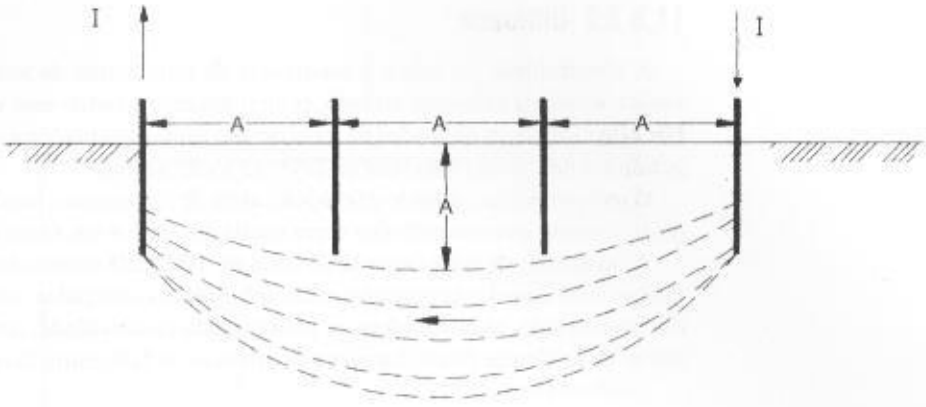


FIGURA 11.12
Passagem da corrente pelos eletrodos de potencial

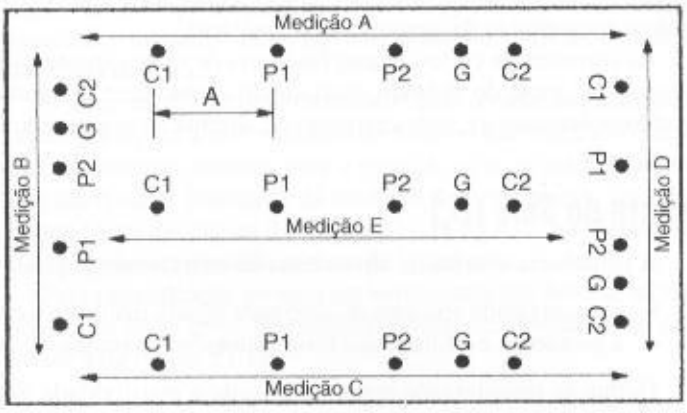


FIGURA 11.13
Posição dos eletrodos no terreno para a medição da resistividade do solo

11.5.2 Fatores de Influência na Resistividade do Solo

A resistividade do solo é função de vários fatores que podem variar, dependendo das condições a que este está submetido no instante da medição.

11.5.2.1 Composição química

A presença e a quantidade de sais solúveis e ácidos que normalmente se acham agregados ao solo influenciam predominantemente no valor da resistividade deste. Sabe-se que, quando é necessário reduzir a resistência de uma determinada malha de terra, adicionam-se adequadamente produtos químicos ao solo circundante ao eletrodo de terra. Há vários produtos químicos à base de mistura de sais, que, combinados entre si e na presença de água, formam o GEL, produto de uso comercial e de grande eficiência na redução da resistividade do solo. Esses compostos têm as seguintes características:

- são higroscópios;
- dão estabilidade química ao solo;
- não são corrosivos;
- não são atacados pelos ácidos;
- são insolúveis na presença de água;
- têm longa duração (geralmente de 5 a 6 anos).

O tratamento de solo através da utilização de sal e carvão vegetal, ainda de largo uso entre alguns instaladores, não apresenta os efeitos esperados, principalmente pela curta duração de sua eficiência e também pela agressão corrosiva atuante nos eletrodos de terra.

11.5.2.2 Umidade

A resistividade do solo e a resistência de uma malha de terra são bastante alteradas quando varia a umidade existente no solo, principalmente quando este valor cai a níveis abaixo de 20%. Por este motivo, os eletrodos de terra devem sem implantados a uma profundidade adequada para garantir a necessária umidade do solo em torno destes.

O teor normal de umidade de um solo, além de variar com a localização, depende também da época do ano, sendo que nos períodos secos oscila em 10% e nas estações chuvosas pode atingir a 35%.

A utilização de uma camada de brita de 100 a 200 mm sobre a área da malha construída ao tempo, bem como o próprio piso das subestações abrigadas, servem para retardar a evaporação da água do solo, além de oferecer uma elevada resistividade, cerca de 3.000 Ω · m, reduzindo os riscos de acidentes fatais durante a ocorrência de falta entre fase e terra.

11.5.2.3 Temperatura

A resistividade do solo e a resistência de um sistema de aterramento são bastante afetadas quando a temperatura cai abaixo de 0°C. Para temperaturas acima deste valor, a resistividade do solo e a resistência de aterramento se reduzem.

As correntes de curto-circuito fase-terra de valor elevado podem ocasionar a ebulição da água do solo em torno do eletrodo, diminuindo a umidade e elevando a temperatura no local, prejudicando, sobremaneira, o desempenho do sistema de aterramento.

11.5.3 Resistividade Aparente do Solo (ρ_a)

A resistência elétrica de um sistema de aterramento depende de dois fatores básicos:

- a resistividade aparente do solo para aquela malha de terra específica;
- a geometria e a forma que foram adotadas no projeto da malha de terra.

Define-se resistividade aparente do solo a resistividade vista por um particular sistema de aterramento. Assim, um solo homogêneo pode apresentar-se com diferentes valores de resistividade vistos por duas malhas de terra distintas. Ou ainda, uma mesma malha de terra pode interagir diferentemente com um solo de mesma resistividade média.

Para que se possa determinar a resistividade aparente dos solos é necessário que se adote uma das técnicas disponíveis de modelagem. O solo é constituído, em geral, por várias camadas horizontais com formação geológica diferente, sendo, por esta razão, modelado em camadas estratificadas, conforme mostra a Figura 11.14.

No entanto, será adotada a modelagem de estratificação do solo em duas camadas, conforme definida na Figura 11.15.

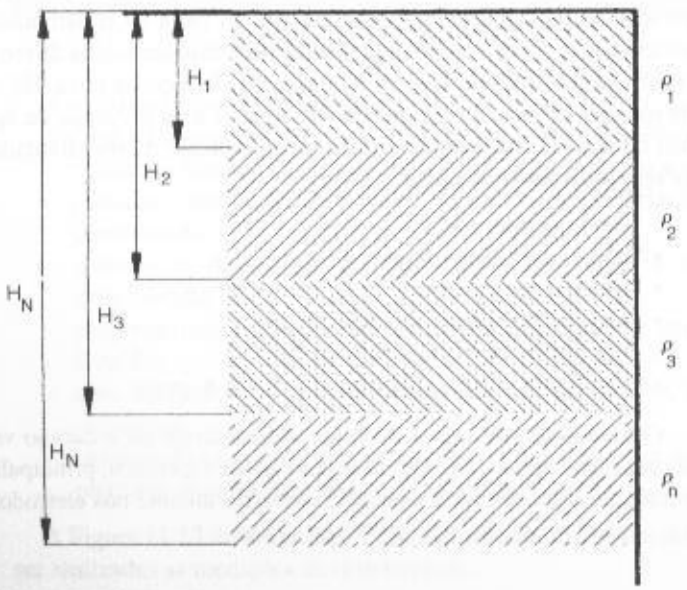


FIGURA 11.14
Solo estratificado em várias camadas

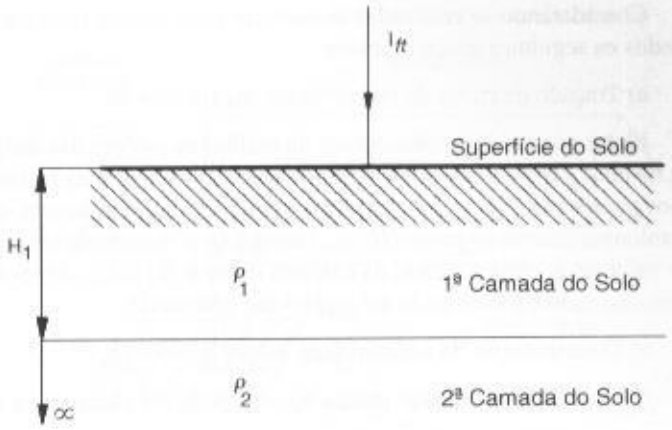


FIGURA 11.15
Solo estratificado em duas camadas

A medição de resistividade do solo deve ser feita após a terraplanagem e depois de decorrido algum tempo para a estabilização físico-química do solo. Porém, a prática indica que em muitos projetos o instalador não segue este princípio, prejudicando os resultados encontrados no cálculo da malha de terra.

O processo de medição da resistividade do solo, segundo a Seção 11.5.1, fornece os elementos necessários para a determinação da resistividade média do mesmo. Neste livro, será utilizado um método bastante simples para a estratificação do solo. Seus resultados são de precisão razoável quando a curva resultante da medição da resistividade do solo apresentar uma formação semelhante a uma das curvas das Figuras 11.16 e 11.17. Isto é, este método somente é aplicável quando o solo puder ser estratificado em duas camadas.

Para estratificação do solo em várias camadas deve-se utilizar outro método, cujo estudo foge ao escopo deste livro. Normalmente são encontradas, neste caso, curvas com a formaçãó semelhante à da Figura 11.18.

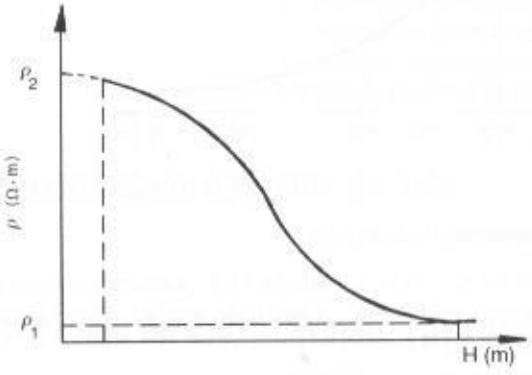


FIGURA 11.16
Solo de duas camadas

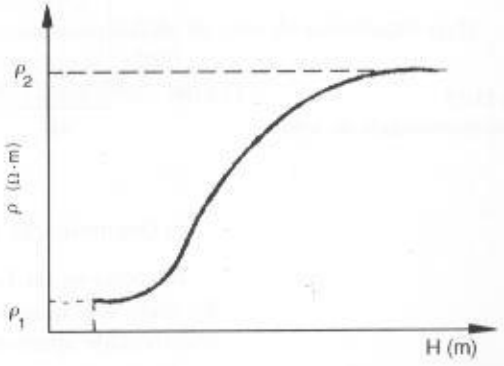


FIGURA 11.17
Solo de duas camadas

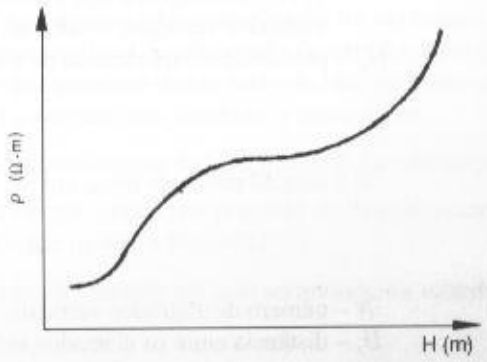


FIGURA 11.18
Solo de várias camadas

Considerando-se realizadas as medições nos pontos indicados na Tabela 11.2, devem ser adotados os seguintes procedimentos:

a) Traçado da curva de resistividade média do solo

Plotar no eixo H (profundidade da malha) os valores das distâncias entre as hastes de medição e no eixo ρ (resistividade do solo) os valores referentes às resistividades médias correspondentes aos pontos medidos para uma mesma distância entre as hastes, conforme a Figura 11.19. Deve-se prolongar a curva no ponto (H_1; ρ_{m1}) até o eixo ρ, determinando, assim, o valor ρ_1. Para se determinar o valor de ρ_2 (resistividade da camada inferior do solo), deve-se traçar uma assíntota à curva de resistividade e prolongá-la até o eixo das ordenadas.

b) Determinação da resistividade média do solo (ρ_m)

O valor da resistividade média do solo pode ser calculado a partir da Equação (11.2).

$$\rho_m = \rho_1 \times K_1 \tag{11.2}$$

O valor de K_1 é obtido através da Tabela 11.3 a partir da relação ρ_2/ρ_1, cujos valores são definidos no gráfico correspondente à curva de resistividade do solo, equivalente ao gráfico ilustrado na Figura 11.19.

Para se determinar a profundidade a que se encontra a resistividade média, introduzir o valor de ρ_m na curva da Figura 11.19, obtendo-se o valor H_m.

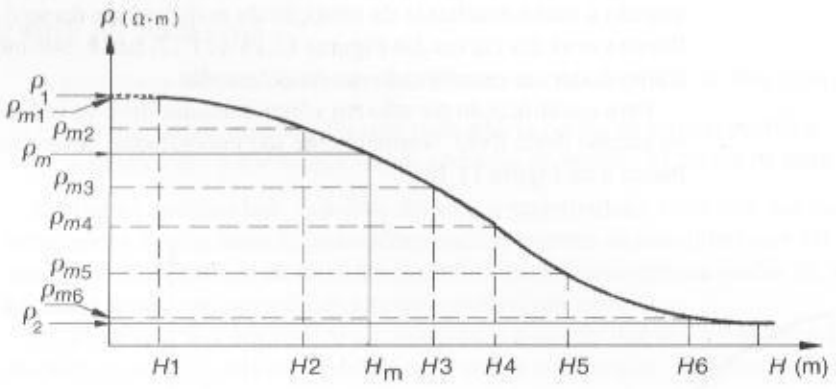


FIGURA 11.19
Curva de resistividade do solo

c) Determinação da resistividade aparente do solo (ρ_a)

Introduz-se na Tabela 11.4 o valor de K_1, dado na Tabela 11.3, juntamente com o valor de K_2, dado na Equação (11.3), obtendo-se o valor de K_3, a partir do qual se determina o valor da resistividade aparente através da Equação (11.4).

$$K_2 = \frac{R}{H_m} \tag{11.3}$$

$$\rho_a = K_3 \times \rho_1 \tag{11.4}$$

R – raio do círculo equivalente à área da malha de terra da subestação, dado pela Equação (11.5), correspondendo a áreas retangulares. Para sistemas de aterramento utilizando-se eletrodos verticais, o valor de R é dado pela Equação (11.6);

H_m – profundidade da camada de solo correspondente à resistividade média.

$$R = \sqrt{\frac{S}{\pi}} \tag{11.5}$$

S – área da malha de terra, em m^2.

$$R = \frac{(N - 1) \times D_e}{2} \tag{11.6}$$

N – número de eletrodos verticais;

D_e – distância entre os eletrodos verticais, em m.

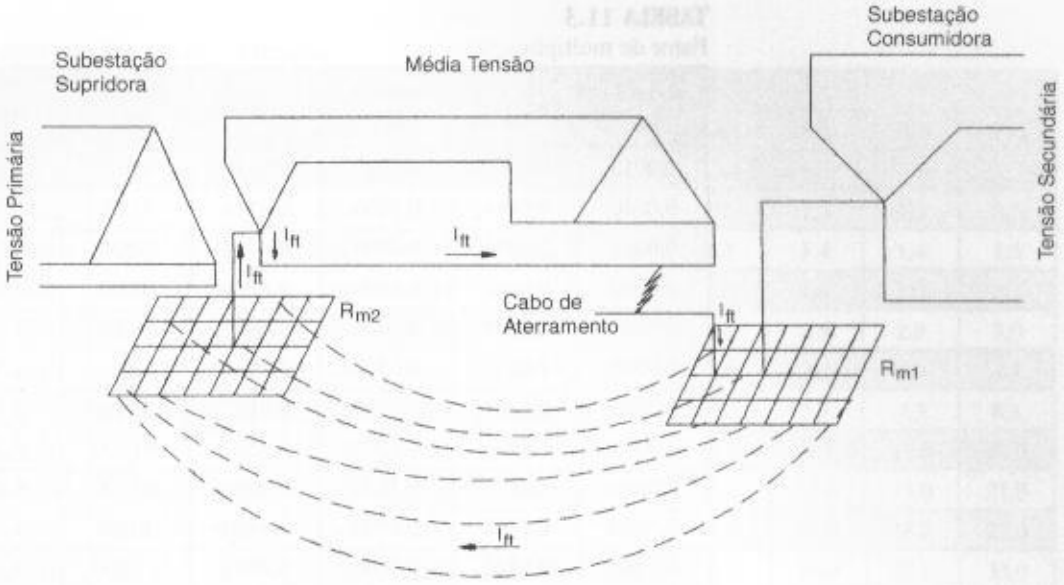


FIGURA 11.20
Percurso da corrente de curto-circuito fase-terra franco no primário

11.6 CÁLCULO DA MALHA DE TERRA

A seguir será estudada a metodologia mais utilizada em subestações de potência. Para malhas de terra dedicadas a pequenas subestações do tipo distribuição, pode-se aplicar o processo demonstrado na Seção 11.7.

O cálculo da malha de terra de uma subestação requer o conhecimento dos seguintes parâmetros:

- resistividade aparente do solo (ρ_a);
- resistividade da camada superior do solo (ρ_1);
- resistividade do material de acabamento da superfície da área da subestação (ρ_s);
- corrente máxima de curto-circuito fase-terra (I_{cft});
- tempo de duração da corrente de curto-circuito fase-terra (T_f).

11.6.1 Resistividade Aparente do Solo

Conforme o disposto na Seção 11.5.3.

11.6.2 Corrente de Curto-circuito Fase-terra

As dimensões do terreno de algumas indústrias, principalmente aquelas localizadas em áreas urbanas, tornam inviável a dissipação das correntes de curto-circuito que é proporcional à área disponível para a construção da malha de terra, o que dificulta o seu cálculo pelo método do IEEE – 80.

A corrente de curto-circuito adotada no cálculo da malha de terra deve ser a de planejamento no horizonte de 10 anos.

O método de cálculo das correntes de curto-circuito foi explanado no Capítulo 5.

Como se sabe, a seção do condutor de uma malha de terra é função da corrente de curto-circuito fase-terra, valor máximo que pode ser obtido tanto do lado primário como do lado secundário da subestação. Será adotada a corrente que conduzir o maior valor.

a) Corrente de curto-circuito tomada do lado primário da subestação

Neste caso, considera-se que o condutor primário de fase faça contato direto com a malha de terra da subestação, conforme mostra a Figura 11.20.

b) Corrente de curto-circuito tomada no lado secundário da subestação para uma impedância desprezível

TABELA 11.3
Fator de multiplicação

Relação ρ_2/ρ_1	Fator K1	Relação ρ_2/ρ_1	Fator K1	Relação ρ_2/ρ_1	Fator K1	Relação ρ_2/ρ_1	Fator K1
0,0010	0,6839	0,3000	0,8170	6,500	1,331	19,00	1,432
0,0020	0,6844	0,3500	0,8348	7,000	1,340	20,00	1,435
0,0025	0,6847	0,4000	0,8517	7,500	1,349	30,00	1,456
0,0030	0,6850	0,4500	0,8676	8,000	1,356	40,00	1,467
0,0040	0,6855	0,5000	0,8827	8,500	1,363	50,00	1,474
0,0045	0,6858	0,5500	0,8971	9,000	1,369	60,00	1,478
0,0050	0,6861	0,6000	0,9107	9,500	1,375	70,00	1,482
0,0060	0,6866	0,6500	0,9237	10,000	1,380	80,00	1,484
0,0070	0,6871	0,7000	0,9361	10,500	1,385	90,00	1,486
0,0080	0,6877	0,7500	0,9480	1,000	1,390	100,00	1,488
0,0090	0,6882	0,8000	0,9593	11,500	1,394	110,00	1,489
0,0100	0,6887	0,8500	0,9701	12,000	1,398	120,00	1,490
0,0150	0,6914	0,9000	0,9805	12,500	1,401	130,00	1,491
0,0200	0,6940	0,9500	0,9904	13,000	1,404	140,00	1,492
0,0300	0,6993	1,0000	1,0000	13,500	1,408	150,00	1,493
0,0400	0,7044	1,5000	1,0780	14,000	4,410	160,00	1,494
0,0500	0,7095	2,0000	1,1340	14,500	1,413	180,00	1,495
0,0600	0,7145	2,5000	1,1770	15,000	1,416	200,00	1,496
0,0700	0,7195	3,0000	1,2100	15,500	1,418	240,00	1,497
0,0800	0,7243	3,5000	1,2370	16,000	1,421	280,00	1,498
0,0900	0,7292	4,0000	1,2600	16,500	1,423	350,00	1,499
0,1000	0,7339	4,5000	1,2780	17,000	1,425	450,00	1,500
0,1500	0,7567	5,0000	1,2940	17,500	1,427	640,00	1,501
0,2000	0,7781	5,5000	1,3080	18,000	1,429	1.000,00	1,501
0,2500	0,7981	6,0000	1,3200	18,500	1,430		

Neste caso, considera-se que o condutor fase faça contato direto com a massa conectada ao condutor de aterramento nas proximidades da subestação, conforme mostra a Figura 11.21. Uma situação característica pode ocorrer quando uma barra de fase faz contato com a barra de terra do Quadro Geral de Força, instalado no interior da subestação, em que no caminho as correntes de curto-circuito encontram apenas as impedâncias dos condutores metálicos, constituindo-se assim no valor máximo da corrente de curto-circuito que é significativamente superior ao caso anterior. Portanto, para se determinar a seção do condutor, deve-se utilizar o valor da corrente de curto-circuito obtida nessas condições.

c) Corrente de curto-circuito tomada no secundário da subestação para uma impedância considerada

Este caso se caracteriza por um defeito fase-terra em que o condutor faz contato com o solo ou outro elemento aterrado e a corrente é conduzida à malha através do solo, sendo considerável a impedância do percurso (resistência de contato, resistência da malha de terra e resistência do resistor de aterramento se houver), mesmo que se despreze a resistência de contato do condutor, conforme mostrado na Figura 11.22.

O valor dessa corrente deve ser utilizado no cálculo dos parâmetros da malha de terra, tais como tensão de passo, tensão de toque etc.

TABELA 11.4
Determinação da resistividade aparente do solo de 2 camadas

h/H_m	Relação ρ_2/ρ_1												
	0,01	0,05	0,10	0,20	0,50	1	2	5	10	20	50	100	200
	Relação ρ_a/ρ_1												
0,10	1,00	1,01	1,01	1,02	1,05	1,00	1,10	1,15	1,18	1,2	1,2	1,3	1,3
0,20	0,95	0,96	1,00	0,97	0,99	1,00	1,13	1,20	1,25	1,3	1,4	1,4	1,5
0,50	0,80	0,90	0,98	0,95	1,00	1,00	1,20	1,30	1,40	1,6	1,8	2,0	2,3
1,0	0,77	0,83	0,90	0,85	0,90	1,00	1,30	1,50	1,60	2,0	2,5	2,8	3,0
2,0	0,67	0,82	0,86	0,86	0,90	1,00	1,31	1,55	1,60	2,6	3,2	4,0	4,5
5,0	0,56	0,60	0,65	0,68	0,80	1,00	1,32	2,00	2,90	4,0	5,7	7,3	8,8
10	0,48	0,52	0,60	0,60	0,80	1,00	1,35	2,40	3,50	5,3	8,0	11,0	14,0
20	0,41	0,45	0,50	0,53	0,72	1,00	1,40	2,70	4,20	6,8	12,0	15,0	21,0
35	0,36	0,40	0,45	0,50	0,71	1,00	1,40	2,80	4,80	7,8	14,0	18,0	27,0
50	0,32	0,37	0,40	0,48	0,70	1,00	1,50	3,10	5,40	8,5	16,0	23,0	33,0
75	0,29	0,35	0,38	0,46	0,68	1,00	1,50	3,10	5,50	9,0	17,0	26,0	40,0
100	0,27	0,31	0,35	0,42	0,55	1,00	1,50	3,20	5,80	9,8	18,0	39,0	45,0
200	0,22	0,26	0,30	0,38	0,60	1,00	1,60	3,50	6,00	11,0	22,0	35,0	56,0
500	0,18	0,21	0,25	0,35	0,60	1,00	1,70	3,70	6,70	12,0	25,0	42,0	77,0
1000	0,15	0,17	0,22	0,30	0,60	1,00	1,80	4,00	7,00	13,0	37,0	48,0	85,0

11.6.3 Seção Mínima do Condutor

A seção mínima do condutor deve ser determinada em função da corrente de curto-circuito e do seu tempo de duração, para cada tipo de junção dos condutores da malha. A Tabela 11.5 fornece o valor unitário da seção mínima do condutor (K) de cobre em função do tipo de junção. Logo, a seção mínima do condutor da malha será de:

$$S_c = K \times I_{cg} \tag{11.7}$$

Não se recomenda, contudo, utilizar condutores de cobre de seção inferior a 25 mm².

No caso de se utilizar condutor de aço cobreado, tipo Copperweld, a seção do condutor pode ser dada pela Equação (11.8).

$$S_c = \frac{\sqrt{T_f} \times I_{cg}}{2 \times 10^3 \times \beta} \times K \,(\text{mm}^2) \tag{11.8}$$

T_f – tempo de duração da falha, em Hz. Em geral, não inferior a 30 Hz, ou seja, 0,5 s;
K – coeficiente de segurança
K = 1,10 a 1,30
β – coeficiente que expressa o tipo do condutor:
β = 0,91 – para fios ou cabos com condutividade de 40%;
β = 0,81 – para fios ou cabos com condutividade de 30%.

TABELA 11.5
Seção mínima do condutor em mm²/A

Tempo (s)	Cabo Simples - Solda Exotérmica (K)	Cabo com Juntas Soldadas (K)	Cabo com Juntas Rebitadas (K)
30	0,020268	0,025335	0,032935
4	0,007093	0,010134	0,012160
1	0,003546	0,005067	0,006080
0,5	0,002533	0,003293	0,004306

A Tabela 11.6 mostra as características típicas dos condutores de aço cobreado que podem ser utilizados como condutor da malha de terra.

Para uma corrente de curto-circuito de 20.000 A, com duração de 0,50 s e um cabo Copperweld de condutividade de 40%, tem-se:

$$S_c = \frac{\sqrt{30} \times 20.000}{2 \times 10^3 \times 0,91} \times 1,30 = 78,24 \text{ mm}^2 \rightarrow S_c = 93,10 \text{ mm}^2 \rightarrow \text{Formação } 7 \times 6$$

(Tabela 11.6)

TABELA 11.6
Características dos condutores de aço cobreado

Formação N × AWG	Diâmetro Nominal (mm)	Seção (mm²)	Resistência (Ohm/m)		Carga de Ruptura (kg)		Corrente de Fusão	
			40%	30%	40%	30%	40% Cond.	30% Cond.
19 × 5	**23,10**	**318,70**	**0,1399**	**0,1865**	**11.200**	**13.400**	**104.000**	**93.000**
19 × 6	20,60	252,70	0,1764	0,2352	889	10.700	83.000	74.000
19 × 7	18,30	200,40	0,2224	0,2966	7.030	8.440	66.000	58.000
19 × 8	16,30	159,00	0,2805	0,3740	5.580	6.710	52.000	46.000
19 × 9	14,50	126,10	0,3537	0,4715	4.430	5.310	41.000	37.000
7 × 4	15,60	148,10	0,3000	0,3999	5.220	6.260	49.000	43.000
7 × 5	13,90	117,40	0,3783	0,5043	4.130	4.940	38.000	34.000
7 × 6	12,30	93,10	0,4770	0,6358	3.270	3.930	31.000	27.000
7 × 7	11,00	73,87	0,6014	0,8018	2.600	3.120	24.000	22.000
7 × 8	9,78	58,56	0,7585	1,0110	2.060	2.470	19.000	17.000
7 × 9	8,71	46,44	0,9564	1,2750	1.630	1.950	15.200	13.500
7 × 10	7,77	36,83	1,2060	1,6080	1.290	1.550	12.000	10.700
3 × 5	9,96	50,32	0,8809	1,1740	1.770	2.120	16.500	14.700
3 × 6	8,86	39,90	1,1110	1,4810	1.400	1.700	13.000	11.600
3 × 7	7,90	31,65	1,4010	1,8670	1.110	1.330	10.600	9.200
3 × 8	7,04	25,10	1,7660	2,3540	880	1.050	8.200	7.300
3 × 9	6,27	19,90	2,2270	2,9690	700	840	6.500	5.800
3 × 10	5,59	15,78	2,8080	3,7430	550	660	5.100	4.600

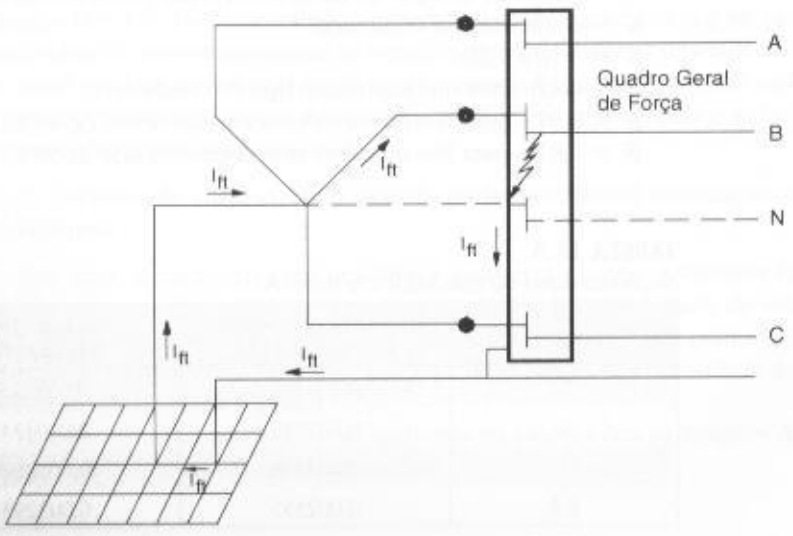


FIGURA 11.21
Percurso da corrente de curto-circuito fase-terra franco no secundário

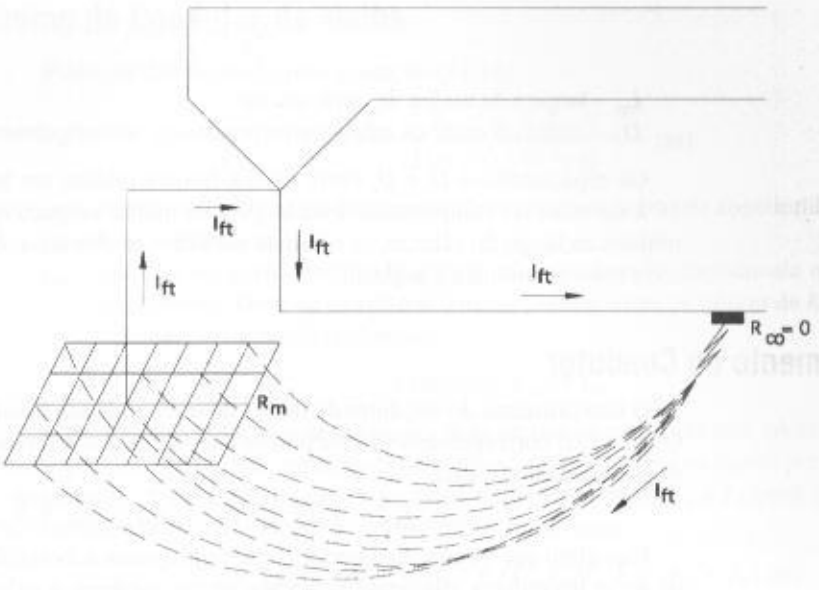


FIGURA 11.22
Percurso da corrente de curto-circuito fase-terra sob impedância no secundário.

Testes realizados em laboratório demonstraram que os condutores Copperweld (fios e cabos) do tipo recozido podem ser aquecidos por correntes de curto-circuito de até 850°C, enquanto os condutores de cobre tornam-se amolecidos a partir de uma temperatura de 450°C.

11.6.4 Número de Condutores Principais e de Junção

Considerando a Figura 11.23, que representa a área de uma subestação industrial com as dimensões indicadas, pode-se calcular o número de condutores principais e de junção adotando-se as Equações (11.9) e (11.10).

a) Condutores principais

São assim denominados aqueles instalados na direção que corresponde ao comprimento da malha de terra. São determinados pela Equação (11.9).

$$N_{cp} = \frac{C_m}{D_l} + 1 \qquad (11.9)$$

C_m – comprimento da malha de terra, em m;
D_l – distância entre os cabos correspondentes à largura da malha de terra, em m.

b) Condutores de junção

São assim denominados aqueles instalados na direção que corresponde à largura da malha de terra. São determinados pela Equação (11.10).

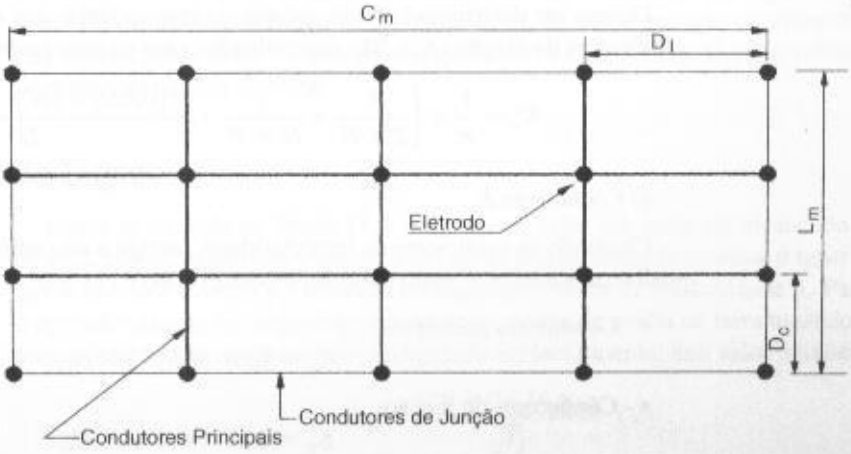


FIGURA 11.23
Geometria da malha de terra com os respectivos eletrodos verticais

$$N_{cj} = \frac{L_m}{D_c} + 1 \tag{11.10}$$

L_m – largura da malha de terra, em m;
D_c – distância entre os cabos correspondentes ao comprimento da malha de terra, em m.

Os espaçamentos D_i e D_c entre os condutores podem ser tomados inicialmente entre 5% e 10% do valor do comprimento e da largura da malha, respectivamente. Dependendo dos valores obtidos ao longo do cálculo, os mesmos poderão ser alterados, de forma a se obter uma malha de terra mais econômica e segura.

11.6.5 Comprimento do Condutor

O comprimento do condutor da malha de terra pode ser calculado através da Equação (11.11). O fator 1,05 corresponde ao acréscimo de cabo da malha referente aos condutores de ligação entre os equipamentos e esta.

$$L_{cm} = 1{,}05 \times [(C_m \times N_{cj}) + (L_m \times N_{cp})] \tag{11.11}$$

Fica claro que a equação anterior contempla apenas subestações de áreas retangulares. No caso de áreas irregulares, divide-se a subestação em subáreas e calcula-se a área equivalente correspondente, admitindo-se finalmente $C = L$.

11.6.6 Determinação dos Coeficientes de Ajuste

Para maior simplificação, as expressões que determinam os coeficientes K_m, K_s, K_i são tomadas na sua forma mais aproximada. A aplicação desses coeficientes deve ser feita com base no maior produto entre os valores utilizados, considerando os coeficientes para os condutores principais e de junção.

a) Coeficiente K_m

Chamado de coeficiente de malha, corrige a influência da profundidade da malha de terra (H), do número de condutores (principais e de junção) e do espaçamento entre os referidos condutores.

Devem ser determinados dois valores correspondentes aos condutores principais (K_{mp}) e aos condutores de junção (K_{mj}). Esses valores são obtidos para os dois casos pela Equação (11.12).

$$K_m = \frac{1}{2 \times \pi} \times \ln\left[\frac{D^2}{4 \times \pi \times (N-1) \times H \times D_{ca}}\right] \tag{11.12}$$

ln – logaritmo neperiano;
D – espaçamento médio entre os condutores, na direção considerada, em m;
H – profundidade da malha, em m;
N – número de condutores na direção considerada;
D_{ca} – diâmetro do condutor, em m.

b) Coeficiente K_s

Chamado de coeficiente de superfície, corrige a influência da profundidade da malha de terra (H), do diâmetro do condutor (D_{ca}) e do espaçamento entre os mesmos.

Devem ser determinados dois valores correspondentes aos condutores principais (K_{sp}) e aos condutores de junção (K_{sj}). São determinados para os dois casos pela Equação (11.13).

$$K_s = \frac{1}{\pi} \times \left\{\frac{1}{2 \times H} + \frac{1}{D+H} + \frac{\ln[0{,}655 \times (N-1) - 0{,}328]}{D}\right\} \tag{11.13}$$

c) Coeficiente K_i

Chamado de coeficiente de irregularidade, corrige a não uniformidade do fluxo da corrente da malha para a terra. É dado pelas Equações (11.14) e (11.15).

- Condutores principais

$$K_{ip} = 0{,}65 + 0{,}172 \times N_{cp} \tag{11.14}$$

- Condutores de junção

$$K_{ij} = 0{,}65 + 0{,}172 \times N_{cj} \tag{11.15}$$

11.6.7 Comprimento Mínimo do Condutor da Malha

Pode ser determinado pela Equação (11.16).

$$L_c = \frac{K_m \times K_i \times \rho_a \times I_{cft} \times \sqrt{T_f}}{116 + 0{,}174 \times \rho_s} \text{ (m)} \tag{11.16}$$

ρ_s – resistividade da camada superior da malha, normalmente constituída de brita, cujo valor é de 3.000 $\Omega \cdot$ m;

I_{cft} – corrente de curto-circuito fase-terra não envolvendo diretamente qualquer condutor de aterramento. Deve-se considerar o maior produto entre os valores de $K_m \times K_i$, anteriormente calculados, numa dada direção.

$$\text{Condição: } L_{cm} \geq L_c \tag{11.17}$$

Caso não se verifique esta condição, deve-se recomeçar o cálculo, adotando-se novos valores de seção dos condutores, espaçamento, profundidade da malha ou outros parâmetros que resultem diminuir L_c. Na prática, quando é pequena a diferença entre L_{cm} e L_c, pode-se acrescentar a L_{cm} o comprimento total das hastes a serem utilizadas, ou seja:

$$L_{cm} = 1{,}05 \times [(C_m \times N_c) + (L_m \times N_{cp})] + (N_h \times L_h) \text{ (m)} \tag{11.18}$$

N_h – número de eletrodos verticais;

L_h – comprimento de um eletrodo vertical, em m.

11.6.8 Tensão de Passo

Como já referido na Seção 11.2.2, é o maior valor que pode ser alcançado no nível da malha de terra, considerando que o tempo máximo de permanência da corrente é igual a T_f ($T_f \leq 0{,}50$ s) e que está coberta por material (normalmente brita) de resistividade ρ_s. Para estas condições, o operador estaria em segurança caminhando no interior da malha de terra. Seu valor máximo vale:

$$E_{pa} = \frac{116 + 0{,}7 \times \rho_s}{\sqrt{T_f}} \text{ (V)} \tag{11.19}$$

11.6.9 Tensão de Passo Existente na Periferia da Malha

Corresponde à diferença de potencial existente entre dois pontos distanciados de 1 m e localizados na periferia da malha de terra. Seu valor é dado pela Equação (11.20).

$$E_{per} = \frac{K_s \times K_i \times \rho_1 \times I_{cft}}{L_{cm}} \text{ (V)} \tag{11.20}$$

$$\text{Condição: } E_{pa} \geq E_{per} \tag{11.21}$$

Deve-se ressaltar que é de 25 m, em geral, a distância entre qualquer elemento condutivo da malha de terra e o terra de referência, caracterizado como sendo uma parte do solo nas proximidades do elemento condutivo da malha de terra, de modo que não ocorram diferenças de potencial significativas entre os dois pontos quaisquer na superfície. O valor referido é característico de pequenas malhas de terra.

11.6.10 Tensão Máxima de Toque

Como já referido na Seção 11.2.1, é o maior valor que pode ser alcançado no nível da malha de terra, considerando que o tempo máximo de permanência da corrente é igual a T_f ($T_f \leq 0{,}50$ s) e que o solo está coberto por material (normalmente brita) de resistividade ρ_s. Para estas condições, o operador estaria em segurança em qualquer ponto da malha de terra tocando com o corpo uma massa (carcaça de equipamento) energizada acidentalmente. Seu valor máximo vale:

$$E_{to} = \frac{116 + 0{,}174 \times \rho_s}{\sqrt{T_f}} \text{ (V)} \tag{11.22}$$

11.6.11 Tensão de Toque Existente

$$E_{te} = \frac{K_m \times K_i \times \rho_1 \times I_{cfm}}{L_{cm}} \text{ (V)} \tag{11.23}$$

$$\text{Condição: } E_m \geq E_{te} \tag{11.24}$$

11.6.12 Corrente Máxima de Choque

É o maior valor de corrente suportável pelo corpo humano para um tempo de permanência de contato de T_f.

$$I_{ch} = \frac{116}{\sqrt{T_f}} \text{ (mA)} \tag{11.25}$$

11.6.13 Corrente de Choque Existente Devido à Tensão de Passo sem Brita na Periferia da Malha

$$I_{pmsb} = \frac{1.000 \times E_{per}}{1.000 + 6 \times \rho_1} \text{ (mA)} \tag{11.26}$$

$$\text{Condição: } I_{pmsb} \leq I_{ch} \tag{11.27}$$

11.6.14 Corrente de Choque Existente na Periferia da Malha Devido à Tensão de Passo, com Camada de Brita

$$I_{pmcb} = \frac{1.000 \times E_{per}}{1.000 + 6 \times (\rho_1 + \rho_s)} \text{ (mA)} \tag{11.28}$$

$$\text{Condição: } I_{pmcb} \leq I_{ch} \tag{11.29}$$

11.6.15 Corrente de Choque Devido à Tensão de Toque Existente, sem Brita

$$I_{tmsb} = \frac{1.000 \times E_{te}}{1.000 + 1{,}5 \times \rho_1} \text{ (mA)} \tag{11.30}$$

$$\text{Condição: } I_{tmsb} \leq I_{ch} \tag{11.31}$$

11.6.16 Corrente de Choque Devido à Tensão de Toque Existente, com Brita

$$I_{tmcb} = \frac{1.000 \times E_{te}}{1.000 + 1{,}5 + (\rho_1 + \rho_s)} \text{ (mA)} \tag{11.32}$$

$$\text{Condição: } I_{tmcb} \leq I_{ch} \tag{11.33}$$

11.6.17 Corrente Mínima de Acionamento do Relé de Terra

$$I_a = \frac{(R_{ch} + 1{,}5 \times \rho_1) \times 9 \times L_{cm}}{1.000 \times K_m \times K_i \times \rho_1} \text{ (A)} \tag{11.34}$$

R_{ch} – resistência do corpo humano, em Ω.

11.6.18 Potenciais da Região Externa à Malha

Observando-se a Figura 11.24, podem-se analisar as condições a que ficaria submetida uma pessoa ali posicionada tocando a cerca.

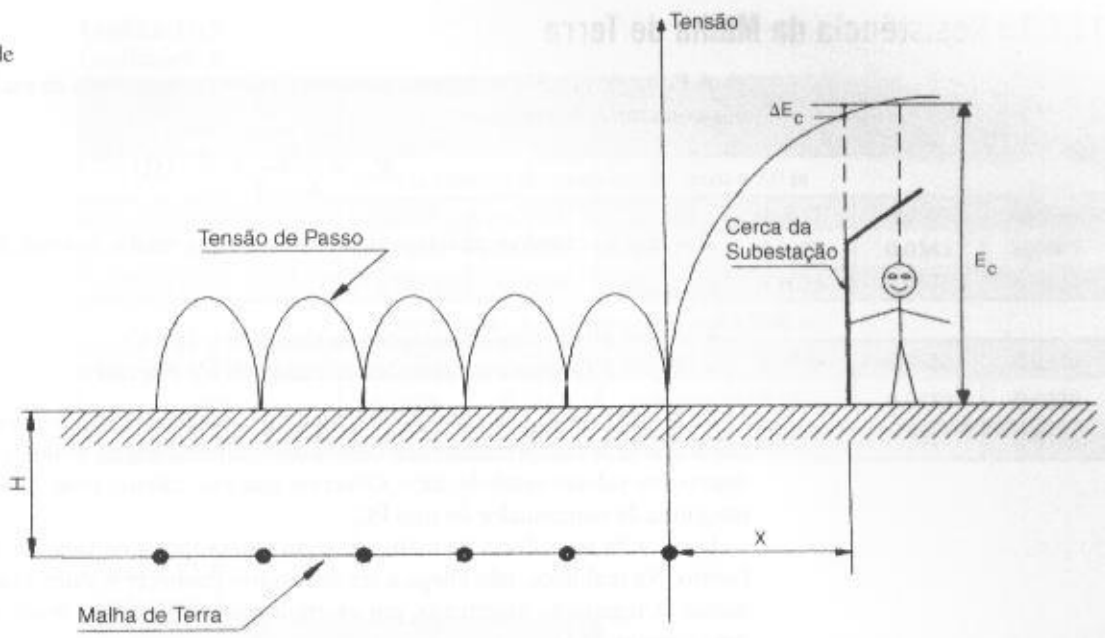


FIGURA 11.24
Potenciais externos à malha de terra

- 1.ª condição: cerca interligada à malha de terra

Neste caso, o indivíduo estaria submetido à tensão E_c.

- 2.ª condição: cerca sem interligação à malha de terra

Nesta condição, o indivíduo estaria submetido apenas à diferença de potencial ΔE_c.

É importante frisar que se faz necessário seccionar e aterrar a cerca nos pontos extremos deste seccionamento para facilitar a atuação da proteção quando da queda de um condutor energizado sobre ela. Isto, porém, não dá segurança ao indivíduo que a toque no momento do defeito.

Considerando-se a segunda condição anteriormente mencionada, pode-se determinar a necessidade ou não de interligação de uma cerca à malha de terra, ou seja:

$$\Delta E_c = \left[K_{c(x)} - K_{c(x-1)}\right] \times \frac{\rho_i \times I_{cg}}{L_c} \text{ (V)} \tag{11.35}$$

$$K_{c(x)} = \frac{1}{2 \times \pi} \times \ln\left\{\frac{(H^2 + X^2) \times \left[H^2 + (D + X)^2\right]}{H \times D_{cg} \times (H^2 + D^2)}\right\} + \frac{1}{\pi} \times \ln\left[\left(\frac{2 \times D + X}{2 \times D}\right) \times \left(\frac{3 \times D + X}{3 \times D}\right) \times \left(\frac{4 \times D + X}{4 \times D}\right) \times \ldots\ldots \times \left(\frac{(N-1) \times D + X}{(N-1) \times D}\right)\right] \tag{11.36}$$

X – distância da periferia da malha de terra a um ponto considerado; no caso, a cerca tocada pelo indivíduo;
D – distância entre os eletrodos horizontais, na direção considerada.

A Figura 11.25 mostra as referências para os valores de X. Logo, deve-se ter:

$$\Delta E_c \leq E_{to}$$

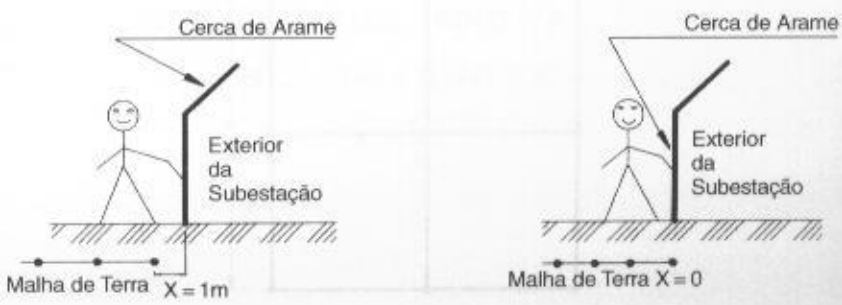


FIGURA 11.25
Ilustração da condição dos potenciais de cerca

11.6.19 Resistência da Malha de Terra

A Equação (11.37) representa somente o valor da resistência da malha de terra correspondente aos condutores horizontais.

$$R_{mc} = \frac{\rho_a}{4 \times R} + \frac{\rho_a}{L_{cm}} \ (\Omega) \tag{11.37}$$

R – raio do círculo equivalente à área destinada à malha de terra, em m.

Condições:

- $R_{mc} \leq 10\ \Omega$ (para subestações da classe 15 a 38 kV)
- $R_{mc} \leq 5\ \Omega$ (para subestações da classe 69 kV e acima)

Se o valor de R_{mc} não atender às condições anteriores, deve-se recalcular a malha de terra, alterando-se o comprimento dos condutores, dimensões da malha etc., de modo a manter R_{mc} dentro dos valores estabelecidos. Observar que este cálculo pode facilmente ser convertido num programa de computador do tipo PC.

O valor da resistência da malha de terra é uma forma de saber se o valor encontrado é satisfatório. Na realidade, não chega a ser necessário conhecer o valor exato da resistência do aterramento. A legislação americana, por exemplo, estabelece que a resistência da malha de terra não deve superar 25 Ω.

Para malhas de terra de pequenas dimensões geométricas, o valor de R_{mc} freqüentemente ultrapassa os valores mínimos para resistividade aparente de solo elevada. Neste caso, é necessário calcular a influência dos eletrodos verticais na resistência final da malha de terra como se segue.

11.6.20 Resistência de Aterramento de um Eletrodo Vertical

$$R_{el} = \frac{\rho_a}{2 \times \pi \times L_h} \times \ln\left(\frac{400 \times L_h}{2{,}54 \times D_h}\right) \ (\Omega) \tag{11.38}$$

L_h – comprimento cravado da haste de terra, em m;
D_h – diâmetro equivalente da haste de terra, em polegada.

11.6.21 Coeficiente de Redução da Resistência de um Eletrodo Vertical

Esse coeficiente reduz a resistência de uma haste de terra quando fincada numa malha de terra em formato de um quadrado cheio, conforme a Figura 11.26.

$$K_h = 1 + \frac{A \times B}{N_h} \tag{11.39}$$

N_h – número de hastes de terra;
A – determinado segundo a Tabela 11.7 em função do comprimento e diâmetro dos eletrodos e do espaçamento entre estes;
B – determinado de acordo com a Tabela 11.8, em função do número de eletrodos verticais utilizados.

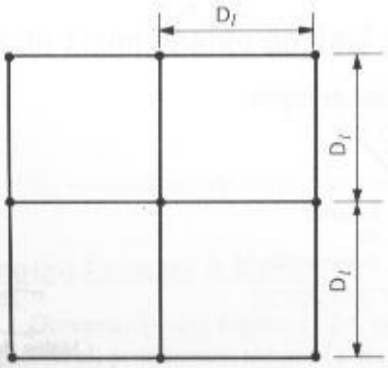


FIGURA 11.26
Malha de terra tipo quadrado cheio

TABELA 11.7
Coeficiente *A*

Diâmetro do Eletrodo	Distância entre Eletrodos (m)					
	2	3	4	5	9	12
Para eletrodo de comprimento igual a 3,0 m						
1/2"	0,2292	0,1528	0,1149	0,0917	0,0509	0,0382
3/4"	0,2443	0,1629	0,1222	0,0977	0,0543	0,0407
1"	0,2563	0,1709	0,1282	0,1025	0,0570	0,0427
Para eletrodo de comprimento igual a 2,40 m						
1/2"	0,1898	0,1266	0,0949	0,0759	0,0422	0,0316
3/4"	0,2028	0,1352	0,1014	0,0811	0,0450	0,0338
1"	0,2132	0,1421	0,1066	0,0853	0,0474	0,0355

TABELA 11.8
Coeficiente *B*

Número de Eletrodos	B
4	2,7071
9	5,8917
16	8,5545
25	11,4371
36	14,0650
49	16,8933

11.6.22 Resistência de Aterramento do Conjunto de Eletrodos Verticais

Representa o valor da resistência resultante de todas as hastes de terra interligadas em paralelo.

$$R_{ne} = K_h \times R_{et} \, (\Omega) \tag{11.40}$$

11.6.23 Resistência Mútua dos Cabos e Eletrodos Verticais

$$R_{mu} = \frac{\rho_1}{\pi \times L_{cm}} \times \left[\ln\left(\frac{2 \times L_{cm}}{L_m}\right) + \frac{K_1 \times L_{cm}}{\sqrt{S}} - K_2 + 1 \right] \tag{11.41}$$

S – área da malha, em m^2;

L_{th} – comprimento total das hastes utilizadas, em m.

$$L_{th} = N_h \times L_m \tag{11.42}$$

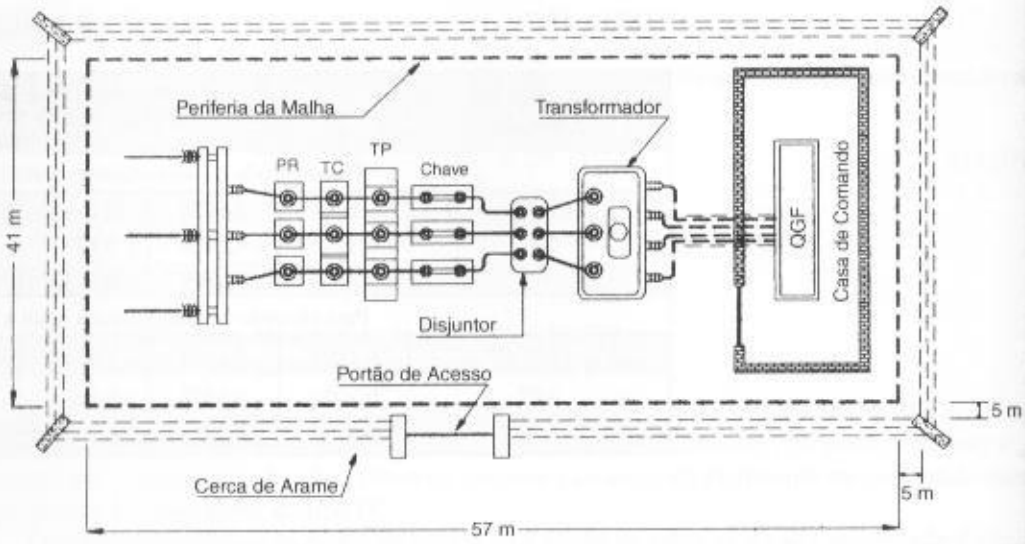
L_{th} – comprimento de uma haste, em m, isto é:

$$K_{1red} = 1{,}14125 - 0{,}0425 \times K \tag{11.43}$$

$$K_{2red} = 5{,}49 - 0{,}1443 \times K \tag{11.44}$$

$$K = \frac{C_m}{L_m} \tag{11.45}$$

FIGURA 11.27
Detalhes da vista superior da subestação



11.6.24 Resistência Total da Malha

É o valor que representa as resistências combinadas das hastes de terra e dos condutores de interligação. É dado pela Equação (11.46).

$$R_m = \frac{R_{mc} \times R_{ne} - R_{mu}^2}{R_{mc} + R_{ne} - 2 \times R_{mu}} \tag{11.46}$$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (11.1)

Considerar a área da subestação 5.000 kVA, classe 15 kV, de uma grande indústria do Ceará dada na Figura 11.27 e os valores de medição de resistividade do solo, conforme a Tabela 11.9. A corrente de curto-circuito fase-terra máxima é de 55.000 A. A corrente de curto-circuito fase-terra mínima é de 871 A. A superfície da subestação será coberta por uma camada de brita de 15 cm.

Observar que todas as resistividades medidas não apresentam desvios em relação à média superiores a 50%, como exemplo:

$$\left|\frac{603,21 - 470}{470} \times 100\right| = 28,3\% < 50\%$$

$$\left|\frac{345,90 - 467}{467} \times 100\right| = 25,9\% < 50\%$$

a) Resistividade aparente do solo

- Curva das resistividades médias, conforme a Figura 11.28
- Resistividade média do solo (ρ_m)

TABELA 11.9
Resistividade média do solo Ω · m

Distância	Subestação da Indústria Kelvin - Fortaleza					Resistividade Média (Ω · m)
m	Resistividade Medida					
	A	B	C	D	E	
2	603,21	567,20	450,20	410,00	320,50	470
4	562,23	526,10	476,11	425,04	345,90	467
8	538,23	496,10	446,11	425,04	345,90	450
16	516,19	437,58	394,58	362,98	334,41	409
32	468,89	415,58	374,58	372,98	354,41	397

A partir do valor da média das resistividades $\rho_{m1} = 470\ \Omega \cdot m$ (obtida na Tabela 11.9 na distância de 2 m) prolonga-se a curva da Figura 11.28, obtendo-se no eixo das ordenadas o valor de $\rho_1 = 472\ \Omega \cdot m$. Por outro lado, traçando-se uma assíntota à mesma curva, obtém-se o valor de $\rho_2 = 395\ \Omega \cdot$ m. Logo, a relação ρ_2/ρ_1 vale:

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{395}{472} = 0,81$$

Com o valor de $\rho_2/\rho_1 = 0,81$ obtém-se a relação $K_1 = 0,9593$ na Tabela 11.3. Logo, o valor da resistividade média em conformidade com a Equação (11.2) vale:

$$\rho_m = K_1 \times \rho_1 = 0,9593 \times 472 = 452\ \Omega \cdot m$$

- Profundidade da camada do solo corresponde à resistividade média ρ_m

De acordo com a Equação (11.5), tem-se:

$$R = \sqrt{\frac{S}{\pi}} = \sqrt{\frac{2.337}{\pi}} = 27,27\ m$$

$$S = 57 \times 41 = 2.337\ m$$

- Resistividade aparente

Da Equação (11.3), tem-se:

$$K_2 = \frac{R}{H_m} = \frac{27,27}{7,8} = 3,49$$

O valor de H_m é obtido a partir da curva da Figura 11.28, em função de $\rho_m = 452\ \Omega \cdot m$, ou seja:

$$\rho_m = 452\ \Omega \cdot m \rightarrow H_m = 7,8\ m$$

Com o valor de $K_2 = 3,49$ m e de $\rho_2/\rho_1 = 0,81$, obtém-se através da Tabela 11.4 os valores para interpolação a fim de determinar ρ_a/ρ_1, ou seja:

$$\frac{1 - 0,5}{1 - 0,9} = \frac{1 - 0,81}{1 - X_1} \rightarrow \frac{0,5}{0,1} = \frac{0,19}{1 - X_1} \rightarrow 0,481 = 0,5\,X_1 \rightarrow X_1 = 0,962$$

$$\frac{1 - 0,5}{1 - 0,8} = \frac{1 - 0,81}{1 - X_2} \rightarrow \frac{0,5}{0,2} = \frac{0,19}{1 - X_2} \rightarrow 0,462 = 0,5\,X_2 \rightarrow X_2 = 0,924$$

$$\frac{5 - 2}{0,924 - 0,962} = \frac{5 - 3,49}{0,924 - K_3} \rightarrow \frac{3}{-0,03} = \frac{1,51}{0,924 - K_3} \rightarrow 2,8293 = 3 \times K_3 \rightarrow K_3 = 0,943\ \Omega \cdot m,$$

$$\rho_a = K_3 \times \rho_1 = 0,943 \times 472 = 445\ \Omega \cdot m$$

b) Seção mínima do condutor

Será considerado que o condutor fase conectou-se acidentalmente com o condutor de aterramento, caracterizando um defeito fase-terra na condição mais severa, ou seja, máxima corrente de curto-circuito que atravessa a malha de terra.

Para $T_f = 0,5$ s, pode-se obter diretamente da Tabela 11.5 o valor da seção do condutor de cobre em mm²/A, considerando-se que a conexão entre os eletrodos de terra seja em solda exotérmica e a corrente de curto-circuito fase-terra seja de 55.000 A, em baixa tensão.

$S_c = K \times I_{cp} \rightarrow S_c = 0,002533 \times I_{cp}$
$S_c = 0,002533 \times 55.000 = 139,3\ mm^2$
$S_c = 150\ mm^2$ (seção adotada)

c) Número de condutores principais e de junção

Como primeira tentativa será considerado arbitrariamente um espaçamento entre os condutores principais de 3,35 m e de 3,40 m (veja Figura 11.29) para os condutores de junção, ou seja:

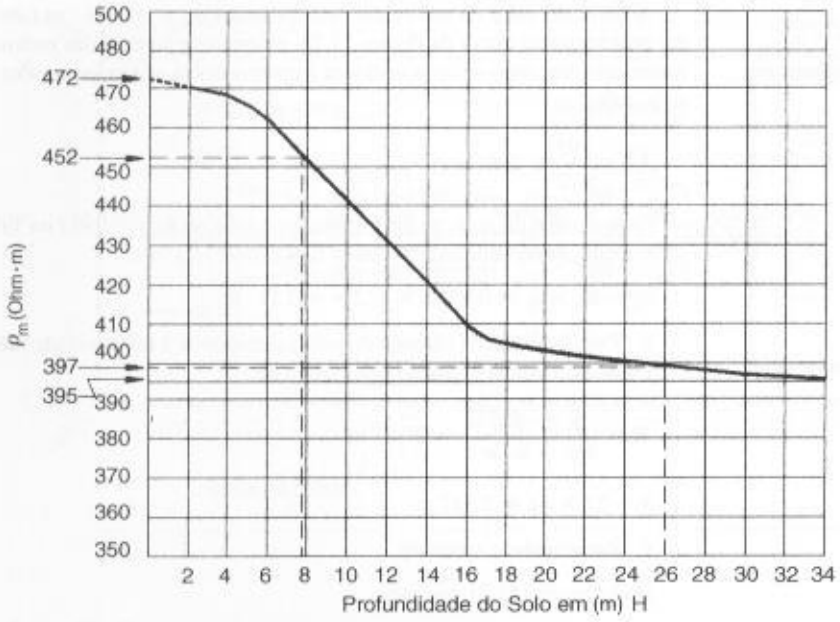
$D_c = 3,40$ m (8,29% de L_m – valor considerado inicialmente)
$D_j = 3,35$ m (5,87% de C_m – valor considerado inicialmente)

- Condutores principais

Da Equação (11.9), tem-se:

$$N_{cp} = \frac{C_m}{D_c} + 1 = \frac{57}{3,35} + 1 = 18\ \text{condutores}$$

FIGURA 11.28
Curva de resistividade do solo



- Condutores de junção

Da Equação (11.10), tem-se:

$$N_{cj} = \frac{L_m}{D_c} + 1 = \frac{41}{3{,}40} + 1 = 13 \text{ condutores}$$

d) Comprimento dos condutores da malha de terra

Da Equação (11.11), tem-se:

$L_{cm} = 1{,}05 \times [(C_m \times N_{cj}) + (L_m \times N_{cp})]$
$L_{cm} = 1{,}05 \times [57 \times 13) + (41 \times 18)] = 1.552{,}9$ m

e) Coeficientes de ajuste

- Coeficiente K_m para os condutores principais

Da Equação (11.12), tem-se:

$$K_m = \frac{1}{2 \times \pi} \times \ln\left(\frac{D^2}{4 \times \pi \times (N-1) \times H \times D_{cc}}\right)$$

$H = 0{,}5$ m (profundidade considerada da malha de terra)

$$K_{mp} = \frac{1}{2 \times \pi} \times \ln\left(\frac{3{,}35^2}{4 \times \pi \times (18-1) \times 0{,}5 \times 0{,}01433}\right) = 0{,}317$$

$D_{cc} = 14{,}33$ mm $= 0{,}01433$ m (Tabela 3.47)

- Coeficiente K_m para os condutores de junção

Da Equação (11.12), tem-se:

$$K_{mj} = \frac{1}{2 \times \pi} \times \ln\left[\frac{3{,}40^2}{4 \times \pi \times (13-1) \times 0{,}5 \times 0{,}01433}\right] = 0{,}377$$

f) Coeficiente de ajuste K_i

- Coeficiente K_i para os condutores principais

Da Equação (11.13), tem-se:

$$K_i = \frac{1}{\pi} \times \left\{\frac{1}{2 \times H} + \frac{1}{D+H} + \frac{\ln[0{,}655 \times (N-1) - 0{,}328]}{D}\right\}$$

$$K_{xp} = \frac{1}{\pi} \times \left[\frac{1}{2 \times 0,5} + \frac{1}{3,35 + 0,5} + \frac{\ln[0,665 \times (18 - 1) - 0,328]}{3,35^2} \right] = 0,469$$

- Coeficiente K_j para os condutores de junção

Da Equação (11.13), tem-se:

$$K_{xj} = \frac{1}{\pi} \times \left[\frac{1}{2 \times 0,5} + \frac{1}{3,40 + 0,5} + \frac{\ln[0,665 \times (13 - 1) - 0,328]}{3,40^2} \right] = 0,456$$

g) Coeficiente de ajuste K_i

- Coeficiente K_i para os condutores principais

Das Equações (11.14) e (11.15), tem-se:

- $K_{ip} = 0,65 + 0,172 \times N_{cp} = 0,65 + 0,172 \times 18 = 3,746$

Coeficiente K_j para os condutores de junção

$K_{ij} = 0,65 + 0,172 \times N_{cj} = 0,65 + 0,172 \times 13 = 2,886$

h) Comprimento mínimo do condutor da malha

Da Equação (11.16), tem-se:

$$L_c = \frac{0,317 \times 3,746 \times 448 \times 871 \times \sqrt{0,5}}{0,116 + 0,174 \times 3.000} = 627 \text{ m}$$

$\rho_s = 3.000\ \Omega$ (camada superficial de brita de 15 cm)

Adotar o maior produto $K_m \times K_i$ para uma direção considerada, ou seja, $K_{mp} \times K_{ip}$.

$L_{cm} > L_c$ (condição satisfeita).

Observar que inicialmente a quantidade mínima de condutores é muito inferior ao valor adotado. É economicamente viável a redução da quantidade de condutores se os demais parâmetros a serem analisados alcançarem valores que permitam uma redefinição da geometria da malha de terra.

i) Tensão máxima de passo

Da Equação (11.19), tem-se:

$$E_{pa} = \frac{116 + 0,7 \times \rho_s}{\sqrt{T_f}} = \frac{116 + 0,7 \times 3.000}{\sqrt{0,5}} = 3.133 \text{ V}$$

j) Tensão de passo existente na periferia da malha

Da Equação (11.20), tem-se:

$$E_{per} = \frac{K_x \times K_i \times \rho_1 \times I_{cc}}{L_{cm}} = \frac{0,469 \times 3,746 \times 472 \times 871}{1.552,9} = 465,1 \text{ V}$$

$E_{pa} > E_{per}$ (condição satisfeita).

Adotar o maior produto $K_x \times K_i$ para uma direção considerada, ou seja, $K_{xp} \times K_{ip}$.

k) Tensão máxima de toque

Da Equação (11.22), tem-se:

$$E_{to} = \frac{116 + 0,174 \times \rho_s}{\sqrt{T_f}} = \frac{116 + 0,174 \times 3.000}{\sqrt{0,5}} = 902,2 \text{ V}$$

l) Tensão de toque existente

Da Equação (11.23), tem-se:

$$E_{te} = \frac{K_m \times K_i \times \rho_1 \times I_{cc}}{L_{cm}} = \frac{0,317 \times 3,746 \times 472 \times 871}{1.552,9} = 314,3 \text{ V}$$

$E_{to} > E_{te}$ (condição satisfeita).

m) Corrente máxima de choque

Da Equação (11.25), tem-se:

$$I_{ch} = \frac{116}{\sqrt{T_f}} = \frac{116}{\sqrt{0,5}} = 164 \text{ mA}$$

n) Corrente de choque existente devido à tensão de passo sem brita na periferia da malha

Da Equação (11.26), tem-se:

$$I_{pmsb} = \frac{1.000 \times E_{per}}{1.000 + 6 \times \rho_s} = \frac{1.000 \times 465,1}{1.000 + 6 \times 472} = 121,3 \text{ mA}$$

$I_{pmsb} < I_{ch}$ (condição satisfeita).

o) Corrente de choque existente na periferia da malha devido à tensão de passo, com camada de brita

Da Equação (11.28), tem-se:

$$I_{pmcb} = \frac{1.000 \times E_{per}}{1.000 + 6 \times (\rho_1 + \rho_s)} = \frac{1.000 \times 465,1}{1.000 + 6 \times (472 + 3.000)} = 21,3 \text{ mA}$$

$I_{pmcb} < I_{ch}$ (condição satisfeita).

p) Corrente de choque devido à tensão de toque existente, sem brita

Da Equação (11.30), tem-se:

$$I_{tmsb} = \frac{1.000 \times E_{te}}{1.000 + 1,5 \times \rho_1} = \frac{1.000 \times 314,3}{1.000 + 1,5 \times 472} = 184,0 \text{ mA}$$

$I_{tmsb} > I_{ch}$ (condição não satisfeita: a utilização da brita é portanto, fundamental).

q) Corrente de choque devido à tensão de toque existente, com brita

Da Equação (11.32), tem-se:

$$I_{tmcb} = \frac{1.000 \times E_{te}}{1.000 + 1,5 \times (\rho_1 + \rho_s)} = \frac{1.000 \times 314,3}{1.000 + 1,5 \times (472 + 3.000)} = 50,62 \text{ mA}$$

$I_{tmcb} < I_{ch}$ (condição satisfeita).

r) Corrente mínima de acionamento do relé de terra

Da Equação (11.34), tem-se:

$$I_a = \frac{(R_{ch} + 1,5 \times \rho_s) \times 9 \times L_{cm}}{1.000 \times K_m \times K_i \times \rho_1} = \frac{(1.000 + 1,5 \times 3.000) \times 9 \times 1.552,9}{1.000 \times 0,317 \times 3,746 \times 472} = 137,1 \text{ A}$$

$R_{ch} = 1.000\ \Omega$ (resistência considerada do corpo humano)

s) Potenciais da região externa à malha

Da Equação (11.35), tem-se:

$$\Delta E_e = \left[K_{c(x)} - K_{c(x-1)}\right] \frac{\rho_1 \times I_{cp}}{L_c}$$

Como a cerca está afastada da periferia da malha de terra, então será calculado o valor K para $X = 5$ m e para $X = (5 - 1)$ m (veja a Figura 11.27), relativamente aos condutores principais, por ser esta a condição mais desfavorável. Da Equação (11.36), tem-se:

- Para $X = 5$, ou seja, $K_{c(5)}$

$$K_{c(x)} = \frac{1}{2 \times \pi} \times \ln\left\{\frac{(H^2 + X^2) \times \left[H^2 + (D + X)^2\right]}{H \times D_{cp} \times (H^2 + D^2)}\right\} + \frac{1}{\pi} \times \ln\left[\frac{2 \times D + X}{2 \times D} \times \frac{3 \times D + X}{3 \times D} \times \right.$$

$$\left. \frac{3 \times D + X}{3 \times D} \times \frac{4 \times D + X}{4 \times D} \times \ldots\ldots \times \frac{(N-1) \times D + X}{(N-1) \times D}\right]$$

$$K_{c(x)} = \frac{1}{2 \times \pi} \times \ln\left\{\frac{(0,5^2 + 5^2) \times \left[0,5^2 + (3,35+5)^2\right]}{0,5 \times 0,01433 \times (0,5+3,35)}\right\} + \frac{1}{\pi} \times \ln\left[\frac{2 \times 3,35 + 5}{2 \times 3,35} \times \frac{3 \times 3,35 + 5}{3 \times 3,35} \times \right.$$

$$\left. \times \frac{4 \times 3,35 + 5}{4 \times 3,35} \times \frac{5 \times 3,35 + 5}{5 \times 3,35} \times \frac{6 \times 3,35 + 5}{6 \times 3,35} \times \frac{7 \times 3,35 + 5}{7 \times 3,35} \times \frac{8 \times 3,35 + 5}{8 \times 3,35} \times \right.$$

$$\times \frac{9 \times 3,35 + 5}{9 \times 3,35} \times \frac{10 \times 3,35 + 5}{10 \times 3,35} \times \ldots\ldots \times \frac{17 \times 3,35 + 5}{17 \times 3,35}\Bigg]$$

$$K_{c(5)} = \frac{1}{2 \times \pi} \times 111,06 + \frac{1}{\pi} \times \ln(23,1) = 2,75$$

- Para $X = 4$, ou seja, $K_{c(4)}$

Adotando-se o mesmo procedimento anterior, tem-se:

$$K_{c(4)} = \frac{1}{2 \times \pi} \times 10,43 + \frac{1}{\pi} \times \ln(21,14) = 2,63$$

Logo, a tensão a que fica submetida uma pessoa que toca a cerca, estando afastada da malha de terra de 1 (um) m no momento de um curto-circuito vale:

$$\Delta E_c = (2,75 - 2,63) \times \frac{472 \times 871}{1.552,9} = 84,71 \text{ V}$$

$\Delta E_c < E_{ca}$ (condição satisfeita).

Neste caso, verifica-se que a cerca não necessita de aterramento.

t) Resistência da malha de terra

Da Equação (11.37), tem-se:

$$R_{mt} = \frac{\rho_a}{4 \times R} + \frac{\rho_a}{L_{cm}} = \frac{445}{4 \times 27,27} + \frac{445}{1.552,9} = 4,3\ \Omega$$

O valor da resistência de terra satisfaz plenamente ao máximo estabelecido, que é de 10 Ω para subestações de 15 kV. Para efeito de demonstração de cálculo, porém, será determinada a influência dos eletrodos verticais no valor final da resistência da malha de terra.

u) Resistência de um aterramento de um eletrodo vertical

Da Equação (11.38), tem-se:

$$R_{et} = \frac{\rho_a}{2 \times \pi \times L_h} \times \ln\left(\frac{400 \times L_h}{2,54 \times D_h}\right) = \frac{445}{2 \times \pi \times 3} \times \ln\left(\frac{400 \times 3}{2,54 \times 3/4}\right) = 152,1\ \Omega$$

$D_h = 3/4"$

$L_h = 3$ m

v) Coeficiente de redução da resistência de um eletrodo vertical

Da Equação (11.39), tem-se:

$$K_h = \frac{1 + A \times B}{N_h} = \frac{1 + 0,0407 \times 7,0329}{12} = 0,10718$$

$N_h = 12$ hastes de terra (valor adotado arbitrariamente e visto na Fig. 11.29)

$A = 0,0407$ (Tabela 11.7 – a distância entre as hastes de terra varia de 13,40 m a 13,60 m; utilizar o valor de 12 m)

$B = 7,0329$ (valor interpolado da Tabela 11.8), ou seja:

$$\frac{9 - 16}{5,8917 - 8,5545} = \frac{9 - 12}{5,8917 - B} \rightarrow B = 7,0329$$

x) Resistência de aterramento do conjunto de eletrodos verticais

Da Equação (11.40), tem-se:

$$R_{ae} = K_h \times R_{et} = 0,1071 \times 152,1 = 16,3 \text{ V}$$

y) Resistência mútua dos cabos e eletrodos verticais

Da Equação (11.41), tem-se:

$$R_{mu} = \frac{\rho_a}{\pi \times L_{cm}} \times \left[\ln\left(\frac{2 \times L_{cm}}{L_{th}} + \frac{K_1 \times L_{cm}}{\sqrt{S}} - K_2 + 1\right)\right]$$

$$R_{mu} = \frac{445}{\pi \times 1.552,9} \times \left[\ln\left(\frac{2 \times 1.552,9}{12 \times 3}\right) + \frac{1,082 \times 1.552,9}{\sqrt{2.337}} - 5,289 + 1\right] \rightarrow R_{mu} = 3,18\ \Omega$$

$$K = \frac{C_m}{L_m} = \frac{57}{41} = 1,39$$

$$L_{th} = N_h \times L_{th} = 12 \times 3 = 36 \text{ m}$$

$K_1 = 1{,}14125 - 0{,}0425 \times K = 1{,}14125 - 0{,}0425 \times 1{,}39 = 1{,}082$
$K_2 = 5{,}49 - 0{,}1443 \times K = 5{,}49 - 0{,}1443 \times 1{,}39 = 5{,}289$

z) Resistência total da malha

Da Equação (11.46)

$$R_m = \frac{R_{mc} \times R_{ae} - R_{mu}^2}{R_{mc} + R_{ae} - 2 \times R_{mu}}$$

$$R_m = \frac{4{,}3 \times 16{,}3 - 3{,}18^2}{4{,}3 + 16{,}3 - 2 \times 3{,}18} = 4{,}21\ \Omega$$

Observar que a redução da resistência da malha de terra foi de 2,1% quando se considerou o efeito dos eletrodos verticais. A Figura 11.29 mostra a formação final da malha de terra.

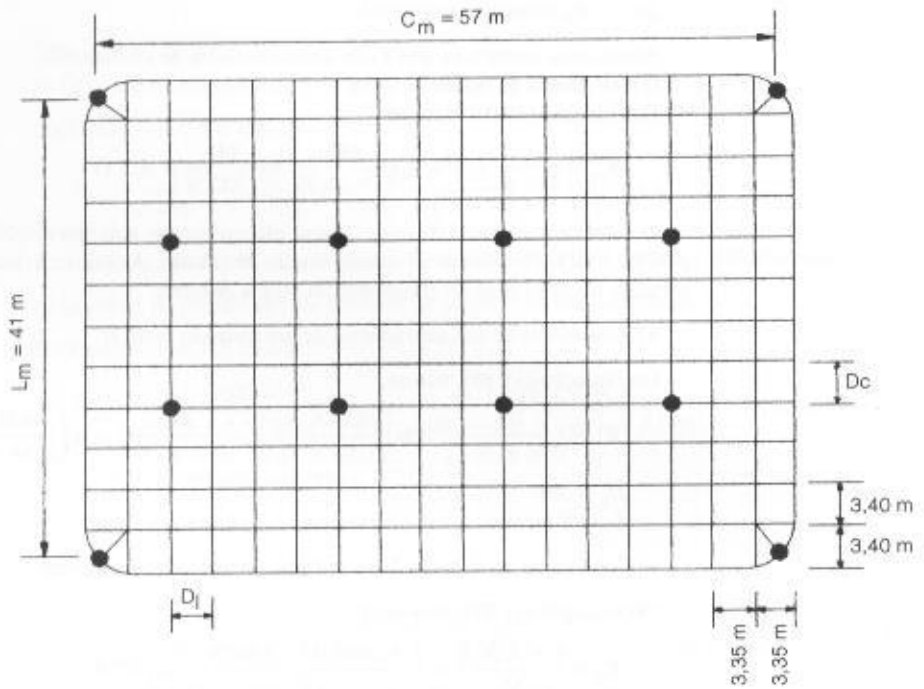


FIGURA 11.29
Malha de terra

11.7 CÁLCULO DE UM SISTEMA DE ATERRAMENTO COM ELETRODOS VERTICAIS

Consiste em determinar a resistência de aterramento de um sistema contendo apenas eletrodos verticais interligados através de um condutor. Os eletrodos verticais podem estar dispostos na configuração alinhada, circular, quadrada cheia, quadrada vazia e triângulo.

Este tipo de sistema é normalmente aplicado ao aterramento de pequenas subestações de distribuição utilizadas em plantas de edificações residenciais, comerciais e industriais.

É importante observar que a resistência equivalente de um conjunto de eletrodos verticais alinhados não corresponde ao mesmo resultado do paralelismo de resistências elétricas. A zona de interferência das linhas eqüipotenciais provoca uma área de bloqueio do fluxo de corrente de cada eletrodo vertical, de sorte que a resistência do conjunto de eletrodos é superior ao valor dos eletrodos quando considerados como resistores em paralelo.

$$\frac{R_{el}}{N_h} < R_{ae} < R_{el} \qquad (11.47)$$

R_{el} – resistência de um eletrodo ou haste, em Ω;
R_{ae} – resistência equivalente de N_h eletrodos (hastes) interligados, em Ω;
N_h – número de eletrodos utilizados.

11.7.1 Resistência de Aterramento de um Eletrodo Vertical

Pode-se determinar através da Equação (11.48), já apresentada na Equação (11.38), ou seja:

$$R_{ei} = \frac{\rho_a}{2 \times \pi \times L_h} \times \ln\left(\frac{400 \times L_h}{2{,}54 \times D_h}\right) \tag{11.48}$$

A resistividade do solo ρ_a deve ser determinada através dos processos anteriormente definidos.

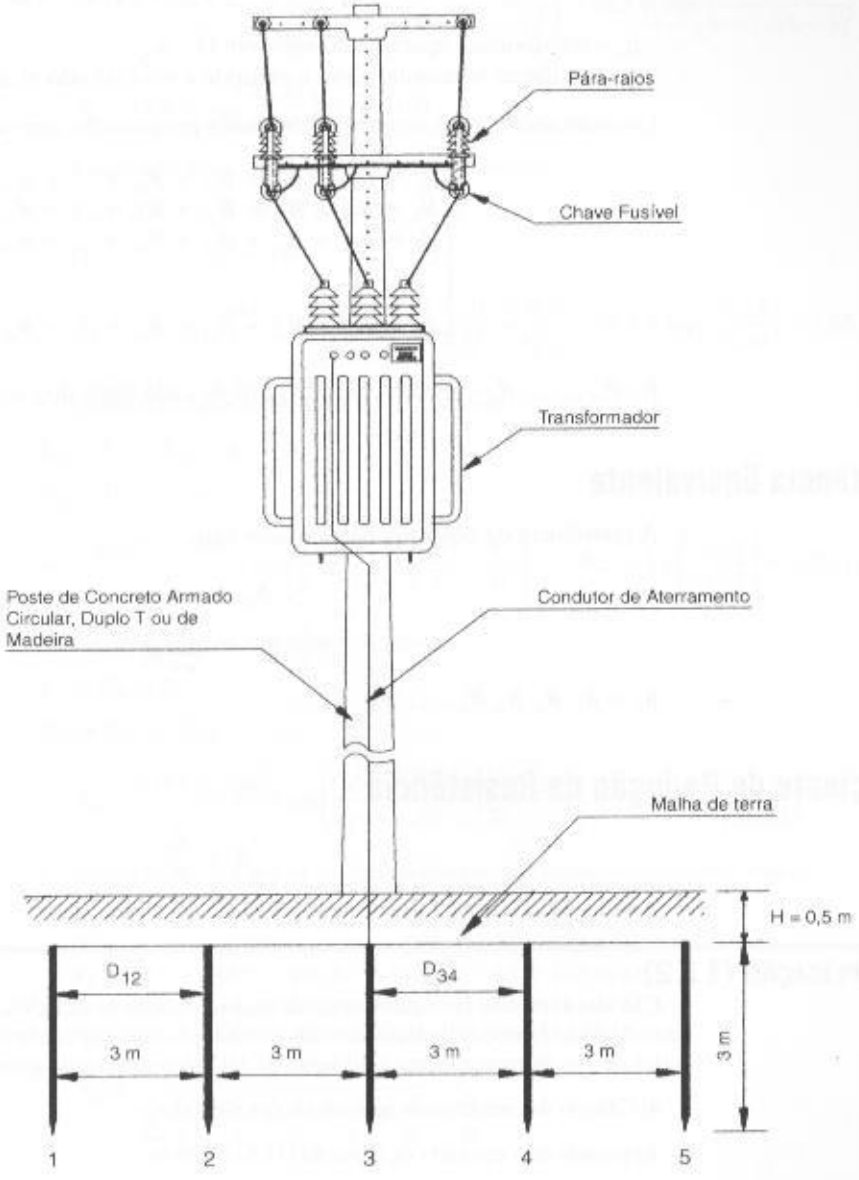


FIGURA 11.30
Aterramento com hastes alinhadas

11.7.2 Resistência de Aterramento de Cada Haste do Conjunto de Eletrodos

Devido à influência das linhas eqüipotenciais, a resistência de cada eletrodo vertical considerado no seu conjunto é diferente da resistência de apenas um único eletrodo tomado separadamente, ou seja:

$$R_e = R_{ei} + \sum_{n=1}^{n} R_{em} \tag{11.49}$$

R_{em} – acréscimo da resistência do eletrodo e por influência do eletrodo m;
$n = N_h$.

11.7.2.1 Acréscimo da resistência do eletrodo *e* por influência do eletrodo *m* (R_{em})

A determinação de R_{em} pode ser feita através da Equação (11.50)

$$R_{em} = \frac{0{,}183 \times \rho_a}{L_h} \times \log\left[\frac{\left(\sqrt{L_h^2 + D_{em}^2}\right)^2 - L_h^2 - D_{em}^2}{D_{em}^2 - \left(\sqrt{L_h^2 + D_{em}^2} - L_h\right)^2}\right] \tag{11.50}$$

ρ_a – resistividade aparente do solo, em $\Omega \cdot$ m;
D_{em} – distância horizontal entre o eletrodo e e o eletrodo m, em m.

Considerando-se um conjunto de n hastes em paralelo, tem-se:

$$\begin{bmatrix} R_1 = R_{11} + R_{12} + R_{13} + R_{14} + \ldots + R_{1n} \\ R_2 = R_{21} + R_{22} + R_{23} + R_{24} + \ldots + R_{2n} \\ R_3 = R_{31} + R_{32} + R_{33} + R_{34} + \ldots + R_{3n} \\ \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot \\ R_n = R_{n1} + R_{n2} + R_{n3} + R_{n4} + \ldots + R_{nn} \end{bmatrix} \tag{11.51}$$

$R_1, R_2, \ldots\ldots R_n$ – resistência individual de cada haste do conjunto.

11.7.3 Resistência Equivalente

A resistência do conjunto de eletrodos vale:

$$R_{ne} = \frac{1}{\sum_{e=1}^{n} \frac{1}{R_e}} \tag{11.52}$$

$R_e = R_1, R_2, R_3, R_4, \ldots\ldots, R_n$

11.7.4 Coeficiente de Redução da Resistência

$$K = \frac{R_{ne}}{R_{ei}} \tag{11.53}$$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (11.2)

Calcular a resistência de aterramento de uma subestação de 225 kVA, em torre simples, contendo um conjunto de cinco eletrodos (hastes) verticais alinhados e dispostos conforme a Figura 11.30. Serão utilizadas 5 hastes de 3 m de comprimento e diâmetro de 3/4". A resistividade aparente do solo é de 300 $\Omega \cdot$ m.

a) Cálculo das resistências individuais dos eletrodos

Aplicando-se o conjunto da Equação (11.51), tem-se:

$$\begin{bmatrix} R_1 = R_{11} + R_{12} + R_{13} + R_{14} + R_{15} \\ R_2 = R_{21} + R_{22} + R_{23} + R_{24} + R_{25} \\ R_3 = R_{31} + R_{32} + R_{33} + R_{34} + R_{35} \\ R_4 = R_{41} + R_{42} + R_{43} + R_{44} + R_{45} \\ R_5 = R_{51} + R_{52} + R_{53} + R_{54} + R_{55} \end{bmatrix}$$

- Compondo-se os eletrodos de mesmos índices, tem-se:

$$R_{11} = R_{22} = R_{33} = R_{44} = R_{55} = R_{ee}$$

$$R_{ei} = R_{ee} = \frac{\rho_a}{2 \times \pi \times L_h} \times \ln\left(\frac{400 \times L_h}{2{,}54 \times D_h}\right)$$

$$R_{ae} = \frac{300}{2 \times \pi \times 3} \times \ln\left[\frac{400 \times 3}{2{,}54 \times 3/4}\right] = 102{,}5\ \Omega$$

- Compondo-se os eletrodos 1-2, 2-3, 3-4 e 4-5, tem-se:

$R_{12} = R_{21} = R_{23} = R_{32} = R_{34} = R_{43} = R_{45} = R_{54} = R_a$

$D_{12} = D_{23} = D_{34} = D_{45} = 3_m$

$$R_a = \frac{0{,}183 \times \rho_1}{L_h} \times \log\left[\frac{\left(\sqrt{L_h^2 + D_{12}^2} + L_h\right)^2 - D_{12}^2}{D_{12}^2 - \left(\sqrt{L_h^2 + D_{12}^2} - L_h\right)^2}\right]$$

$$R_a = \frac{0{,}183 \times 300}{3} \times \log\left[\frac{\left(\sqrt{3^2 + 3^2} + 3\right)^2 - 3^2}{3^2 - \left(\sqrt{3^2 + 3^2} - 3\right)^2}\right] = 18{,}3 \times \log\left[\frac{\left(\sqrt{18} + 3\right)^2 - 9}{9 - \left(\sqrt{18} - 3\right)^2}\right]$$

$$R_a = 18{,}3 \times \log\left(\frac{43{,}45}{7{,}45}\right) = 14{,}01\ \Omega$$

- Compondo-se os eletrodos 1-3, 2-4 e 3-5, tem-se:

$R_{13} = R_{31} = R_{24} = R_{42} = R_{35} = R_{53} = R_b$

$D_{13} = D_{24} = D_{35} = 6$ m

$$R_b = \frac{0{,}183 \times 300}{3} \times \log\left[\frac{\left(\sqrt{3^2 + 6^2} + 3\right)^2 - 6^2}{6^2 - \left(\sqrt{3^2 + 6^2} - 3\right)^2}\right] = 18{,}3 \times \log\left[\frac{58{,}24}{22{,}24}\right] = 7{,}65\ \Omega$$

- Compondo-se os eletrodos 1-4 e 2-5, tem-se:

$R_{14} = R_{41} = R_{25} = R_{52} = R_c$

$D_{14} = D_{25} = 9$ m

$$R_c = \frac{0{,}183 \times 300}{3} \times \log\left[\frac{\left(\sqrt{3^2 + 9^2} + 3\right)^2 - 9^2}{9^2 - \left(\sqrt{3^2 + 9^2} - 3\right)^2}\right] = 18{,}3 \times \log\left[\frac{74{,}92}{38{,}92}\right] = 5{,}20\ \Omega$$

- Compondo-se os eletrodos 1-5, tem-se:

$R_{15} = R_{51} = R_d$

$D_{15} = D_{25} = 12$ m

$$R_d = \frac{0{,}183 \times 300}{3} \times \log\left[\frac{\left(\sqrt{3^2 + 12^2} + 3\right)^2 - 12^2}{12^2 - \left(\sqrt{3^2 + 12^2} - 3\right)^2}\right] = 18{,}3 \times \log\left[\frac{92{,}21}{56{,}21}\right] = 3{,}93\ \Omega$$

- Substituindo-se todos os valores no conjunto de equações anteriores, tem-se:

$R_1 = 102{,}50 + 14{,}01 + 7{,}65 + 5{,}20 + 3{,}93 = 133{,}29\ \Omega$
$R_2 = 14{,}01 + 102{,}50 + 14{,}01 + 7{,}65 + 5{,}20 = 143{,}37\ \Omega$
$R_3 = 7{,}65 + 14{,}01 + 102{,}50 + 14{,}01 + 7{,}65 = 145{,}82\ \Omega$
$R_4 = 5{,}20 + 7{,}65 + 14{,}01 + 102{,}50 + 14{,}01 = 143{,}37\ \Omega$
$R_5 = 3{,}93 + 5{,}20 + 7{,}65 + 14{,}01 + 102{,}50 = 133{,}29\ \Omega$

$$R_{ae} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n} \frac{1}{R_i}} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_4} + \frac{1}{R_5}}$$

$$R_{ae} = \frac{1}{\frac{2}{133{,}29} + \frac{2}{143{,}37} + \frac{1}{145{,}82}} = \frac{1}{0{,}035}$$

$R_{ae} = 28{,}57\ \Omega$

b) Cálculo do coeficiente de redução da resistência

De acordo com a Equação (11.53), tem-se:

$$K = \frac{R_{ae}}{R_{a1}} = \frac{28{,}57}{102{,}50} = 0{,}278$$

11.8 MEDIÇÃO DA RESISTÊNCIA DE TERRA DE UM SISTEMA DE ATERRAMENTO

Toda subestação, antes de ser energizada pela concessionária local, sofre a inspeção de rotina para verificação de certos parâmetros considerados essenciais à segurança do indivíduo.

Sendo a malha de terra um dos fatores predominantes na segurança de um sistema elétrico industrial, a sua resistência deve satisfazer às condições previstas em norma ou em documentos de instituições internacionais de comprovada idoneidade, como o IEC.

A medição da resistência da malha de terra é feita através do terrômetro utilizando-se os eletrodos conforme disposição mostrada na Figura 11.31. Consiste em aplicar uma tensão entre o sistema a ser medido e um terra auxiliar, e medir a resistência de terra até o ponto desejado, conforme o esquema da Figura 11.32. Os conectores C1 e P1 são ligados a um eletrodo da malha de terra situado na periferia da mesma, podendo utilizar-se do ponto médio de um dos lados, ou de um dos vértices, supondo a malha de terra com geometria retangular, conforme a Figura 11.32.

A medição registrada entre os terminais P2 e C1 fornece um valor aproximado de resistência de terra na região entre o eletrodo P2 e a malha. Podem ser tomadas várias medições, considerando-se fixa a posição do eletrodo C2 e variando-se a distância entre o eletrodo P2 e a malha. Efetuando-se várias medições ao se deslocar o eletrodo P2 desde as proximidades da malha até o ponto C2, nesta mesma direção, com os valores obtidos pode ser traçada uma curva de características semelhantes à da Figura 11.33. O eletrodo C2 deve ser colocado distante da malha de terra, numa região onde a densidade da corrente, fluindo do subsolo, seja praticamente nula. Considerando-se a curva da Figura 11.33, pode-se concluir que o eletrodo P2, colocado a uma distância P de valor igual a 0,618 × C2, fornece o valor da resistência da malha de terra.

De maneira geral, o valor da resistência de malha pode ser obtido quando o eletrodo P2 for fincado a uma distância média entre C2 e a malha. Para subestações onde não se dispõe de terreno suficiente para o afastamento do eletrodo de corrente C2, pode-se considerar como distância satisfatória aquela correspondente à diagonal da malha de terra, considerando-a de forma retangular.

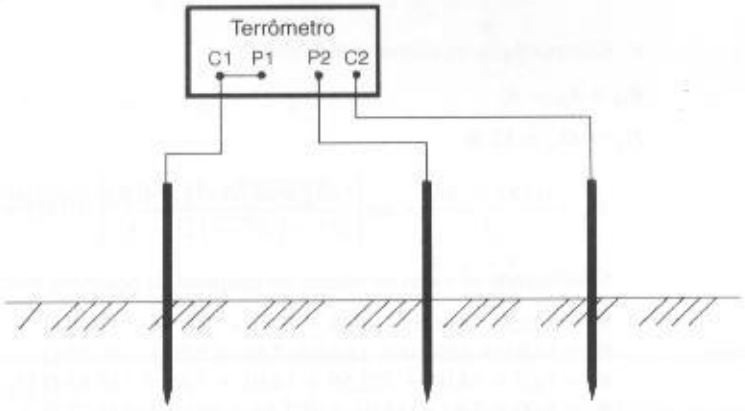


FIGURA 11.31
Ligação do terrômetro utilizando eletrodos de medida de resistência de malha

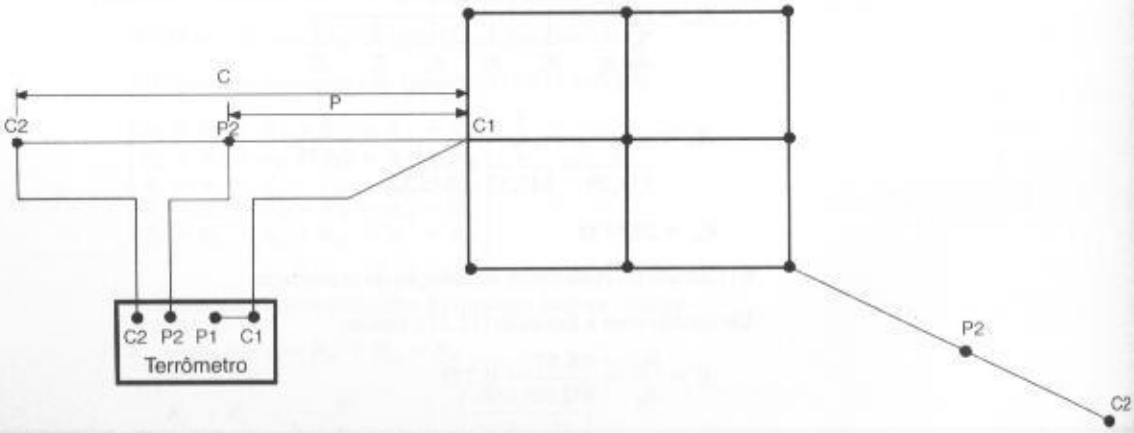


FIGURA 11.32
Posição do terrômetro para a medição de resistência da malha

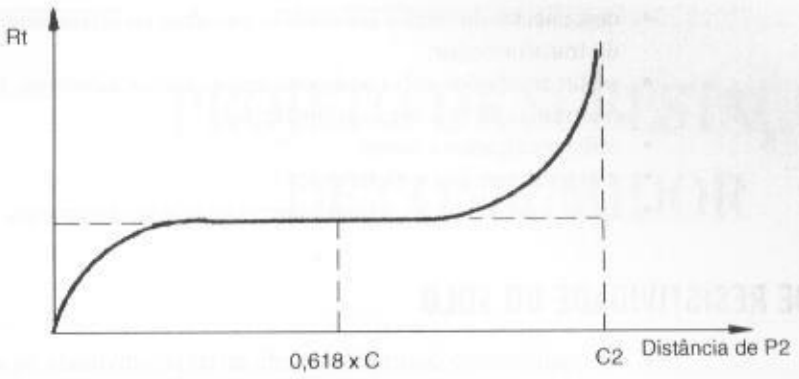


FIGURA 11.33
Curva que define o valor da resistência de malha

Para se determinar as distâncias C e P definidas na Figura 11.32, aplicar a seguinte metodologia:

- Determinar o raio R do círculo equivalente à área da malha de terra, conforme Equação (11.5).
- Determinar o valor de C dado na Figura 11.32 através da Equação (11.54).

$$C = R \times K \tag{11.54}$$

R – raio do círculo cuja área é igual à área da malha de terra, conforme Equação (11.5).

K – considerar um mínimo de 10, sendo aconselhável adotar-se o valor de 30 ou superior, em que se obtém valores de resistência de malha de terra na região plana da curva mostrada na Figura 11.33.

Quanto maior o valor de K maior é o espaço necessário para fincar o eletrodo $C2$ mostrado na Figura 11.32, porém menor será o erro no resultado da medição, reduzindo a interferência da malha de terra com o eletrodo de corrente $C2$.

- Determinar o valor de P através da Equação (11.55)

$$P = 0{,}618 \times C \tag{11.55}$$

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (11.3)

Determinar as distâncias à malha de terra a que devem ficar os eletrodos $C2$ e $P2$ para a medição da respectiva resistência, calculada no Exemplo de Aplicação (11.1).

a) Adotar o valor de $K = 10$

De acordo com a Equação (11.5), tem-se:

$S = 57 \times 41 = 2.337 \text{ m}^2$

$$R = \sqrt{\frac{S}{\pi}} = \sqrt{\frac{2.337}{\pi}} = 27{,}27 \text{ m}$$

$C = R \times K = 27{,}27 \times 10 = 272{,}7 \text{ m}$
$P = 0{,}618 \times C = 0{,}618 \times 272{,}7 = 168{,}5 \text{ m}$

b) Adotar o valor de $K = 20$

$C = R \times K = 27{,}27 \times 20 = 545{,}4 \text{ m}$
$P = 0{,}618 \times C = 0{,}618 \times 545{,}4 = 337{,}0 \text{ m}$

c) Adotar o valor de $K = 30$

$C = R \times K = 27{,}27 \times 30 = 818{,}1 \text{ m}$
$P = 0{,}618 \times C = 0{,}618 \times 818{,}1 = 505{,}5 \text{ m}$

11.8.1 Precauções de Segurança Durante as Medições de Resistência de Aterramento

Relativamente a potenciais perigosos que podem aparecer próximos a sistemas de aterramento ou a estruturas condutoras aterradas, devem ser tomadas as seguintes medidas de segurança, visando evitar acidentes durante a execução das medidas de resistência de aterramento:

- desconectar do terra a ser medido os cabos de aterramento de transformadores e do neutro do transformador;
- evitar medições sob condições atmosféricas adversas; isto decorre da possibilidade de ocorrência de descargas atmosféricas;
- utilizar calçados e luvas;
- não tocar nos fios e eletrodos;
- evitar a presença de animais e pessoas alheias ao serviço.

11.9 MEDIDOR DE RESISTIVIDADE DO SOLO

É um equipamento destinado à medição da resistividade do solo ou à resistência da malha de terra. Pode ser do tipo eletromecânico ou eletrônico.

O tipo eletromecânico é constituído de um gerador de corrente alternada que alimenta dois circuitos básicos. Um circuito retifica a tensão gerada, obtendo-se um campo magnético de sentido fixo na bobina de corrente BC, cuja tensão é ajustada por um conjunto de resistências. Aos terminais internos do gerador são conectados os circuitos de corrente C1-C2, aos quais são ligados os eletrodos de medida.

Para medir a resistência de uma malha de terra, por exemplo, basta montar os eletrodos, conforme a Figura 11.34, e acionar o gerador do aparelho. Uma corrente é, então, injetada no eletrodo C2 e percorre o caminho C2-C1, passando pelo eletrodo P2.

O terrômetro registra, nestas condições, a queda de tensão entre os eletrodos P2 e C1 (conectado a P1).

É bastante simples o seu funcionamento. Um conjunto de seletores ligados aos resistores de controle é utilizado para ajustar a tensão retificada que alimenta a bobina BC, cujo efeito defletor é contrário ao da bobina de potencial BP, alimentada pelo circuito externo P1-P2. Quando o ponteiro da escala de leitura adquirir durante a medição uma posição central, isso significa que a tensão na bobina de corrente (valor ajustado e conhecido) é igual à tensão registrada pela bobina de potencial (valor que se quer conhecer). Logo, a resistência procurada é o resultado dos próprios valores ajustados no aparelho.

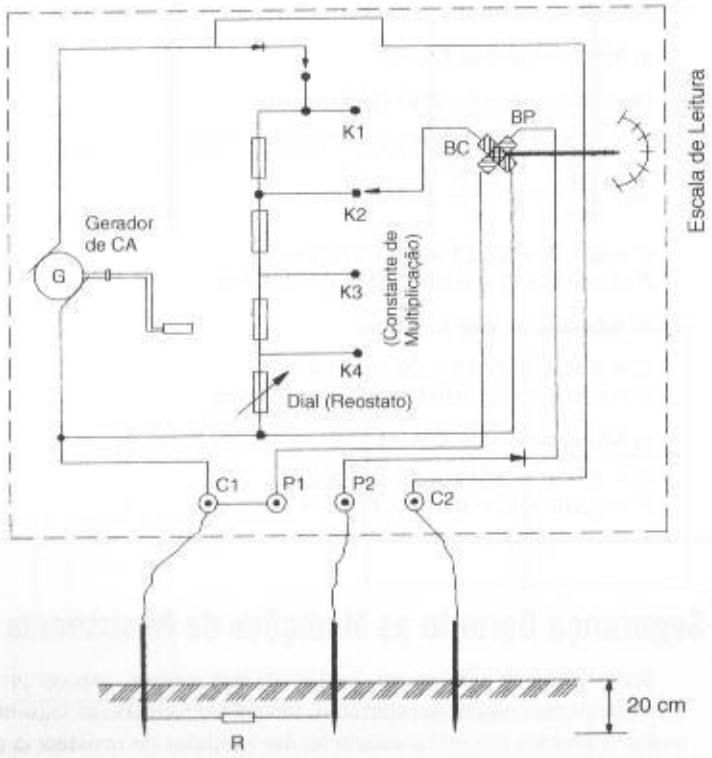


FIGURA 11.34
Diagrama de ligação do terrômetro

CAPÍTULO 12

PROJETO DE SUBESTAÇÃO DE CONSUMIDOR

12.1 INTRODUÇÃO

Subestação é um conjunto de condutores, aparelhos e equipamentos destinados a modificar as características da energia elétrica (tensão e corrente), permitindo a sua distribuição aos pontos de consumo em níveis adequados de utilização. Em termos gerais, as subestações podem ser classificadas como:

a) Subestação central de transmissão

É aquela normalmente construída ao lado das usinas produtoras de energia elétrica, cuja finalidade é elevar os níveis de tensão fornecidos pelos geradores para transmitir a potência gerada aos grandes centros de consumo.

b) Subestação receptora de transmissão

É aquela construída próxima aos grandes blocos de carga e que está conectada, através de linha de transmissão, à subestação central de transmissão ou à outra subestação receptora intermediária.

c) Subestação de subtransmissão

É aquela construída, em geral, no centro de um grande bloco de carga, alimentada pela subestação receptora e de onde se originam os alimentadores de distribuição primários, suprindo diretamente os transformadores de distribuição e/ou as subestações de consumidor.

d) Subestação de consumidor

É aquela construída em propriedade particular suprida através de alimentadores de distribuição primários, originados das subestações de subtransmissão, que suprem os pontos finais de consumo.

A Figura 12.1 mostra esquematicamente a posição de cada tipo de subestação dentro do contexto de um sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

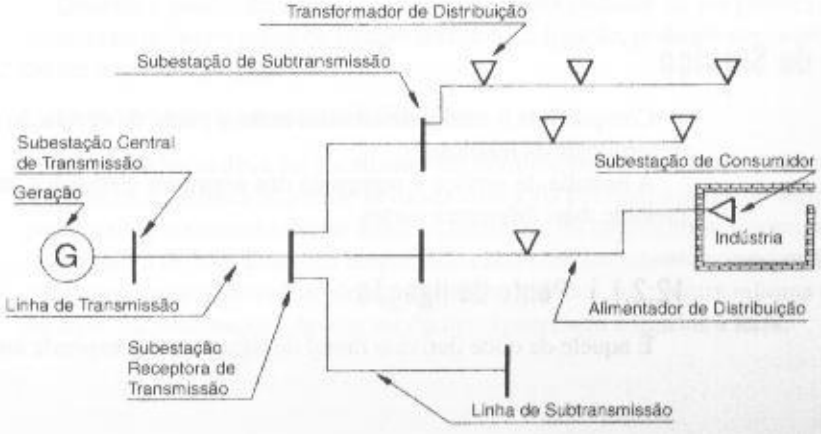


FIGURA 12.1
Sistema simplificado de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica

Este capítulo tratará somente de projeto de subestação de consumidor limitada à tensão de 15 kV.

Por exigência da legislação em vigor, todo consumidor cuja potência instalada seja igual ou superior a 50 kW e igual ou inferior a 2.500 kW deve, em princípio, ser atendido pela concessionária local em tensão primária de distribuição.

As concessionárias de serviço público de energia elétrica normalmente possuem normas próprias que disciplinam a construção das subestações de consumidor, estabelecendo critérios, condições gerais de projeto, proteção, aterramento etc. Todas as companhias concessionárias de distribuição de energia elétrica distribuem aos interessados as normas de fornecimento em tensão primária e secundária que, no seu todo, estão compatíveis com a Norma Brasileira de Instalações Elétricas de Alta Tensão - NBR 14039/03.

A escolha do número de subestações dentro de uma planta industrial depende da localização e concentração das cargas, bem como do fator econômico que envolve essa decisão, cujas linhas de orientação são em seguida delineadas:

- quanto menor a capacidade da subestação, maior o custo por kVA;
- quanto maior o número de subestações unitárias, maior será o emprego de cabos de tensão primária;
- desde que convenientemente localizadas, quanto maior o número de subestações unitárias, menor será o emprego de cabos de baixa tensão;
- quanto menor o número de subestações unitárias de capacidade elevada, menor será o emprego de cabos de tensão primária e maior o uso de cabos de baixa tensão.

Como se pode observar, o projetista deve assumir um compromisso técnico-econômico que melhor favoreça tanto a qualidade da instalação quanto o custo resultante.

Como já abordado no Capítulo 1, é comum o projetista receber do interessado a planta baixa com a disposição física das máquinas e com o espaço reservado para a subestação.

Um projeto de subestação deve conter os seguintes elementos:

a) Memorial descritivo previsto

Visa a fornecer aos interessados (inclusive à concessionária que aprovará o projeto) os seguintes dados:

- finalidade do projeto;
- local onde vai ser construída a subestação;
- carga prevista e tipo de subestação (abrigada, ao tempo, blindada etc.);
- memorial de cálculo da demanda prevista;
- descrição sumária de todos os elementos de proteção utilizados baseada no cálculo do curto-circuito;
- características completas de todos os equipamentos utilizados.

12.2 PARTES COMPONENTES DE UMA SUBESTAÇÃO DE CONSUMIDOR

Em geral, as subestações de consumidor, exceto aquelas destinadas ao atendimento a edifícios de múltiplas unidades de consumo, apresentam os seguintes componentes:

12.2.1 Entrada de Serviço

Compreende o trecho do circuito entre o ponto de derivação da rede de distribuição pública e os terminais da medição.

A entrada de serviço é composta dos seguintes elementos, mostrados na Figura 12.2, e compreende duas diferentes partes.

12.2.1.1 Ponto de ligação

É aquele de onde deriva o ramal de ligação e corresponde ao ponto A da Figura 12.2.

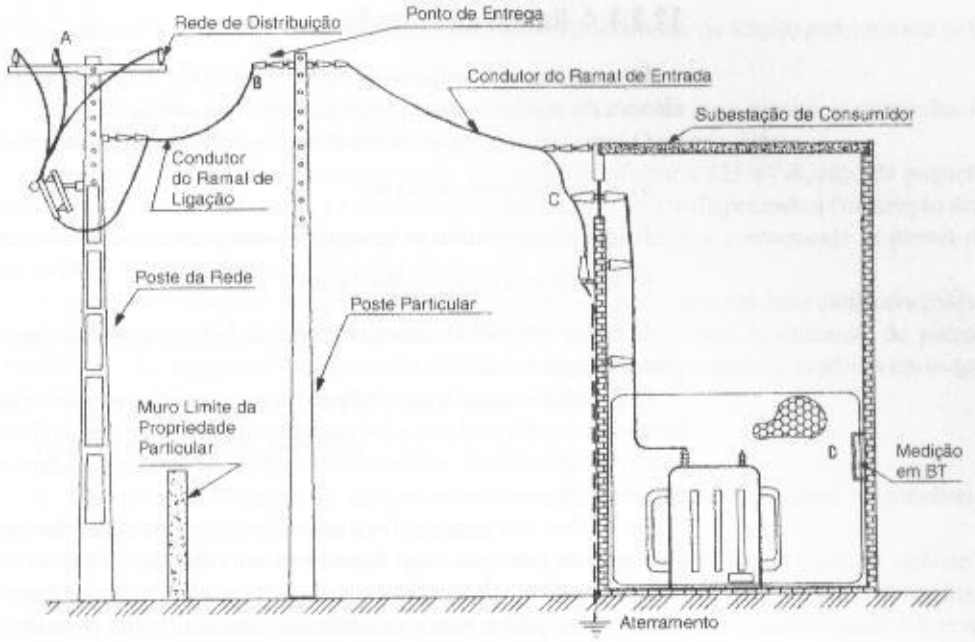


FIGURA 12.2
Elementos de entrada de serviço de uma unidade consumidora de alta tensão

12.2.1.2 Ramal de ligação

É o trecho do circuito aéreo compreendido entre o ponto de ligação e o ponto de entrega que corresponde ao ponto B da Figura 12.2.

É importante frisar que o ramal de ligação, por definição, é o trecho do circuito aéreo, não devendo ser confundido com o trecho de circuito subterrâneo (caso exista), denominado ramal de entrada subterrâneo. Este conceito, em geral, é válido para todas as concessionárias de serviço público de eletricidade, exceto para aquelas que exploram redes de distribuição subterrâneas.

Como o ramal de ligação, na realidade, é uma extensão do sistema de suprimento, toda a responsabilidade do projeto, construção e manutenção do mesmo caberá à concessionária local.

12.2.1.3 Ponto de entrega

É aquele no qual a concessionária se obriga a fornecer a energia elétrica, sendo responsável tecnicamente pela execução dos serviços de construção, operação e manutenção. Não deve ser confundido, entretanto, com o ponto de medição.

Dependendo do tipo de subestação de consumidor, o ponto de entrega pode ser:

a) Subestação com entrada aérea

O ponto de entrega se localiza nos limites da propriedade particular com o alinhamento da via pública, quando a fachada do prédio da unidade consumidora é construída no referido limite do passeio.

Quando o prédio da unidade consumidora está distante da via pública, o ponto de entrega se localiza no primeiro ponto de fixação do ramal de ligação, podendo ser na própria fachada do prédio ou em estrutura própria.

b) Subestação com entrada subterrânea

De preferência deve ser localizado em domínio particular, porém, no caso de unidades consumidoras cuja fachada do prédio se limita com a via pública, o ponto de entrega poderá situar-se no poste fixado no passeio. Neste caso, os terminais do lado externo devem ser instalados a uma altura mínima de 5 m. Deve ser empregado cabo com isolamento correspondente à tensão de serviço, protegido por eletroduto de aço no trecho exposto até a altura mínima de 3 m acima do nível do solo. As terminações devem ser do tipo apropriado e ligadas à terra.

12.2.1.4 Ramal de entrada

É o conjunto de condutores com os respectivos materiais necessários à sua fixação e interligação elétrica do ponto de entrega aos terminais da medição.

O ramal de entrada pode ser definido diferentemente em função do tipo de subestação.

a) Ramal de entrada aéreo

É aquele constituído de condutores nus suspensos em estruturas para instalações aéreas.

b) Ramal de entrada subterrâneo

É aquele constituído de condutores isolados instalados dentro de um conduto ou diretamente enterrados no solo.

O ramal de entrada subterrâneo, bem como todos os ramais constituídos de cabos isolados, instalados em eletrodutos e localizados em áreas sujeitas a trânsitos de veículos, devem ser protegidos mecanicamente contra avarias e não se deve permitir a presença permanente de líquidos dentro da tubulação.

Os trechos em cabos subterrâneos devem ser dotados de caixas de passagem construídas em alvenaria ou concreto, com dimensões mínimas aproximadas de $80 \times 80 \times 80$ cm.

É conveniente deixar em cada caixa de passagem uma folga no cabo através de uma volta completa do mesmo no interior da referida caixa, a fim de permitir o aproveitamento dos condutores devido a uma eventual falha nas suas extremidades (muflas ou terminações) ou em outro ponto conveniente (caixa de passagem).

De acordo com a NBR 14039/03, a queda de tensão desde o ponto de ligação com a rede da concessionária até o ponto de conexão com o posto de transformação (ponto de utilização) deve ser de no máximo 5%.

12.3 TIPOS DE SUBESTAÇÃO

Dependendo das condições técnicas e econômicas do projeto, pode ser adotado um ou mais tipos de subestação para suprimento da carga da instalação.

Em geral, as subestações podem ser classificadas em:

12.3.1 Subestação de Instalação Interior

É aquela em que os equipamentos e aparelhos são instalados em dependências abrigadas das intempéries.

Para essa maneira de instalação, as subestações podem ser construídas em alvenaria ou em invólucro metálico.

12.3.1.1 Subestação em alvenaria

É o tipo mais comum de subestação industrial. Apresenta um custo reduzido, além de ser de fácil montagem e manutenção. Requer, no entanto, uma área construída relativamente grande. A sua aplicação é mais notável em instalações industriais que disponham de espaços próximos aos centros de carga.

As subestações em alvenaria são divididas em compartimentos denominados postos ou cabines, cada um desempenhando uma função bem definida.

a) Posto de medição primária

É aquele destinado à localização dos equipamentos auxiliares da medição, tais como transformadores de corrente e potencial.

Esse posto é de uso exclusivo da concessionária, sendo o seu acesso devidamente lacrado, de modo a não permitir a entrada de pessoas estranhas à companhia fornecedora.

A sua construção é obrigatória nos seguintes casos:

- quando a potência de transformação for superior a 225 kVA;
- quando existir mais de um transformador na subestação;

- quando a tensão secundária do transformador for diferente da tensão padronizada pela concessionária.

Deve-se alertar que nem todas as concessionárias adotam em suas normas as condições anteriormente estabelecidas, sendo, no entanto, empregadas pela maioria delas.

Quando a capacidade de transformação for igual ou inferior a 225 kVA, caso de pequenas indústrias, a medição, em geral, é feita em tensão secundária, sendo dispensada a construção do posto de medição. Se há, porém, perspectiva de crescimento da carga, é conveniente se prever o local reservado ao posto de medição, evitando futuros transtornos.

A maneira de instalar os equipamentos auxiliares da medição varia para cada concessionária, que se obriga apenas a fornecer gratuitamente os transformadores de corrente, de potencial e medidores. As normas de fornecimento dessas concessionárias geralmente estabelecem os padrões dos suportes necessários à fixação desses equipamentos.

b) Posto de proteção primária

É destinado à instalação de chaves seccionadoras, fusíveis ou disjuntores responsáveis pela proteção geral e seccionamento da instalação.

A NBR 14039/03 estabelece que, para subestações com capacidade de transformação trifásica superior a 300 kVA, a proteção geral na média tensão deve ser realizada por meio de um disjuntor acionado através de relés secundários com as funções 50 e 51, fase e neutro (onde é fornecido o neutro).

A mesma norma estabelece que, para subestações com capacidade de transformação trifásica igual ou inferior a 300 kVA, a proteção geral na média tensão deve ser realizada por meio de um disjuntor acionado através de relés secundários com as funções 50 e 51, fase e neutro (onde é fornecido o neutro), ou por meio de chave seccionadora e fusível, sendo que, neste caso, adicionalmente, a proteção geral na baixa tensão deve ser realizada através de disjuntor.

Os disjuntores devem ser acionados através de relés secundários conectados a transformadores de corrente destinados à proteção. Os ajustes desses dispositivos estão determinados no Capítulo 10. Os transformadores de corrente devem ser localizados antes da chave seccionadora interna que sucede os equipamentos de medição. Os relés de proteção devem ser dotados no mínimo das funções 50 e 51.

c) Posto de transformação

É aquele destinado à instalação dos transformadores de força, podendo conter ou não os equipamentos de proteção individual.

A NBR 14039/03 estabelece que nas instalações de transformadores de 500 kVA ou maiores em líquido isolante inflamável devem ser observadas as seguintes precauções:

- construção de barreiras incombustíveis entre os transformadores e demais aparelhos;
- construção de dispositivos adequados para drenar ou conter o líquido proveniente de um eventual rompimento do tanque.

Esses dispositivos podem ser construídos de diferentes formas, porém todas elas têm como objetivo fundamental a limitação da quantidade de óleo a ser queimado, no caso de incêndio eventual. Após a descarga do líquido do transformador e a coleta do mesmo através de um recipiente, o óleo pode ser reaproveitado após tratamento.

A Figura 12.3 mostra as principais partes componentes de um sistema coletor de óleo com barreiras corta-chamas, ou seja:

- recipiente de coleta de óleo;
- sistema corta-chamas;
- tanque acumulador.

O recipiente de coleta de óleo pode ser construído com uma área plana igual à seção transversal do transformador, incluindo os radiadores. Também pode ser construído com a área plana de dimensões reduzidas, prevendo-se, no entanto, um declive mínimo do piso de 10% no sentido do recipiente, a fim de coletar o óleo que porventura vaze pelos radiadores.

O sistema corta-chama funciona como barreira de proteção impedindo que a chama, no caso de incêndio, atinja o tanque acumulador. Deve ser construído com material incombustível e resistente a temperaturas elevadas. Os dutos de escoamento devem ter diâmetros de 75 mm.

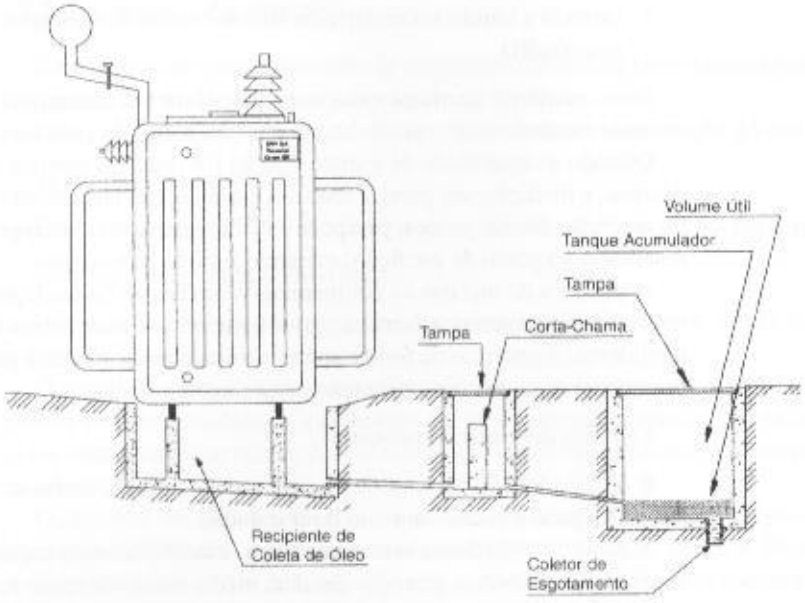


FIGURA 12.3
Sistema coletor de óleo

O tanque acumulador deve ter capacidade de armazenar todo o volume de óleo contido no transformador. Esta capacidade útil de armazenamento está referida no nível da extremidade do tubo de descarga no tanque. Para transformador com potência nominal igual ou superior a 1.500 kVA e inferior a 3.000 kVA, a capacidade útil mínima do tanque acumulador é de 2 m^3.

Quando existir vários transformadores, pode-se construir apenas um tanque acumulador ligado através de sistemas corta-chamas aos recipientes de coleta de óleo. Neste caso, a capacidade útil mínima do tanque acumulador deve ser igual à capacidade volumétrica do maior transformador do conjunto considerado.

A Figura 12.4 mostra outro tipo de construção de um sistema coletor de óleo dotado de sifão corta-chama.

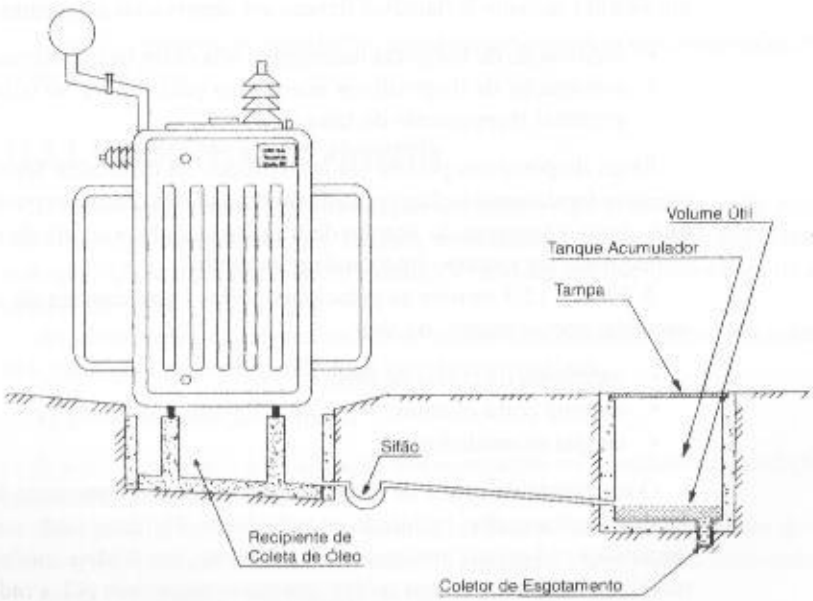


FIGURA 12.4
Sistema coletor de óleo

12.3.1.1.1 Classificação

As subestações em alvenaria podem ainda ser classificadas quanto ao tipo do ramal de entrada.

a) Subestação alimentada por ramal de entrada subterrâneo

Quando montadas no nível do solo, as subestações alimentadas por ramal de entrada subterrâneo são construídas, normalmente, com altura mínima definida pela altura dos equipamentos e pela altura da instalação de chaves, barramento, isoladores etc.

A Figura 12.5 mostra, em corte, a vista frontal de uma subestação, detalhando todas as dimensões fundamentais à sua construção e que serão analisadas posteriormente. A mesma figura mostra a vista superior da referida subestação. As paredes externas e as divisões interiores são singelas, isto é, apresentam uma largura de 150 mm.

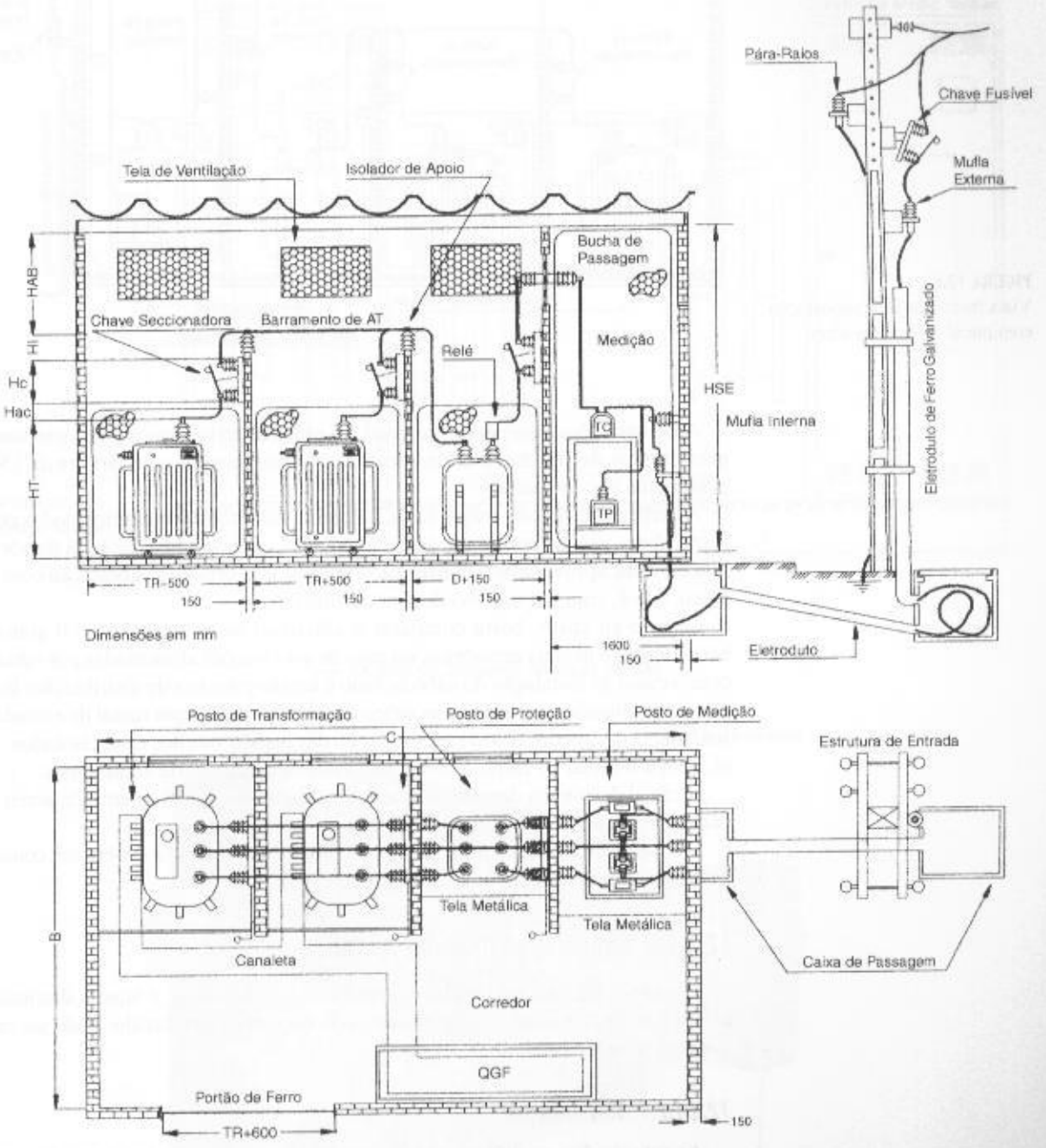


FIGURA 12.5
Vistas frontal e superior de uma subestação com ramal de entrada subterrâneo

b) Subestação alimentada por ramal de entrada aéreo

Quando montadas no nível do solo, as subestações alimentadas por ramal de entrada aéreo são construídas normalmente com altura mínima de 6 m ou superior.

A Figura 12.6 mostra, em corte, a vista lateral de uma subestação com pé-direito igual a 6 m, detalhando todas as dimensões fundamentais à sua construção, que serão analisadas posteriormente.

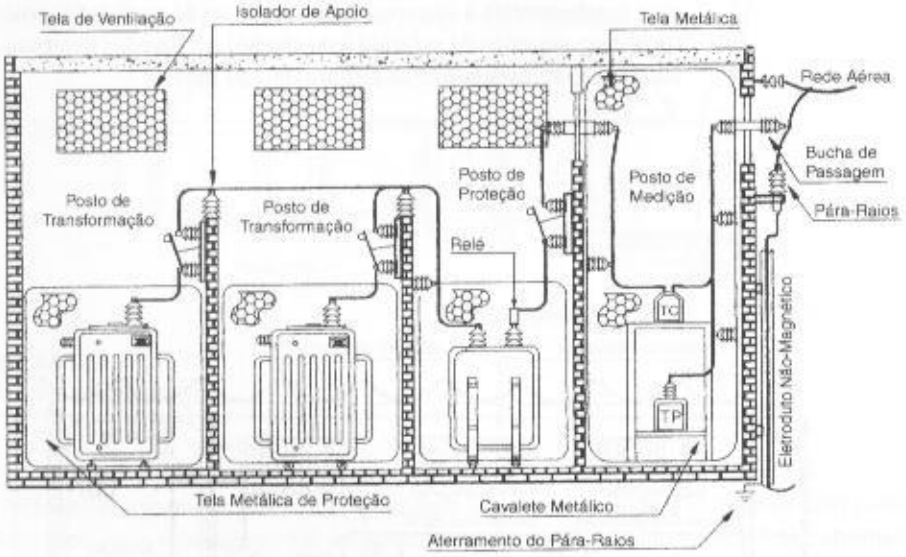


FIGURA 12.6
Vista frontal de uma subestação com ramal de entrada aéreo

As subestações com pé-direito igual a 6 m, ou superior, apresentam paredes externas com largura mínima de 300 mm e as paredes das divisões internas com largura de 150 mm, construídas geralmente em alvenaria.

A preferência de construção recai, em geral, nas subestações alimentadas por ramal de entrada subterrâneo, por ser mais compacta. No entanto, quando a instalação já dispõe de galpão com altura elevada, aproveita-se a construção existente e se projeta a subestação com o ramal de entrada aéreo, isto é, com um mínimo de 6 m de altura.

Quanto ao custo, basta comparar o adicional de construção civil somado à descida dos barramentos e demais acessórios, no caso de subestações alimentadas por ramal de entrada aéreo, com o custo de instalação do cabo isolado à tensão primária de distribuição. Porém, para grandes ramais de entrada, sem dúvida, as subestações alimentadas por ramal de entrada subterrâneo apresentam custo superior devido ao alto preço das instalações dos cabos isolados. Pode-se, no entanto, adotar o ramal de entrada misto, isto é, parte aérea e parte subterrânea.

O ramal de entrada das subestações alimentadas por ramal de entrada aéreo pode ser fixado na parte frontal ou na parte lateral das mesmas.

Independentemente do tipo de subestação, a sua cobertura deverá ser construída em placa de concreto armado, resistente à infiltração de água.

12.3.1.2 Subestação modular metálica

Também chamada de subestação em invólucro metálico, é aquela destinada à indústria ou a outras edificações onde, em geral, o espaço disponível é reduzido. Pode ser construída para uso interno ou ao tempo.

12.3.1.2.1 Classificação

As subestações modulares metálicas podem ser classificadas, segundo a sua construção, em quatro tipos básicos:

a) Subestação com transformador com flanges laterais

Este é um dos tipos mais utilizados em instalações industriais, principalmente quando se deseja prover um determinado setor de produção de grandes dimensões e um elevado número de máquinas de um ponto de suprimento localizado no centro de carga. É uma subestação compacta que ocupa uma área reduzida, devendo ter grau de proteção IP 5X, ou superior, de modo a oferecer grande segurança aos operadores e aos operários em geral.

É constituída de transformador de construção especial, onde as buchas primária e secundária são fixadas lateralmente à carcaça e protegidas por um flange de seção retangular que se acopla aos módulos metálicos primário e secundário.

A Figura 12.7 mostra a vista frontal de uma subestação modular metálica, do tipo flange lateral, detalhando as partes fundamentais. Já a Figura 12.8 revela a fotografia do mesmo tipo de subestação da Figura 12.7.

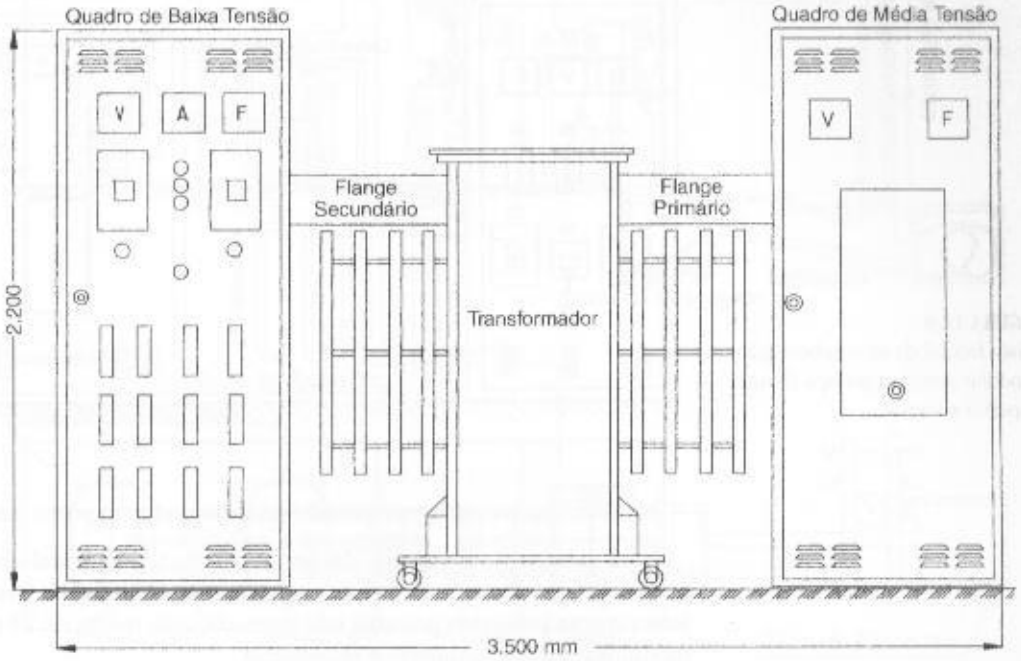


FIGURA 12.7
Vista frontal de uma subestação modular metálica, do tipo flange lateral

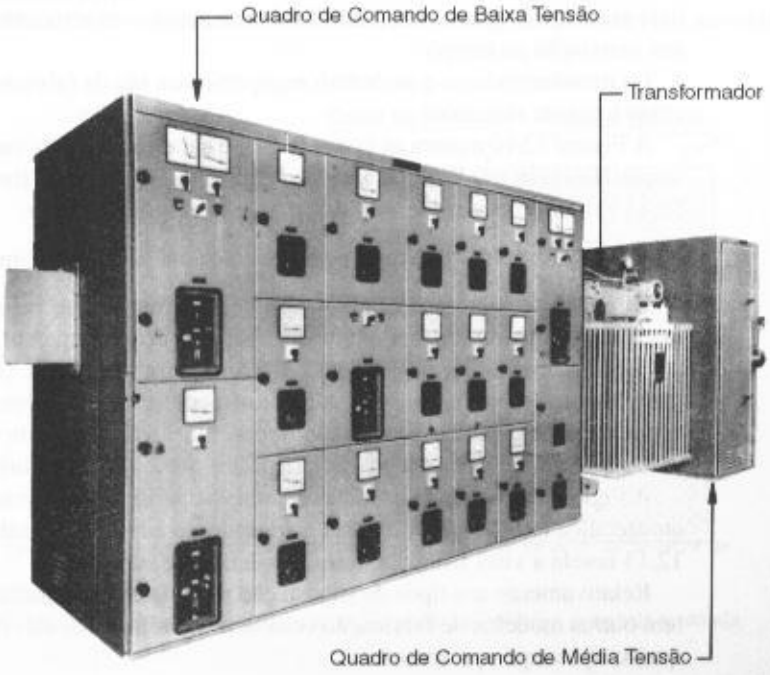


FIGURA 12.8
Foto de uma subestação modular metálica do tipo flange lateral

Os módulos metálicos poderão ser complementados acoplando-se novos módulos aos existentes, caso haja necessidade de aumento do número de saídas de ramais primários e secundários.

b) Subestação com transformador com flanges superior e lateral

É constituída de um transformador de construção convencional, acoplado aos módulos metálicos primário e secundário através de duas caixas flangeadas, sendo uma fixada na parte superior do transformador e a outra lateralmente. Deve ter grau de proteção IP 5X ou superior e tem a mesma aplicação da subestação de flanges laterais.

A Figura 12.9 mostra a vista frontal de uma subestação modular metálica, do tipo flange superior e lateral, detalhando as partes fundamentais.

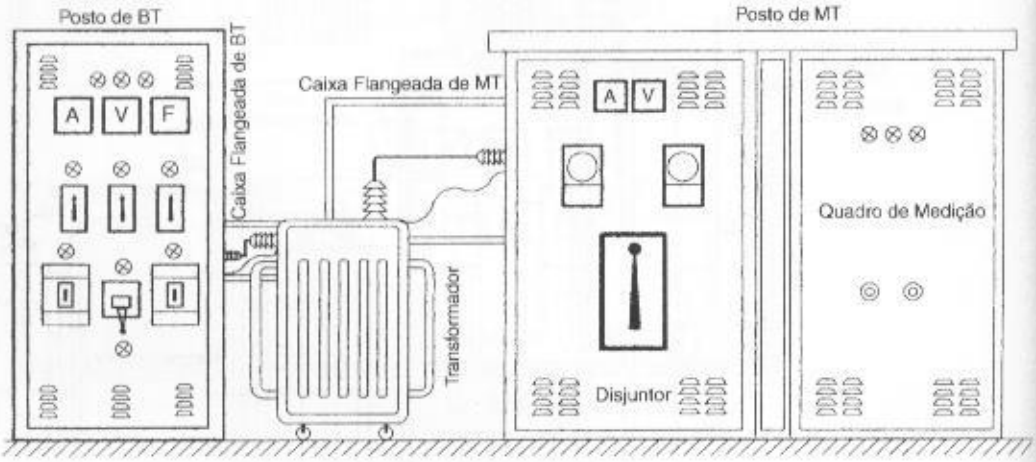


FIGURA 12.9
Vista frontal de uma subestação modular metálica do tipo flanges superior e lateral

c) Subestação com transformador enclausurado em posto metálico em tela aramada

Essa subestação é constituída por transformadores instalados internamente a um invólucro metálico cuja cobertura é feita de chapa de aço, em geral de 2 mm (14 USSG). Esse invólucro é lateralmente protegido por uma tela aramada, com malha de 13 mm, ou menor, e está acoplada a módulos metálicos primário e secundário.

Dado o seu baixo grau de proteção, principalmente o dos módulos de transformação e proteção, que geralmente são fabricados com grau de proteção IP X1, essas subestações não devem ser utilizadas em ambientes poluídos, notadamente de materiais de fácil combustão, ou em áreas onde haja presença de pessoas não habilitadas ao serviço de eletricidade. Há fortes restrições quanto à sua instalação ao tempo.

Os transformadores e os demais equipamentos são de fabricação convencional, tornando o seu custo bastante reduzido.

A Figura 12.10 mostra as vistas frontal e superior, respectivamente, de uma subestação modular metálica com tela lateral aramada, detalhando as suas partes fundamentais, enquanto que a Figura 12.11 evidencia a parte frontal externa da mesma subestação.

d) Transformador e demais equipamentos enclausurados em posto metálico em chapa de aço

Esse tipo de subestação é composto de transformadores instalados internamente a invólucros metálicos, constituídos totalmente em chapa de aço de espessura adequada, geralmente de 2 mm (14 USSG), e providos de pequenas aberturas para ventilação. Os postos metálicos são acoplados lateralmente através de parafusos e constituem um módulo compacto cujo grau de proteção depende da solicitação do interessado, sendo função do ambiente onde o mesmo for operar.

Os transformadores, chaves e demais acessórios são de fabricação convencional.

A Figura 12.12 mostra as vistas frontal e superior, respectivamente, de uma subestação modular metálica com o transformador enclausurado em posto metálico em chapa de aço. Já a Figura 12.13 revela a vista frontal externa desse tipo de subestação.

Relativamente aos tipos de subestação modulares metálicas relacionadas anteriormente, existem outros modelos de fabricação comercial, porém todos eles de concepção derivada de um dos quatro tipos aqui apresentados.

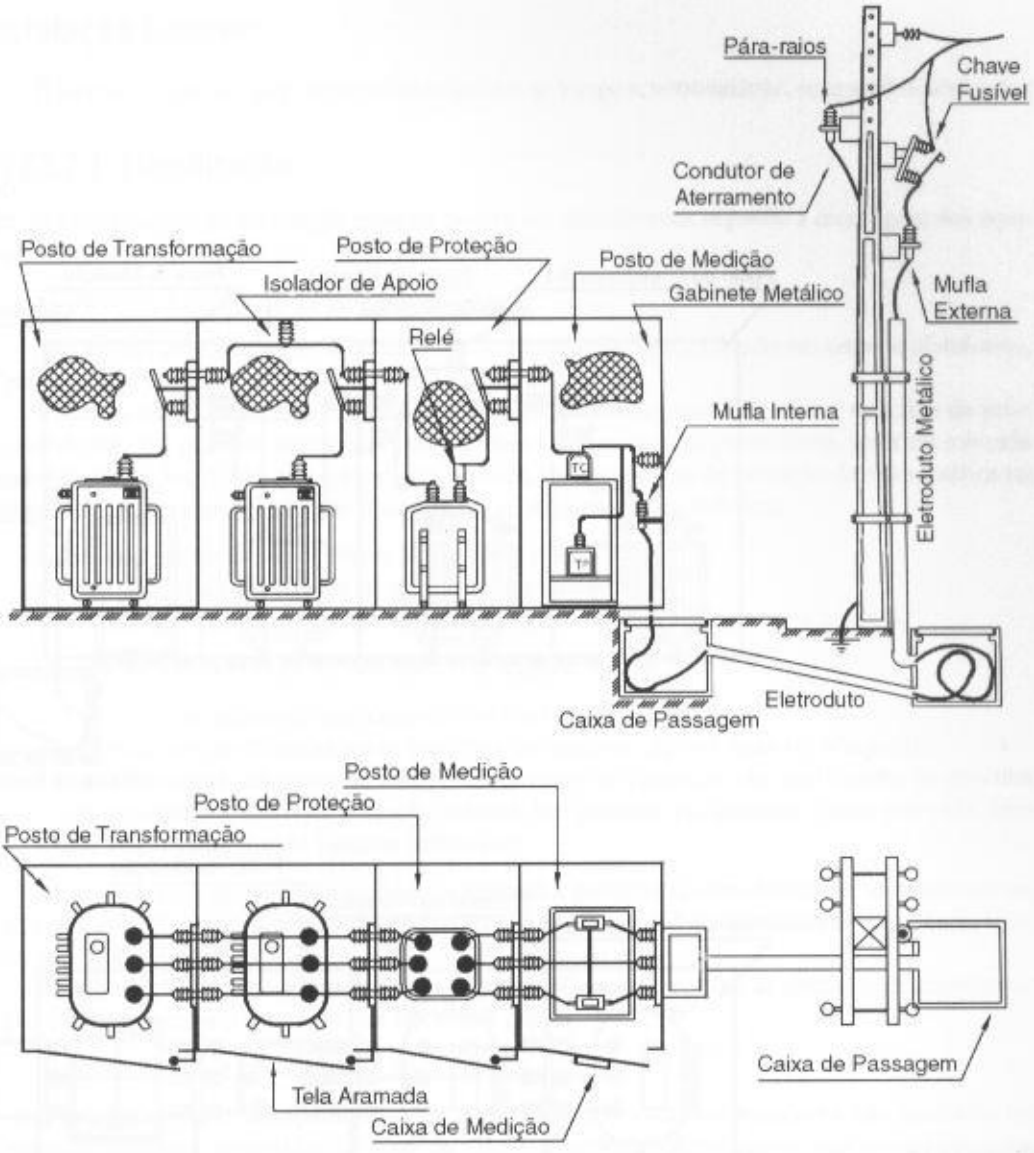


FIGURA 12.10
Vistas frontal e superior de uma subestação modular metálica com tela aramada

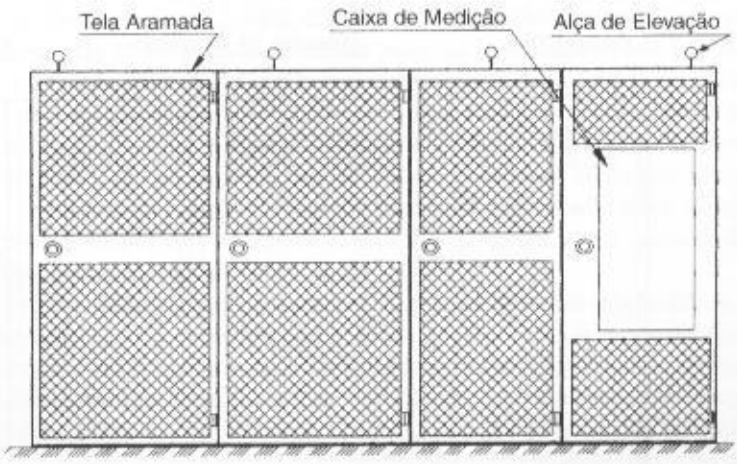


FIGURA 12.11
Vista frontal externa de uma subestação modular metálica com tela aramada

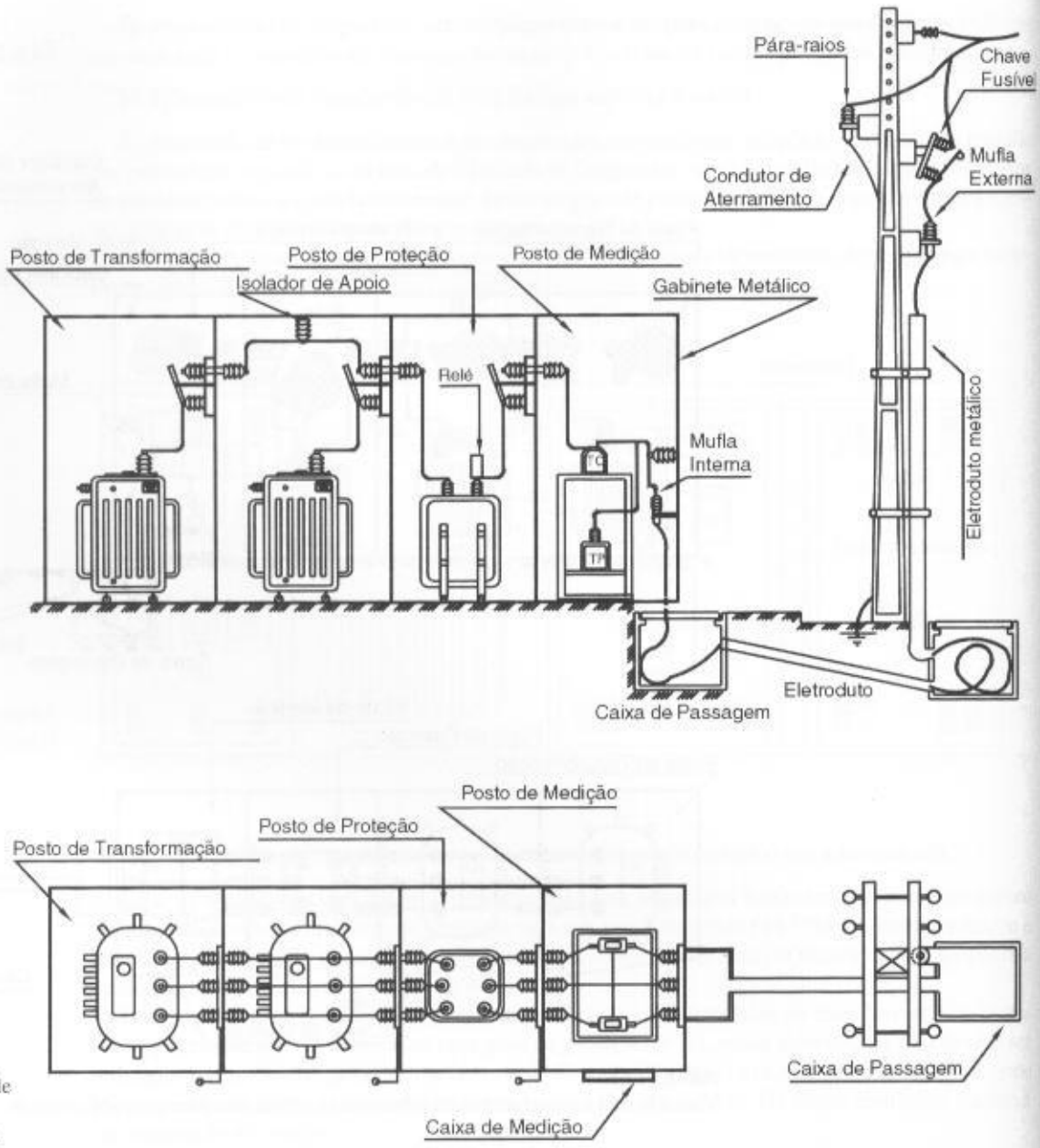


FIGURA 12.12
Vistas frontal e superior de uma subestação modular metálica em chapa de aço

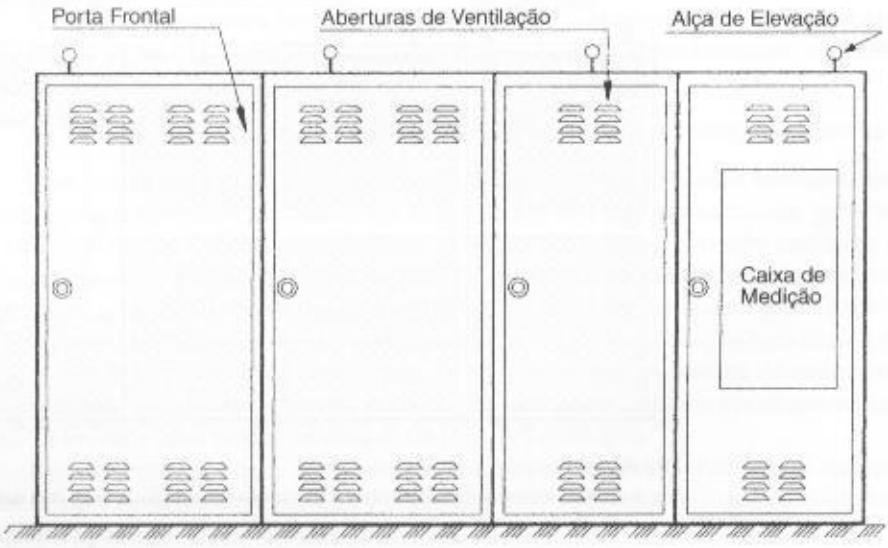


FIGURA 12.13
Vista frontal externa de uma subestação modular metálica em chapa de aço

12.3.2 Subestação de Instalação Exterior

É aquela em que os equipamentos são instalados ao tempo e, normalmente, os aparelhos abrigados.

12.3.2.1 Classificação

As subestações de instalação exterior podem ser classificadas segundo a montagem dos equipamentos em três tipos:

a) Subestação aérea em plano elevado

São assim consideradas as subestações cujo transformador está fixado em torre ou plataforma, geralmente fabricadas em concreto armado, aço ou madeira.

Todas as partes vivas não protegidas devem estar situadas, no mínimo, a 5 m acima do piso. Quando não for possível observar a altura mínima de 5 m para as partes vivas, pode ser tolerado o limite de 3,5 m, desde que o local seja provido de um sistema de proteção de tela metálica ou equivalente, devidamente ligado à terra, com as seguintes características:

- afastamento mínimo de 30 cm das partes vivas;
- malha da tela com 50 mm de abertura, no máximo;
- fios de aço zincado ou material equivalente de 3 mm de diâmetro, no mínimo.

Os equipamentos podem ser instalados da seguinte forma:

- em postes ou torres de aço, concreto ou madeira adequada;
- em plataformas elevadas sobre estrutura do concreto, aço ou madeira adequada;
- em áreas sobre cobertura de edifícios, inacessíveis a pessoas não qualificadas ou providas do necessário sistema de proteção externa. Em nenhum equipamento, neste caso, não deve ser empregado líquido isolante inflamável.

As normas de algumas concessionárias limitam a potência do transformador instalado em um só poste em 150 kVA, ficando a instalação em dois postes para transformadores de potência igual ou superior a 225 kVA.

As Figuras 12.14 e 12.15 mostram duas subestações em torre com as unidades de transformação montadas, respectivamente, em um e dois postes.

b) Subestações de instalação no nível do solo

É aquela em que os equipamentos, tais como disjuntores e transformadores, são instalados em bases de concreto construídas ao nível do solo e os demais equipamentos, tais como pára-raios, chaves fusíveis e seccionadoras, são montados em estruturas aéreas, conforme exemplifica a Figura 12.16, respectivamente as vistas lateral e superior.

Esse tipo de subestação em local urbano normalmente é de custo muito elevado, em virtude dos equipamentos serem apropriados para instalação ao tempo e devido ao preço do próprio terreno. Em áreas rurais, porém, esse tipo de subestação apresenta vantagens econômicas. Ao nível da tensão de 15 kV, tem-se mostrado pequena a utilização desse tipo de subestação.

O fosso coletor de óleo do transformador de força é geralmente construído sob o equipamento e deve conter, pelo menos, 1,25 vez a capacidade de óleo contido no mesmo. A base dos aparelhos contendo líquidos isolantes inflamáveis deve ser dotada de revestimento do tipo auto-extintor de incêndio, tais como pedra britada, ou um sistema de drenagem adequada.

O fundo do fosso do coletor do óleo do transformador deve ser recoberto por 20 cm de brita e possuir dispositivo do tipo auto-extintor de incêndio, tal como pedra britada ou um sistema de drenagem adequada.

A subestação deve ser protegida externamente com tela metálica, arame farpado ou mureta de alvenaria, a fim de evitar a aproximação de pessoas ou animais. Quando usada tela de proteção externa, esta deve ter malha de abertura máxima de 50 mm e ser constituída de aço zincado de diâmetro 3 mm, no mínimo, ou material com resistência mecânica equivalente. Quando for usado arame farpado, o espaçamento entre os fios não deve exceder 15 cm.

Deve-se fixar pelo menos um aviso indicando o perigo que a instalação pode causar. Esse aviso deve ser colocado em local visível e externamente à subestação.

Quando não houver mureta de base em alvenaria, a parte inferior da tela não deve ficar a mais de 10 cm acima do nível do solo.

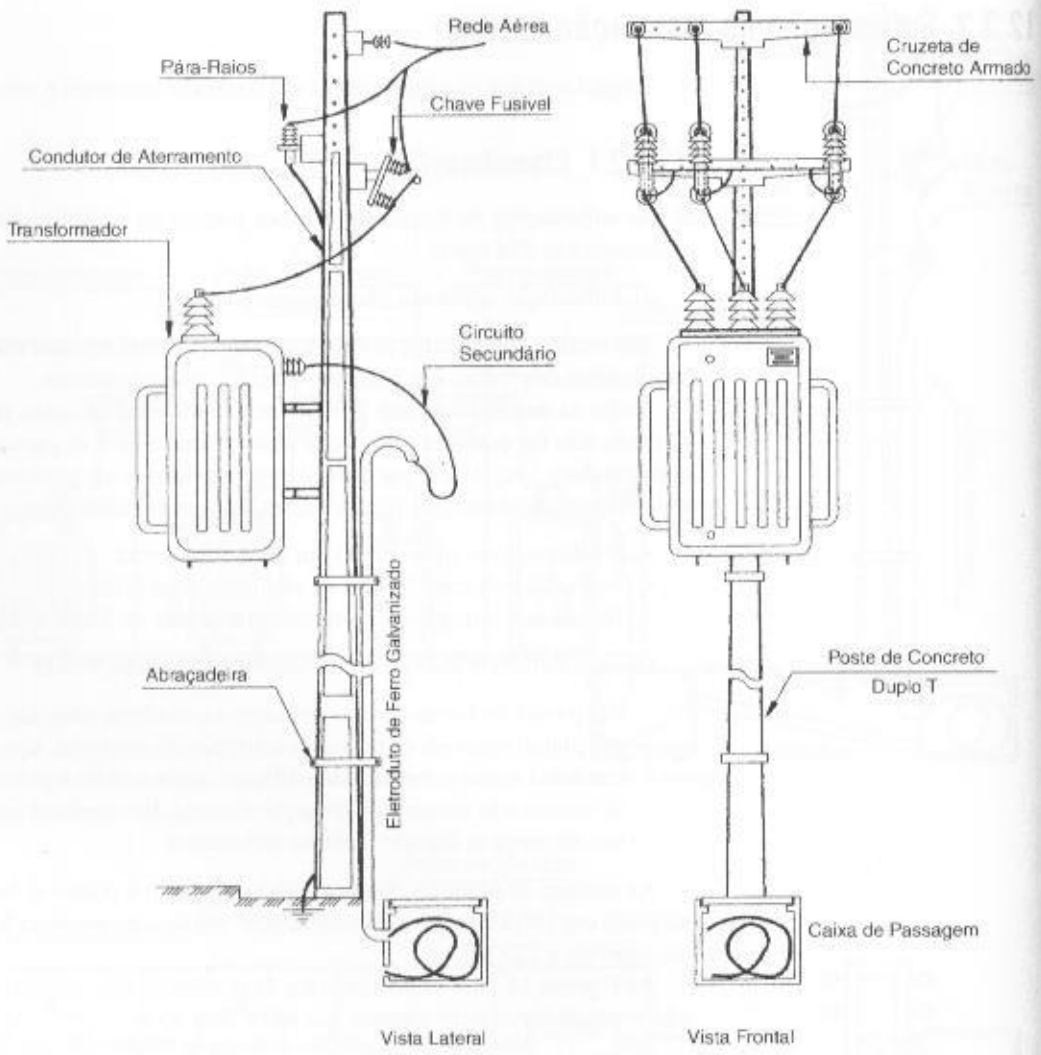


FIGURA 12.14
Subestação de torre em poste único

O acesso a materiais e equipamentos deve ser feito através de portão, abrindo para fora, com dimensões mínimas de 3,0 × 2,10 m. O portão deve ser adequado também à entrada de pessoas no interior da subestação.

Deve-se prever a construção de um sistema adequado de escoamento de águas pluviais.

Os pórticos podem ser construídos de vigas e postes de concreto armado ou de perfis de aço galvanizado.

Os aparelhos são, geralmente, instalados em quadros metálicos abrigados em construção de alvenaria. Também podem ser instalados em quadros metálicos apropriados para operação ao tempo com grau de proteção IP 54.

12.4 DIMENSIONAMENTO FÍSICO DAS SUBESTAÇÕES

Para o dimensionamento físico de uma subestação, é necessário conhecer as dimensões de todos os equipamentos que serão instalados, bem como os afastamentos mínimos previstos pela NBR 14039/03. As subestações de que trata este capítulo, isto é, a de classe 15 kV, podem ser facilmente dimensionadas, já que a parte dos equipamentos utilizados tem seus comprimentos, larguras e profundidades variando numa faixa relativamente estreita, o que permite a padronização prévia das dimensões de certos compartimentos. Essas dimensões podem ser obtidas facilmente em catálogos de fabricantes, ou simplesmente através da Internet, acessando os sites dos respectivos fabricantes.

O dimensionamento das subestações deve ser realizado em conformidade com o seu tipo construtivo, ou seja, subestações de construção interna e subestações de construção externa.

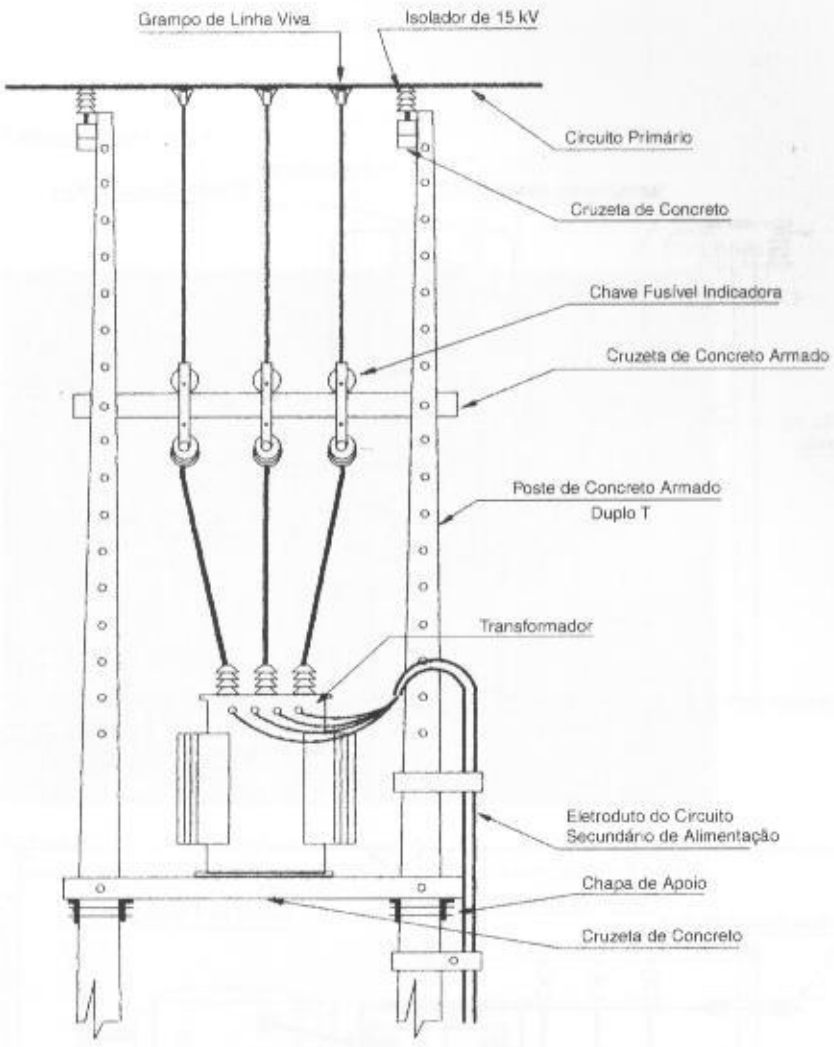


FIGURA 12.15
Subestação de torre em poste duplo

a) Subestações de construção interna

São aquelas cujos equipamentos são instalados abrigados da chuva e dos raios solares. Podem usar equipamentos com isoladores lisos ou corrugados e de invólucro de material sintético próprios para instalação interna, ou equipamentos com isoladores com sais e invólucros metálicos com isolação a óleo mineral.

As distâncias mínimas adotadas estão definidas nas Figuras 12.18 e 12.19 da NBR 14039/03.

a) Subestações de construção externa

São aquelas cujos equipamentos são instalados externamente sob condições de chuva, dos raios solares e de descargas atmosféricas. Somente usam equipamentos com isoladores com sais (quebra do pingo d'água) e invólucros metálicos com isolação a óleo mineral.

As distâncias mínimas adotadas estão definidas na Figura 12.20 da NBR 14039/03.

A seguir serão dimensionados os principais tipos de subestações industriais.

12.4.1 Subestação de Alvenaria

O dimensionamento dos vários postos depende da posição de instalação dos equipamentos. De acordo com a norma NBR 14039/03, os afastamentos entre as diferentes partes dos postos e os arranjos dos equipamentos devem obedecer algumas condições a seguir definidas.

A Tabela 12.1 indica as dimensões mínimas permitidas pela norma NBR 14039/03 que devem ser respeitadas no projeto dos corredores de controle e manobra, associados às Figuras. 12.18 e 12.19 para subestações abrigadas (internas) e Figura 12.20 para subestações ao tempo (ao tempo).

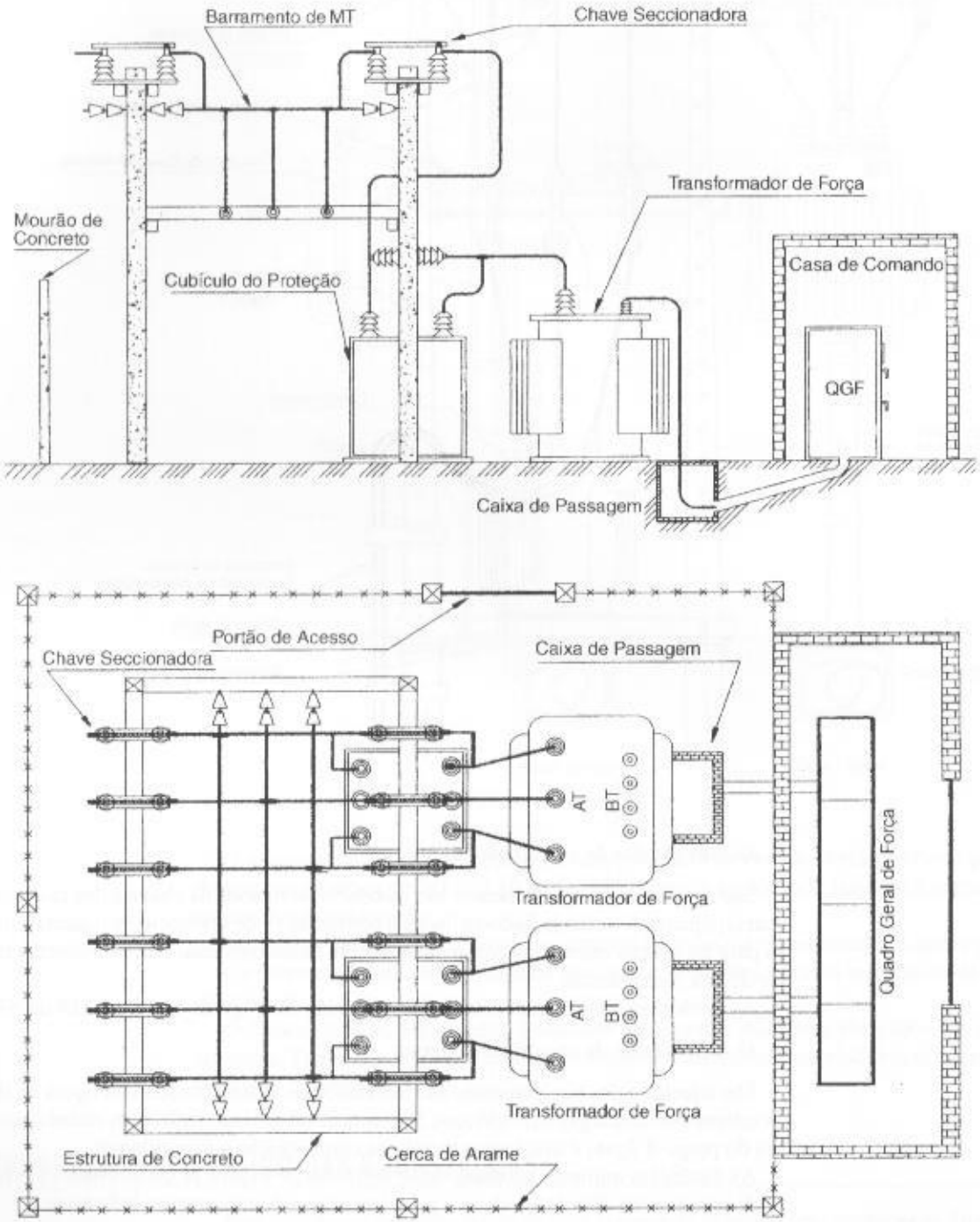


FIGURA 12.16
Vistas frontal e superior de uma subestação de instalação exterior no nível do solo

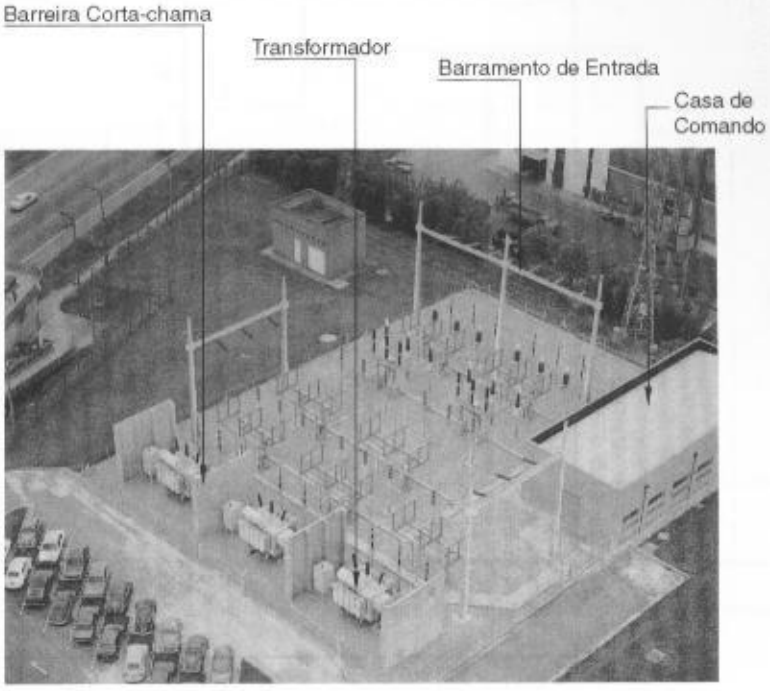


FIGURA 12.17
Vistas superior de uma subestação de instalação exterior no nível do solo

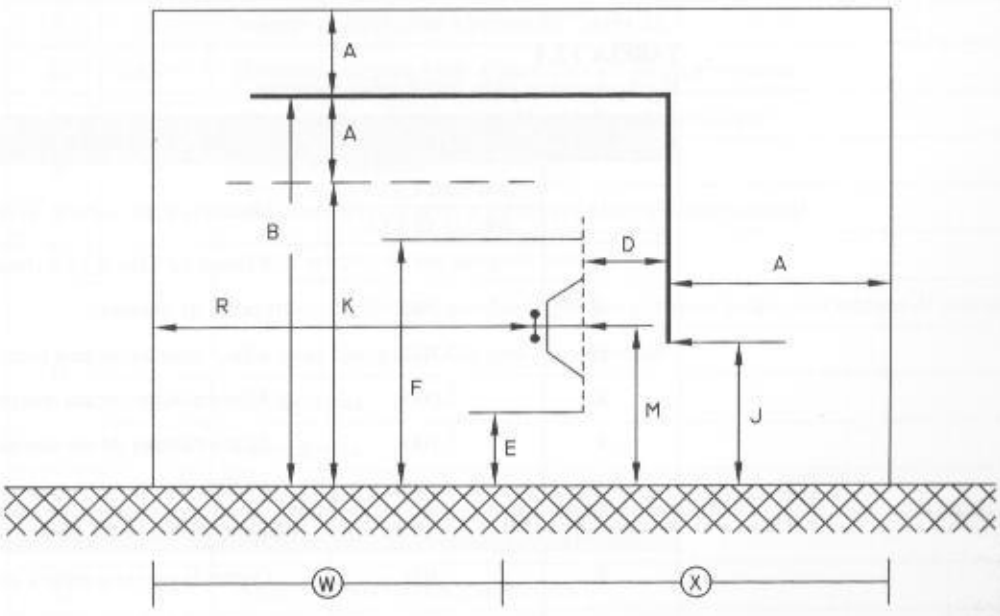
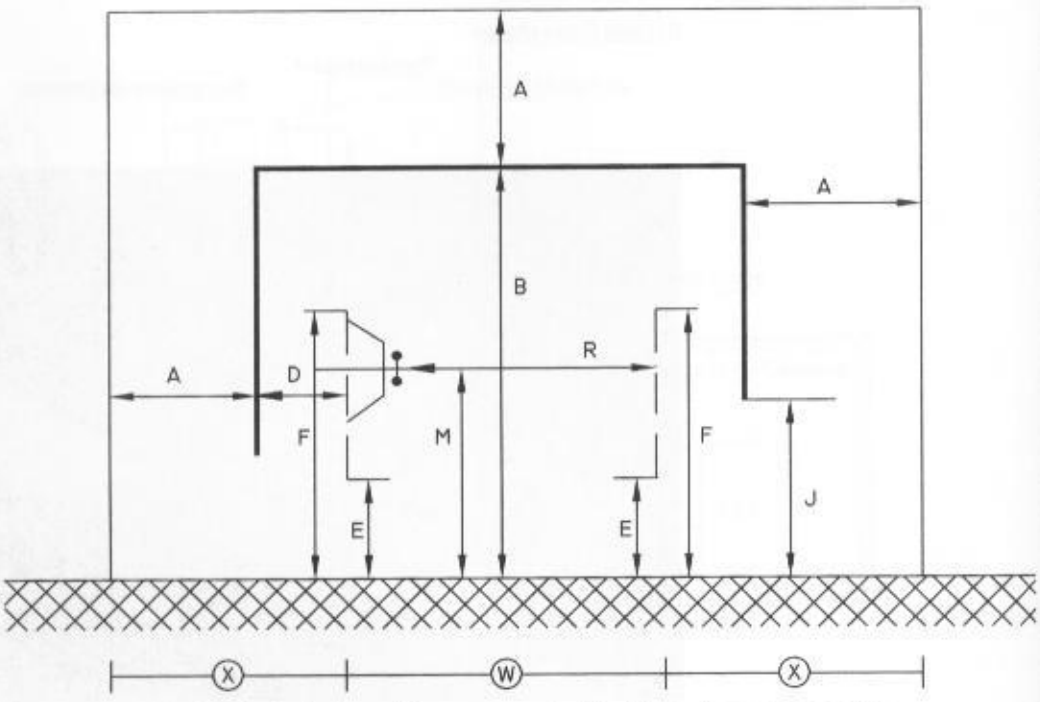


FIGURA 12.18
Circulação por um lado - Tabela 12.1

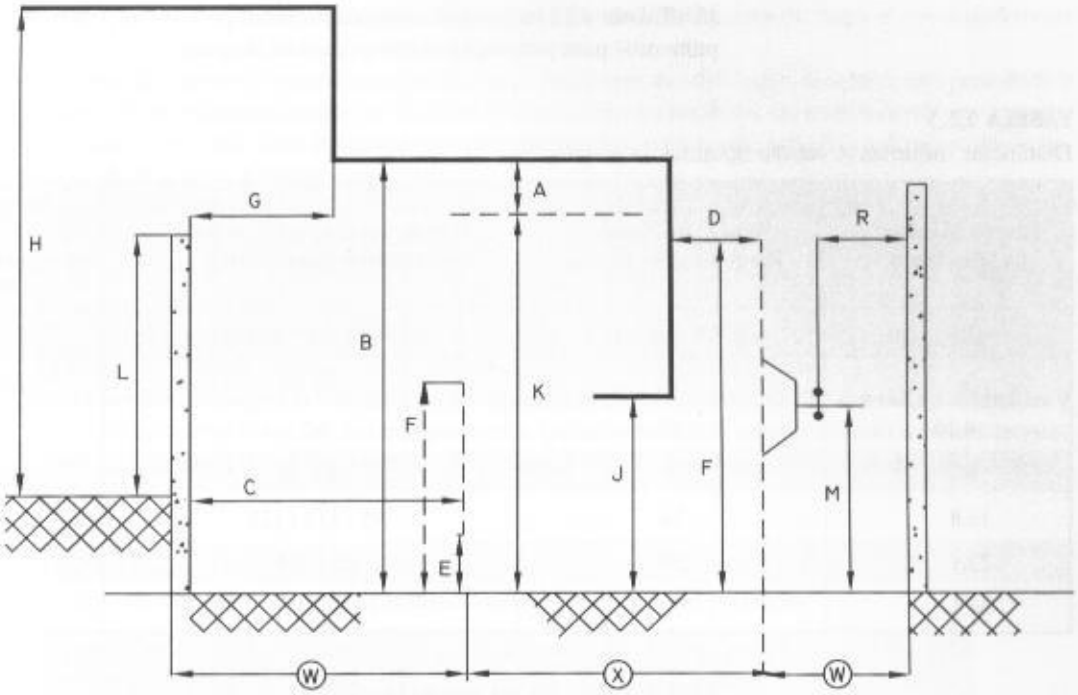


W – área de circulação permitida a pessoas advertidas; X – área de circulação proibida

FIGURA 12.19
Circulação por mais de um lado - Tabela 12.1

TABELA 12.1
Espaçamentos para instalações internas

Dimensões Mínimas (mm)		
D	300 até 24,2 kV 400 até 36,2 kV	Distância Entre a Parte Viva e um Anteparo Vertical
A	-	Valores da Tabela 12.3 (fase e terra)
R	1.200	Locais de manobra
H	2.700	Altura mínima de uma parte viva com circulação
K	2.000	Altura mínima de um anteparo horizontal
F	1.700	Altura mínima de um anteparo vertical
J	E + 300	Altura mínima de uma parte viva sem circulação
Dimensões Máximas (mm)		
E	300	Distância máxima entre a parte inferior de um amtepararo vertical e o piso
M	1.200	Altura dos punhos de acionamento manual
Malha	20	Abertura da malha



W – área de circulação permitida a pessoas advertidas; X – área de circulação proibida

FIGURA 12.20
Espaçamento para instalações externas no nível do piso, de acordo com a Tabela 12.2

TABELA 12.2
Espaçamento para instalações externas

Dimensões Mínimas (mm)		
A	-	Valores de distâncias mínimas da Tabela 12.3
G	1.500	Distâncias mínima entre a parte viva e a proteção externa
B	4.000	Altura mínima de uma parte viva na área de circulação
R	1.500	Locais de manobra
D	500	Distância mínima entre a parte viva e um anteparo vertical
F	2.000	Altura mínima de um anteparo vertical
H	6.000	Em ruas, avenidas e entradas de prédios e demais locais com trânsito de veículos
	5.000	Em local com trânsito de pedestres somente
	9.000	Em ferrovias
	7.000	Em rodovias
J	800	Altura mínima de uma parte viva na área de circulação proibida
K	2.200	Altura mínima de um anteparo horizontal
L	2.000	Altura mínima da proteção externa
C	2.000	Circulação
Dimensões Máximas (mm)		
E	600	Distância máxima entre a parte inferior de um anteparo vertical e o piso.
M	1.200	Altura dos punhos de acionamento manual
Malha	20	Abertura das malhas dos anteparos

Já a Tabela 12.2 indica as dimensões mínimas permitidas pela mesma norma com relação aos equipamentos para instalação externa no nível do piso.

TABELA 12.3
Distâncias mínimas × tensão nominal da instalação

Tensão Nominal da Instalação	Tensão de Ensaio à Freqüência Industrial	Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico	Distância Mínima Fase/Terra e Fase/Fase	
			Interno	Externo
(kV)	(kV eficaz)	(kV – valor de pico)	(mm)	
3	10	20 / 40	60 / 60	120 / 120
4,16	19	60	90	120
6	20	40 / 60	60 / 90	120 / 120
13,8	34	95 / 110 / 125	160 / 180 / 220	
23,1	50	95 / 125	160 / 220	
34,5	70	145 / 170	270 / 320	

12.4.1.1 Altura da subestação

Para se determinar a altura mínima da subestação, adotar as medidas estabelecidas nas Tabelas 12.1 e 12.2, observando as distâncias assinaladas na Figura 12.5, ou seja:

$$H_{se} = H_t + H_{ac} + H_c + H_i + H_{ab}$$

H_{se} – altura total da subestação;
H_t – altura total do transformador (pode ser obtida através da Tabela 12.4);
H_{ac} – afastamento da chave seccionadora (a critério do projetista; usar, em média, 300 mm);
H_c – altura da chave seccionadora (depende do fabricante; para chave de 15 kV usar, em média, 600 mm);
H_i – altura do isolador (depende do fabricante; para isoladores de 15 kV usar, em média, 250 mm);
H_{ab} – afastamento do barramento.

12.4.1.2 Posto de medição

Ocupa o espaço mínimo de 1.600 × 2.000 m.

12.4.1.3 Posto de proteção

Deve ter as seguintes dimensões mínimas:

$$D_{cp} = D_d + 1.000 \text{ mm} \qquad (12.1)$$

D_{cp} – dimensão do posto: comprimento ou largura, em mm;
D_d – dimensão do disjuntor referida à direção em que se quer medir a dimensão do posto, em mm.

De modo geral, os disjuntores da classe 15 kV, 600 A e capacidade de ruptura de até 500 MVA têm comprimento frontal de aproximadamente 700 mm e uma profundidade de 900 mm.

12.4.1.4 Posto de transformação

Deve ter as seguintes dimensões:

$$D_{ct} = D_t + 1.000 \text{ mm} \qquad (12.2)$$

D_{ct} – dimensão do posto: comprimento ou largura, em mm;
D_t – dimensão do transformador: comprimento ou largura, em mm.

A Tabela 12.4 indica as principais dimensões dos transformadores de força as quais podem ser usadas na determinação das dimensões dos postos.

Quando o posto de transformação for parte integrante da edificação, somente será permitido o emprego de transformadores de líquidos isolantes não-inflamáveis ou transformadores a secos. Considera-se como parte integrante de uma edificação o recinto não isolado ou desprovido de paredes de alvenaria e portas corta-fogo.

Os corredores de controle e manobra e os locais de acesso devem ter dimensões suficientes para permitir um espaço livre mínimo para circulação com todas as portas abertas na condição mais desfavorável e considerando ainda que os equipamentos estejam na posição de extraídos para efeito de manutenção.

Quando a subestação for constituída de mais de um pavimento, a distância entre o plano do primeiro espelho da escada e qualquer equipamento não pode ser inferior a 1,60 m.

Deve-se alertar para o fato de que, na dimensão final dos corredores de controle e manobra, é preciso considerar o acesso dos equipamentos (principalmente o transformador) aos seus respectivos postos, além das dimensões do QGF, quando forem instalados no recinto da subestação.

TABELA 12.4
Características dimensionais de transformadores trifásicos de potência

Potência (kVA)	Altura (mm)	Largura (mm)	Profundidade (mm)	Peso (kg)
15	920	785	460	271
30	940	860	585	375
45	955	920	685	540
75	1.070	1.110	690	627
112,5	1.010	1.350	760	855
150	1.125	1.470	810	950
225	1.340	1.530	930	1.230
300	1.700	1.690	1.240	1.800
500	1.960	1.840	1.420	2.300
750	2.085	2.540	1.422	2.600
1.000	2.140	2.650	1.462	2.800

12.4.1.5 Porta de acesso principal

As subestações devem ser providas de portas metálicas ou inteiramente revestidas de chapas metálicas, com largura mínima de:

$$L_p = D_t + 600 \text{ mm} \tag{12.3}$$

No entanto, a altura mínima admitida é de 2,10 m. Todas as portas devem abrir para fora.

12.4.1.6 Aberturas de ventilação

Devido à dissipação de calor, dadas as perdas por efeito Joule dos equipamentos, é necessário prover os diferentes postos que compõem a subestação de aberturas adequadas para circulação do ar de refrigeração, de forma natural ou forçada.

A diferença de temperatura admitida no local de operação dos equipamentos é de 15°C, medida a um metro da fonte de calor a plena carga e comparada com a temperatura externa considerada à sombra.

Se no interior da subestação for prevista a presença do operador, a temperatura ambiente não pode superar 35°C. Em regiões onde a temperatura externa, à sombra, exceder esse limite, a tem-

peratura ambiente no local de permanência dos operadores não deverá ultrapassar o valor da temperatura externa.

A abertura para entrada de ar deve ser construída, no mínimo, a 20 cm, do piso exterior da subestação e abaixo da linha central do corpo do equipamento, sempre que possível. A abertura de saída do ar deve ser localizada na parte superior do posto, o mais próximo possível do teto.

Quanto maior for a diferença entre a abertura de saída de ar para o exterior e o centro do tanque do equipamento, melhores serão as condições de dissipação de calor.

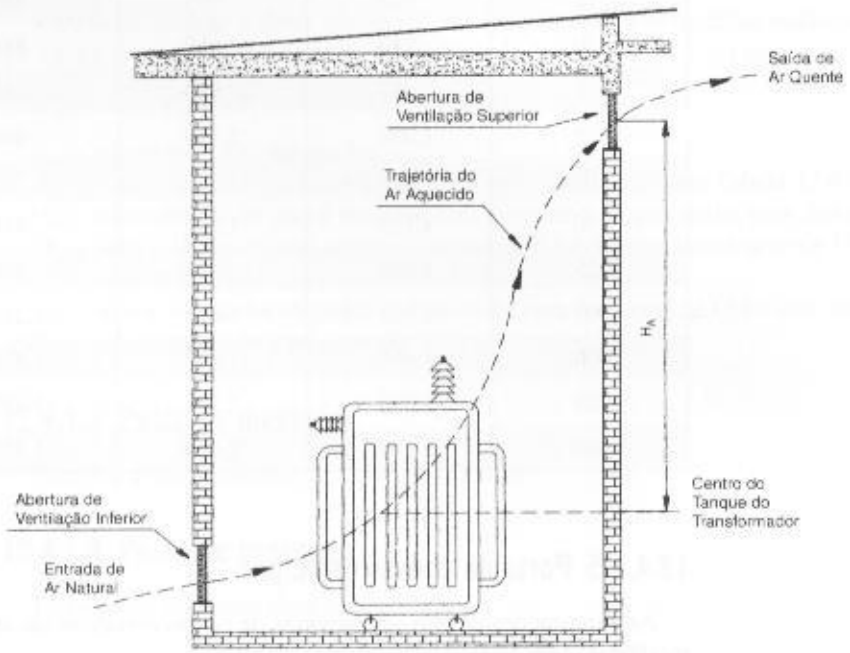
As aberturas de ventilação inferior e superior devem ser colocadas em paredes opostas de modo a facilitar, na trajetória de circulação do ar, a dissipação do calor contido na carcaça dos equipamentos. A Figura 12.20 mostra a trajetória tomada pelo ar aquecido desde a sua entrada no posto até a sua saída.

Sendo o transformador, em geral, o equipamento com maiores perdas Joule, as aberturas de ventilação em uma subestação devem ser dimensionadas em função de sua potência nominal, que é proporcional, em valor absoluto, às suas perdas totais.

Um modo simplista de determinar a área quadrática de uma abertura de ventilação, entrada e saída, é atribuir 0,30 m² de área para cada 100 kVA de potência instalada de transformação. Tomando-se, por exemplo, uma subestação com um transformador de 500 kVA de potência nominal, a abertura de ventilação deve ter as seguintes dimensões: $\frac{0,30}{100} \times 500 = 1,5 \text{ m}^2$.

As aberturas de ventilação devem ser construídas em forma de chicana e protegidas externamente por tela resistente, com malha de abertura mínima de 5 mm e máxima de 13 mm.

FIGURA 12.21
Trajetória de circulação de ar refrigerante



EXEMPLO DE APLICAÇÃO (12.1)

Determinar as dimensões internas e totais de uma subestação (comprimento, largura e altura) contendo dois transformadores de força com potências nominais, respectivamente iguais a 300 e 500 kVA, cujo *layout* está mostrado na Figura 12.22. A Figura 12.23 permite determinar a altura da subestação.

Para a determinação dos comprimentos e larguras de cada cubículo, foram adotadas as variáveis cotadas nas Figuras 12.22 e 12.23.

a) Cubículo de medição

Como o espaço mínimo ocupado deve ser de 1.600 × 2.000 mm, serão adotadas as seguintes dimensões:

- L_1 = 1.800 mm (valor adotado)
- C_{1m} = 2.840 mm (veja dimensões do transformador de 500 kVA, no item c)

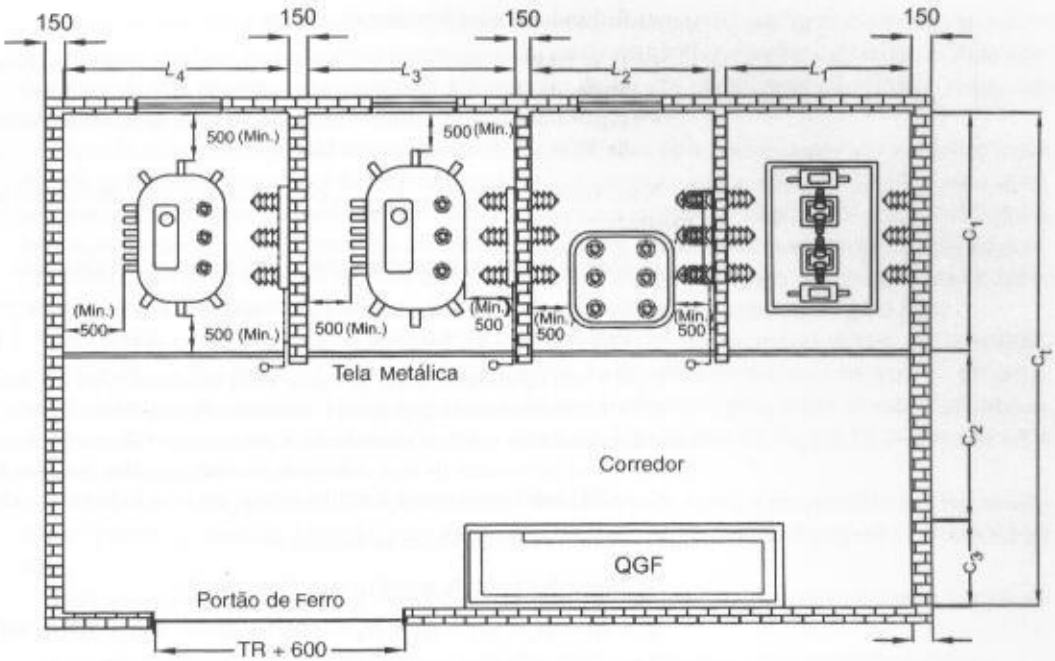


FIGURA 12.22
Determinação do comprimento e largura de uma subestação de alvenaria

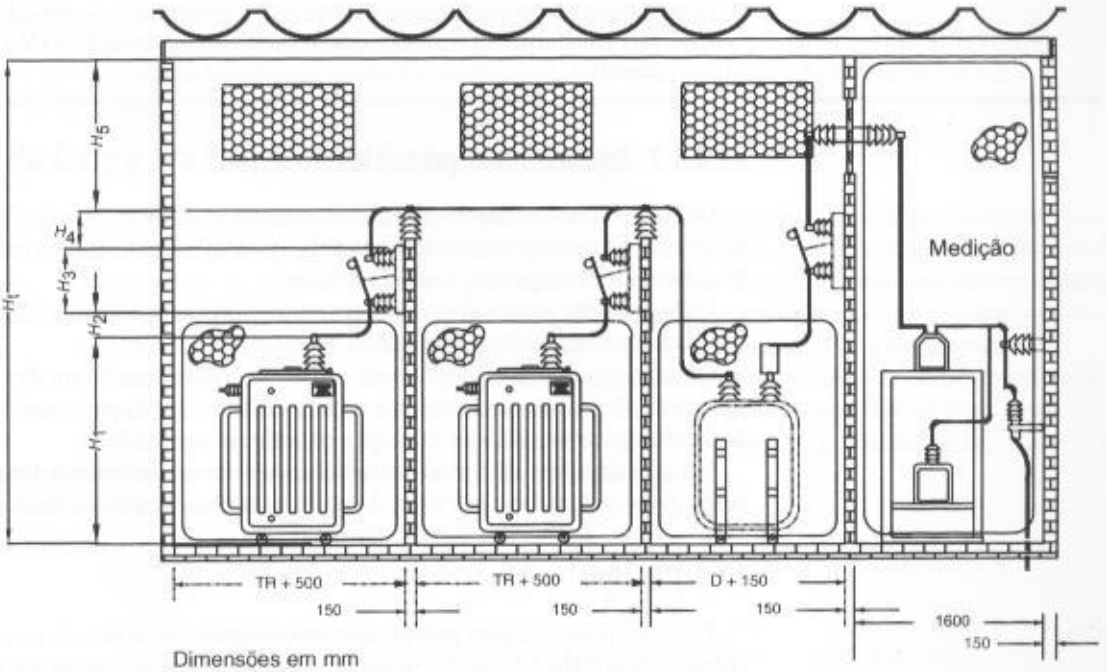


FIGURA 12.23
Determinação da altura de uma subestação de alvenaria

b) Cubículo de proteção (disjuntor primário)

- $L_2 = 700 + 500 + 500 = 1.700$ mm (o valor de 700 mm corresponde aproximadamente à largura de um disjuntor de média tensão quando visto de frente)
- $C_{1p} = 900 + 500 + 500 = 1.900$ mm (o valor de 900 mm corresponde aproximadamente à profundidade de um disjuntor de média tensão quando visto de frente). O valor adotado será de 2.840 mm, de acordo com a dimensão do transformador de 500 kVA.

c) Cubículo do transformador de 500 kVA

- $L_1 = 1.400 + 500 + 500 = 2.400$ mm (o valor de 1.400 mm corresponde à profundidade do transformador de 500 kVA, de acordo com a Tabela 4)
- $C_{1t} = 1.840 + 500 + 500 = 2.840$ mm (o valor de 1.840 mm corresponde à largura do transformador de 500 kVA de acordo com a Tabela 4)

d) Cubículo do transformador de 300 kVA

- $L_4 = 1.240 + 500 + 500 = 2.240$ mm (o valor de 1.240 mm corresponde à profundidade do transformador de 300 kVA, de acordo com a Tabela 4)
- $C_{t/2} = 1.690 + 500 + 500 = 2.690$ mm (o valor de 1.690 mm corresponde à largura do transformador de 300 kVA de acordo com a Tabela 4)

Nota: Entre os valores $C_{t/1}$, $C_{t/2}$, $C_{t/1}$ e $C_{t/2}$ deverá ser adotado o maior valor que será atribuído à variável C_1 mostrada na Figura 12.22.

e) Determinação do comprimento e largura internos da subestação

- Largura: $L_i = L_1 + L_2 + L_3 + L_4 = 1.800 + 1.700 + 2.400 + 2.240 = 8.140$ mm
- Profundidade: $C_i = C_1 + C_2 + C_3 = 2.840 + 1.200 + 700 = 4.740$ mm

$C_1 = 2.840$ mm (corresponde ao maior valor do cubículo do transformador ou seja, $C_{t/1} = 2.840$ mm)
$C_2 = 1.200$ mm (locais de manobra, valor mínimo, conforme Tabela 12.2 e Figura 12.19; pode ser necessário aumentar esse valor de acordo com a posição do QGF, sua profundidade e as dimensões dos transformadores, que necessitam de área suficiente para ser retirados, no caso de avaria)
$C_3 = 700$ mm (corresponde à profundidade, em média, de um Quadro Geral de Força)

f) Determinação da altura da subestação

As dimensões estão de acordo com a Figura 12.23.

$H_i = H_1 + H_2 + H_3 + H_4 + H_5 = 1.960 + 200 + 500 + 300 + 160 = 3.120$ mm

$H_1 = 1.960$ mm (deve-se escolher a altura do maior transformador, dada na Tabela 12.4)
$H_2 = 200$ mm (valor que permite a curvatura do barramento)
$H_3 = 500$ mm (valor médio da altura das chaves seccionadoras de média tensão)
$H_4 = 300$ mm (valor que permite a curvatura do barramento, considerando a altura do isolador de apoio)
$H_5 = 160$ mm (Tabela 12.3 para a tensão nominal do sistema de 13,8 kV e 95 kV de tensão suportável de impulso)

12.4.1.7 Barramentos primários

Os barramentos primários que fazem a conexão entre os diversos postos, tanto em subestação de alvenaria como em subestação modular, podem ser construídos em barras de seção retangular de cobre ou em vergalhão, também de cobre.

Os valores das seções dos barramentos que constam na Tabela 12.5 foram calculados levando-se em conta a capacidade nominal da subestação.

Os suportes isoladores que fixam os barramentos na estrutura das subestações, tanto as construídas de alvenaria como de chapa metálica, devem ser dimensionados para suportar a intensidade das forças desenvolvidas durante a ocorrência de uma falta.

No caso de subestação modular metálica, é necessário também dimensionar adequadamente os perfis de aço da própria estrutura do posto para atender aos mesmos objetivos.

12.4.1.8 Iluminação

Todos os postos devem possuir iluminação artificial de acordo com os níveis de iluminamento previstos pela NBR 14039/98 e também iluminação natural, sempre que possível. Também os postos devem possuir iluminação de segurança, com autonomia mínima de duas horas.

12.5 PARALELISMO DE TRANSFORMADORES

Em muitas instalações elétricas é necessário dimensionar mais de uma unidade de transformação localizada no mesmo recinto da subestação, evitando que se dependa de uma única unidade. Esses transformadores podem ser conectados ao sistema secundário da subestação individualmente, o que muitas vezes não constitui nenhuma vantagem operacional, ou interligados convenientemente através do secundário.

Em geral, até a potência nominal da subestação de 500 kVA, utiliza-se somente uma unidade de transformação. Para potências superiores, é conveniente o emprego de duas unidades em serviço em paralelo.

Como já abordado anteriormente, o número de transformadores em serviço em paralelo deve ser limitado em função das elevadas correntes de curto-circuito que podem acarretar o dimensionamento de chaves e equipamentos de interrupção de grande capacidade de ruptura, o que, em conseqüência, onera demasiadamente o custo da instalação.

Quando há necessidade da utilização de muitas unidades de transformação, normalmente mais de três, para suprir uma única barra é conveniente proceder-se ao seccionamento em pontos apropriados, normalmente no ponto médio do barramento secundário, e interligá-los através de chave interruptora de operação manual ou automática, que deve permanecer em serviço normal na posição aberta. No caso de saída de uma unidade de transformação, a chave é acionada, mantendo o suprimento da carga pelos outros transformadores que devem ter capacidade para isto.

As chaves que compõem o sistema de interligação dos barramentos devem ser mantidas intertravadas, a fim de evitar que se proceda à operação dos transformadores em serviço em paralelo; isto é, quando uma das chaves de interligação do barramento opera, retira-se automaticamente de operação uma ou mais unidades de transformação. Um exame da Figura 12.24 permite uma melhor compreensão do texto.

Uma outra vantagem da utilização de transformadores em serviço em paralelo é evitar unidades de potência nominal elevada, resultando em transtornos durante o transporte e descarga na obra.

Para que seja possível colocar dois ou mais transformadores em serviço em paralelo é necessário que:

- a alimentação primária das várias unidades tenha as mesmas características elétricas;
- os transformadores tenham o mesmo deslocamento angular;
- as tensões secundárias sejam iguais;
- as impedâncias percentuais sejam preferencialmente iguais;
- os fatores de potência de curto-circuito sejam iguais;
- a relação entre as potências nominais das diversas unidades não seja superior a 3:1.

12.5.1 Distribuição de Carga em Transformadores em Serviço

Se dois ou mais transformadores de potências nominais iguais construídos à base do mesmo projeto eletro-mecânico forem postos em serviço em paralelo, a carga, para fins práticos, se distribuirá igualmente pelas referidas unidades. No entanto, considerando-se que esses transformadores tenham potências nominais e impedâncias percentuais diferentes, o que constitui um caso de natureza prática muito comum, a carga se distribuirá diferentemente em cada unidade de transformação.

Para a determinação da distribuição de corrente pelas diferentes unidades de transformação considerar três transformadores de potências nominais $P_{nt1}, P_{nt2}, P_{nt3}$ com impedâncias percentuais respectivamente iguais a $Z_{nt1}, Z_{nt2}, Z_{nt3}$, ligados em serviço em paralelo. A potência de carga P_c deverá distribuir-se de acordo com o resultado da Equação (12.4).

$$P_{ct2} = \frac{P_c \times P_{nt1} \times Z_{mt}}{(P_{nt1}+P_{nt2}+P_{nt3}) \times Z_{nt2}}$$

$$P_{ct2} = \frac{P_c \times P_{nt1} \times Z_{mt}}{\left(P_{nt1} + P_{nt2} + P_{nt3}\right) \times Z_{mt2}} \tag{12.4}$$

$$P_{ct3} = \frac{P_c \times P_{nt1} \times Z_{mt}}{\left(P_{nt1} + P_{nt2} + P_{nt3}\right) \times Z_{mt3}}$$

O valor da impedância média de curto-circuito Z_{mt} é dado pela Equação (12.5).

$$Z_{mt} = \frac{P_{nt1} + P_{nt2} + P_{nt3}}{\frac{P_{nt1}}{Z_{nt1}} + \frac{P_{nt2}}{Z_{nt2}} + \frac{P_{nt3}}{Z_{nt3}}} \tag{12.5}$$

A Figura 12.25 apresenta, esquematicamente, a ligação dos três transformadores referidos, conectados na configuração triângulo-estrela.

Dois ou mais transformadores que estejam em serviço em paralelo e não tenham o mesmo deslocamento angular ou a mesma seqüência de fase resultam em uma diferença de tensão entre os secundários dos transformadores, proporcionando uma circulação de corrente nos enrolamen-

TABELA 12.5
Dimensões de barramento

Potência dos Transformadores	Barramento Retangular de Cobre		Vergalhão de Cobre	
			Seção	Diâmetro
(kVA)	(in)	(mm)	(mm^2)	(mm)
Até 700	1/2 × 1/8	12,70 × 3,175	25	5,6
De 701 a 2.500	3/4 × 3/16	19,05 × 4,760	35	6,6

tos. Essa circulação de corrente poderá ser comprovada ligando-se um voltímetro entre as fases dos transformadores em serviço, conforme mostrado na Figura 12.26.

Dois transformadores fabricados com base num mesmo projeto não resultam em características elétricas perfeitamente iguais. Assim, a própria norma ABNT tolera as seguintes diferenças percentuais em relação ao valor nominal:

- relação de transformação: ±0,5%;
- impedância percentual: ±7,5%;
- corrente em vazio: ±20,0%.

Na prática, são aceitos transformadores para serviço em paralelo com até 10% de diferença na impedância percentual sem que haja maiores conseqüências na operação normal das unidades mencionadas, contanto que as demais características sejam respeitadas.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (12.2)

Considerar três transformadores em paralelo com as seguintes características:

- Transformador 1:

$P_{n1} = 500$ kVA
$Z_{n1} = 3,5\%$

- Transformador 2:

$P_{n2} = 750$ kVA
$Z_{n2} = 4,50\%$

- Transformador 3:

$P_{n3} = 1.000$ kVA
$Z_{n3} = 5,0\%$

Sabendo-se que a demanda solicitada é de 2.100 kVA, determinar a distribuição da carga pelas três unidades.

$$Z_{ne} = \frac{P_{n1} + P_{n2} + P_{n3}}{\frac{P_{n1}}{Z_{n1}} + \frac{P_{n2}}{Z_{n2}} + \frac{P_{n3}}{Z_{n3}}} = \frac{500 + 750 + 1.000}{\frac{500}{3,5} + \frac{750}{4,5} + \frac{1.000}{5}}$$

$Z_{ne} = 4,4\%$

Logo, a distribuição da carga para cada transformador vale:

$$P_{c1} = \frac{2.100 \times 500 \times 4,4}{(500 + 750 + 1.000) \times 3,5} = 587 \text{ kVA}$$

$$P_{c2} = \frac{2.100 \times 750 \times 4,4}{(500 + 750 + 1.000) \times 4,5} = 685 \text{ kVA}$$

$$P_{c3} = \frac{2.100 \times 1000 \times 4,4}{(500 + 750 + 1.000) \times 5} = 822 \text{ kVA}$$

Logo, a distribuição percentual de carga nas três unidades de transformação será:

- Transformador 1:

$$P_1 = \frac{587 - 500}{500} \times 100 = 17{,}4\%, \text{ em sobrecarga}$$

- Transformador 2:

$$P_2 = \frac{685 - 750}{750} \times 100 = -8{,}6\%, \text{ em subcarga}$$

- Transformador 3:

$$P_3 = \frac{822 - 1.000}{1.000} \times 100 = -17{,}8\%, \text{ em subcarga}$$

12.6 ESTAÇÃO DE GERAÇÃO PARA EMERGÊNCIA

Em algumas unidades industriais é necessário manter um sistema de geração próprio para suprir normalmente uma parte da carga quando houver corte eventual do sistema de suprimento da concessionária.

Dado o elevado custo do empreendimento, os geradores devem ser dimensionados para suprir somente os circuitos previamente selecionados e indispensáveis ao funcionamento de determinadas máquinas, cuja paralisação produzirá elevadas perdas de material em processo de fabricação.

Normalmente os geradores são interligados ao barramento do QGF, onde uma chave de manobra, que pode ser manual ou automática, completará a ligação durante a falta de energia.

O esquema da Figura 12.27 mostra, sucintamente, a interligação de um grupo gerador de emergência com o sistema de distribuição da instalação. Essa interligação deverá ser executada de tal forma que impossibilite acidentalmente o paralelismo do gerador com o sistema de fornecimento local.

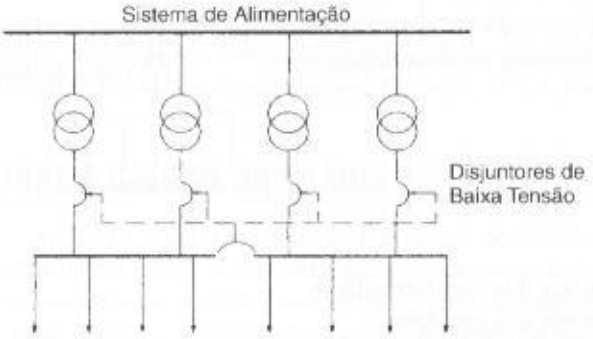


FIGURA 12.24
Paralelismo dos transformadores com barramento dividido

A instalação de estações de geração devem seguir as seguintes prescrições:

- os condutores de saída dos terminais do gerador devem ter capacidade de condução de corrente não inferior a 115% da corrente nominal. O condutor neutro deve ter a mesma seção transversal que os condutores fase;
- as carcaças dos geradores devem permanecer continuamente aterradas.

12.7 LIGAÇÕES À TERRA

As subestações devem ter todas as partes condutoras não energizadas ligadas à malha de terra, cujo cálculo já foi exposto no Capítulo 11.

Para orientação do projetista, deve-se aterrar:

- suportes metálicos destinados à fixação de isoladores e aparelhos;
- proteções metálicas, tais como telas, portas etc.;

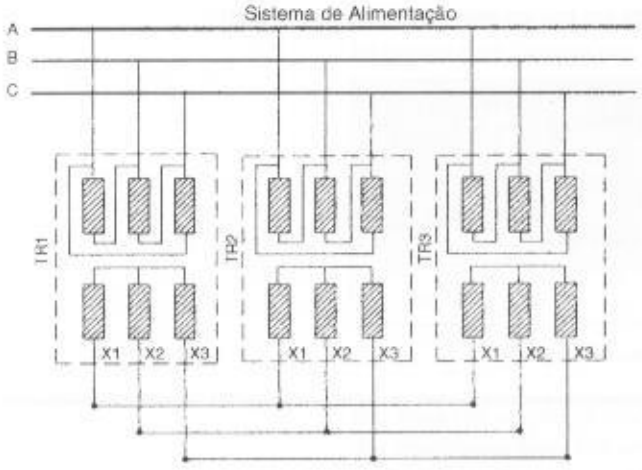


FIGURA 12.25
Ligação paralela triângulo-estrela

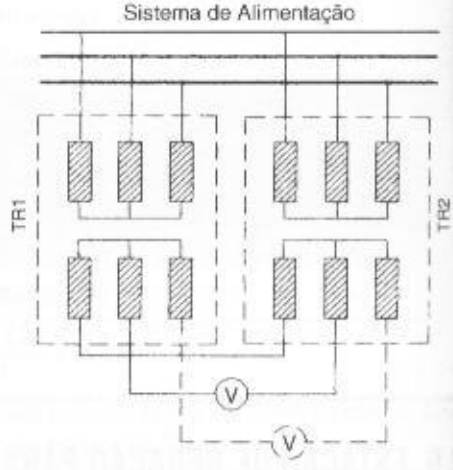


FIGURA 12.26
Medida de circulação de corrente

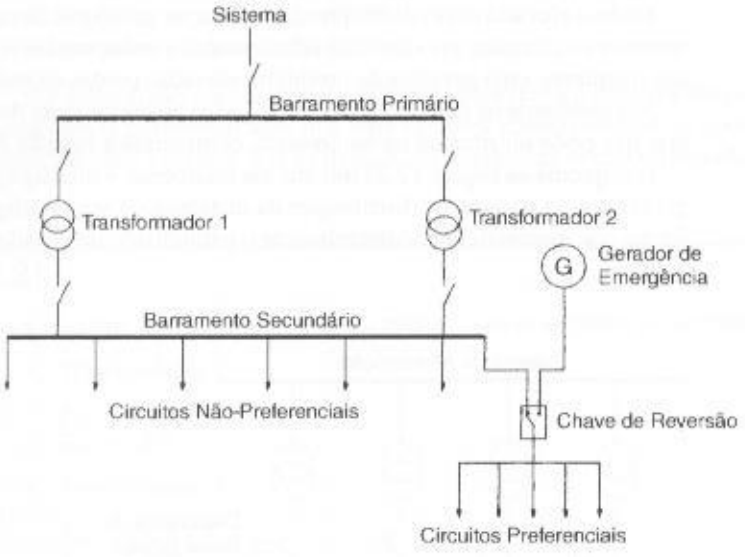


FIGURA 12.27
Conexão de gerador de emergência numa instalação de BT

- carcaça dos transformadores;
- carcaça dos geradores;
- carcaça dos transformadores de medida;
- carcaça e os volantes dos disjuntores de média tensão;
- tampas metálicas das valas e eventuais tubulações metálicas;
- neutro do transformador;
- condutor de proteção.

O condutor de proteção deve ser constituído por condutores de cobre de seção mínima de 16 mm^2.

O condutor de aterramento para ligação dos suportes, carcaças etc. deve ter seção mínima igual a 25 mm^2. A ligação do neutro à terra deve ser feita com condutor de seção não inferior também a 25 mm^2.

A NBR 14039/03 recomenda que a resistência de aterramento seja da ordem de 10 Ω, em qualquer época do ano, a fim de se evitar potenciais perigosos no solo durante curtos-circuitos monopolares. Porém, a equipotencialização, o arranjo e as dimensões do sistema de aterramento são mais importantes que o valor da própria resistência de aterramento.

CAPÍTULO 13

PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

13.1 INTRODUÇÃO

As descargas atmosféricas causam sérias perturbações nas redes aéreas de transmissão e distribuição de energia elétrica, além de provocarem danos materiais nas construções atingidas por elas, sem contar os riscos de vida a que as pessoas e animais ficam submetidos.

As descargas atmosféricas induzem surtos de tensão que chegam a centenas de kV nas redes aéreas de transmissão e distribuição das concessionárias de energia elétrica, obrigando a utilização de cabos-guarda ao longo das linhas de tensão mais elevada e pára-raios a resistor não-linear para a proteção de equipamentos elétricos instalados nesses sistemas.

Quando as descargas elétricas entram em contato direto com quaisquer tipos de construção, tais como edificações, tanques metálicos de armazenamento de líquidos isolados da terra, partes estruturais ou não de subestações, são registrados grandes danos materiais que poderiam ser evitados caso essas construções estivessem protegidas adequadamente por Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas – SPDA.

O presente capítulo estudará somente a proteção contra descargas atmosféricas que incidam sobre as construções anteriormente mencionadas, fugindo ao escopo deste livro a abordagem da proteção contra as sobretensões resultantes nas redes urbanas e rurais, o que pode ser visto no livro do autor *Manual de Equipamentos Elétricos* 3.ª Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

13.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE A ORIGEM DOS RAIOS

Ao longo dos anos, várias teorias foram desenvolvidas para explicar o fenômeno dos raios. Atualmente tem-se como certa que a fricção entre as partículas de água, que formam as nuvens, provocada pelos ventos ascendentes de forte intensidade, dá origem a uma grande quantidade de cargas elétricas. Verifica-se experimentalmente na maioria dos fenômenos atmosféricos que as cargas elétricas positivas ocupam a parte superior da nuvem, enquanto as cargas elétricas negativas se posicionam na sua parte inferior, acarretando conseqüentemente uma intensa migração de cargas positivas na superfície da terra para a área correspondente à localização da nuvem, conforme se pode observar na Figura 13.1. Dessa forma, as nuvens adquirem uma característica bipolar.

Como se pode deduzir pela Figura 13.1, a concentração de cargas elétricas positivas e negativas numa determinada região faz surgir uma diferença de potencial entre a terra e a nuvem. No entanto, o ar apresenta uma determinada rigidez dielétrica, normalmente elevada, que depende de certas condições ambientais. O aumento dessa diferença de potencial, que se denomina gradiente de tensão, poderá atingir um valor que supere a rigidez dielétrica do ar interposto entre a nuvem e a terra, fazendo com que as cargas elétricas migrem na direção da terra, num trajeto tortuoso e normalmente cheio de ramificações, cujo fenômeno é conhecido como descarga piloto. É de aproximadamente 1 kV/mm o valor do gradiente de tensão para o qual a rigidez dielétrica do ar é rompida.

A ionização do caminho seguido pela descarga piloto propicia condições favoráveis de condutibilidade do ar ambiente. Mantendo-se elevado o gradiente de tensão na região entre a nuvem e a terra, surge, em função da aproximação do solo de uma das ramificações da descarga piloto, uma descarga ascendente, constituída de cargas elétricas positivas, denominada descarga ascendente

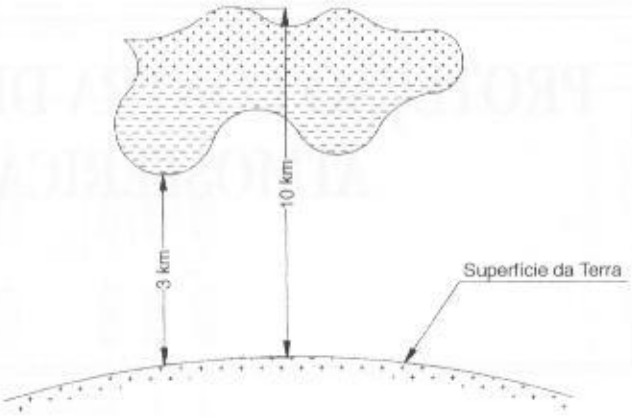


FIGURA 13.1
Distribuição das cargas elétricas das nuvens e do solo

de retorno da terra para a nuvem, originando-se em seguida a descarga principal no sentido da nuvem para terra, de grande intensidade, responsável pelo fenômeno conhecido como trovão, que é o deslocamento da massa de ar circundante ao caminhamento do raio, em função da elevação de temperatura e, conseqüentemente, do aumento de volume.

Se as nuvens acumulam uma grande quantidade de cargas elétricas que não foram neutralizadas pela descarga principal inicia-se as chamadas descargas reflexas ou múltiplas cujas características são semelhantes à descarga principal. A Figura 13.2 mostra uma fotografia de uma descarga atmosférica, fenômeno característico de descargas múltiplas. As descargas reflexas podem acontecer por várias vezes após cessada a descarga principal.

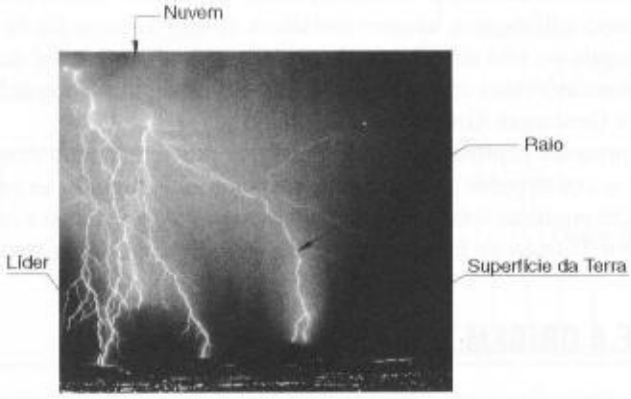


FIGURA 13.2
Descargas atmosféricas múltiplas

Já a Figura 13.3 ilustra graficamente a formação das descargas atmosféricas, conforme o fenômeno foi descrito anteriormente.

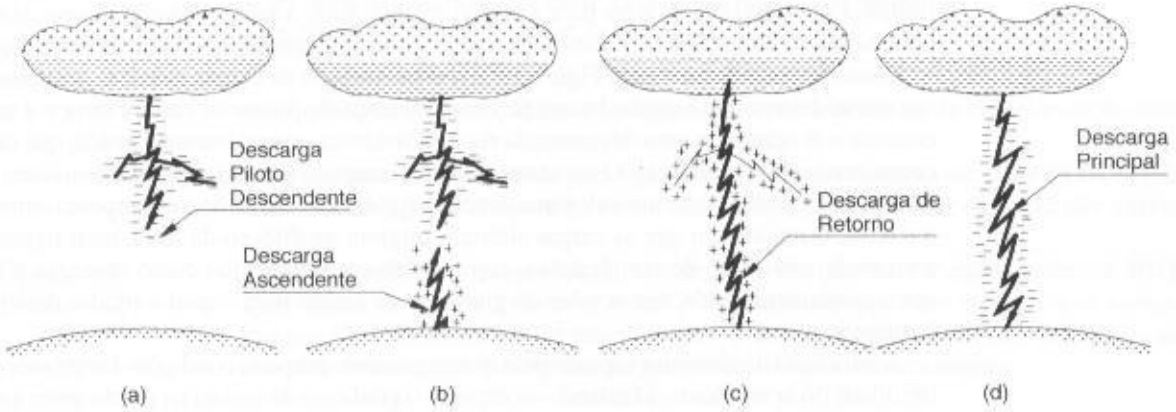


FIGURA 13.3
Formação de uma descarga atmosférica

Tomando-se como base as medições feitas na Estação do Monte San Salvatori, as intensidades das descargas atmosféricas podem ocorrer nas seguintes probabilidades:

- 97% ≤ 10 kA;
- 85% ≤ 15 kA;
- 50% ≤ 30 kA;
- 20% ≤ 15 kA;
- 4% ≤ 80 kA.

Também ficou comprovado que a corrente de descarga tem uma única polaridade, isto é, uma só direção. Uma onda típica de descarga atmosférica foi determinada para efeito de estudos específicos. A Figura 13.4 mostra a conformação dessa onda em função do tempo.

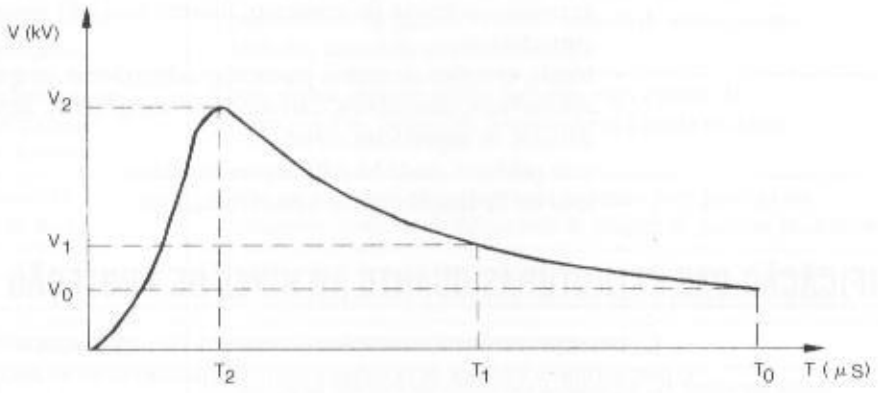


FIGURA 13.4
Formato característico de uma onda de descarga atmosférica

A onda atinge o seu valor máximo de tensão V_2 num tempo T_2, compreendido entre 1 e 10 μs. Já o valor médio V_1, correspondente ao valor médio da cauda da onda, é atingido num intervalo de tempo T_1 de 20 a 50 μs, caindo para $V \cong 0$ ao final de T_0 no intervalo de 100 a 200 μs. A onda de tensão característica foi normalizada para valores de $T_1 = 50$ μs e $T_2 = 1{,}5$ μs, normalmente conhecida como onda de $1{,}2 \times 50$ μs. Já a onda característica da corrente de descarga foi normalizada para $T_1 = 20$ μs e $T_1 = 8$ μs, também conhecida normalmente como onda de 8×20 μs.

O conhecimento da forma da onda e dos seus valores típicos de tensão e tempo, além dos percentuais de sua ocorrência, possibilita os estudos destinados ao dimensionamento dos pára-raios de proteção contra sobretensões nas linhas e redes elétricas e dos pára-raios de haste destinados à proteção de construções prediais e instalações em geral.

13.3 ORIENTAÇÕES PARA PROTEÇÃO DO INDIVÍDUO

Durante as tempestades, na maioria das vezes, as pessoas se tomam de pavor na presença das descargas atmosféricas, procurando proteção em locais muitas vezes impróprios sob o ponto de vista de segurança. A seguir será resumidamente analisada a segurança das pessoas em diferentes situações em que podem encontrar-se durante as tempestades.

- as pessoas devem retirar-se da água, seja praia ou barragens, pois no caso de descargas atmosféricas podem surgir no espelho d'água quedas de tensão acentuadas capazes de acidentar o indivíduo, notadamente se este estiver em posição de nado;
- ao sair da água não se deve ficar andando ou deitado na praia; procurar sempre um abrigo que possa oferecer a melhor segurança;
- se o indivíduo estiver no interior de um pequeno barco ou jangada, por exemplo, praticando pescaria, deve recolher a vara de pesca, colocando-a no interior do barco, procurando deitar-se ou abaixar-se; se for possível desembarcar com segurança, que o faça, identificando logo um local mais seguro;
- durante partidas de futebol de várzea, o chamado futebol de poeira, é conveniente interromper a partida e procurar abrigo;
- nas quadras de esporte abertas ou campos de futebol em que não há nenhuma forma de proteção contra descargas atmosféricas, as pessoas devem proteger-se sob as arquibancadas,

inclusive os atletas; de quando em vez a imprensa televisiva registra e relata ocorrências de raios atingindo atletas em pleno jogo;
- evitar permanecer em picos de morro;
- evitar locais abertos, como estacionamento e área rural;
- os operários devem abandonar o topo das construções durante as tempestades;
- evitar permanecer debaixo de árvores isoladas; é preferível procurar locais com maior número de árvores quando não se encontrar abrigo mais seguro;
- nunca deitar-se debaixo de uma árvore, principalmente com o corpo na posição radial; no caso de uma descarga atingir a árvore, a corrente é injetada no solo no sentido radial, podendo o indivíduo ficar submetido à elevada queda de tensão entre as pontas dos pés e os braços;
- os melhores abrigos que as pessoas normalmente podem encontrar em situações de tempestades são:
  - qualquer estrutura que possua uma proteção contra descargas atmosféricas;
  - grandes estruturas de concreto, mesmo que não possuam proteção contra descargas atmosféricas;
  - túneis, estações de metrô, passarelas subterrâneas ou quaisquer estruturas subterrâneas;
  - automóveis, caminhões, carrocerias e congêneres, desde que devidamente fechados e dotados de superfícies metálicas;
  - vias públicas, onde há edificações elevadas;
  - interior de lanchas ou de navios metálicos.

13.4 CLASSIFICAÇÃO DAS ESTRUTURAS QUANTO AO NÍVEL DE PROTEÇÃO

Como se procurou mostrar anteriormente, as descargas atmosféricas podem danificar seriamente o patrimônio e vitimar as pessoas e animais quando estes se encontram dentro do campo elétrico formado entre a nuvem e o solo e sejam diretamente atingidos.

Mesmo com a instalação de um sistema de pára-raios, há sempre a possibilidade de falha desse sistema, podendo a construção protegida, neste caso, ser atingida por uma descarga atmosférica. A partir dessa premissa, a IEC 1024-1/NBR 5419/01 determina quatro diferentes níveis de proteção, com base nos quais devem ser tomadas decisões de projeto mais ou menos severas. Esses níveis de proteção estão assim definidos:

Nível I: é o nível mais severo quanto à perda de patrimônio. Refere-se às construções protegidas, cuja falha no sistema de pára-raios pode provocar danos às estruturas adjacentes, tais como as indústrias petroquímicas, de materiais explosivos etc.

Nível II: refere-se às construções protegidas, cuja falha no sistema de pára-raios pode ocasionar a perda de bens de estimável valor ou provocar pânico aos presentes, porém sem nenhuma conseqüência para as construções adjacentes. Enquadram-se neste nível os museus, teatros, estádios, companhias comerciais comuns etc.

Nível III: refere-se às construções de uso comum, tais como os prédios residenciais, lojas de departamento e indústrias de manufaturados simples.

Nível IV: refere-se às construções onde não é rotineira a presença de pessoas. São feitas de material não-inflamável, sendo o produto armazenado nelas de material não-combustível, tais como armazéns de concreto para produtos de construção.

A norma NBR 5419/01 fornece os vários tipos de estruturas e os equivalentes níveis de proteção quanto às descargas atmosféricas, reproduzidos na Tabela 13.1.

13.5 SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS – SPDA

Os requisitos básicos para a instalação de um SPDA depende do tipo de estrutura que se quer proteger, conforme será estudado a seguir, indicando-se ao mesmo tempo os principais elementos utilizados num SPDA, conforme mostrado esquematicamente na Figura 13.5, tratando-se de edificações existentes, galpões pré-fabricados etc.

13.5.1 Estruturas Comuns

São assim consideradas as edificações residenciais, comerciais e industriais com exceção das chaminés. Os principais elementos utilizados num SPDA são:

TABELA 13.1
Classificação das estruturas quanto ao nível de proteção

Classificação da Estrutura	Tipo da Estrutura	Efeitos das Descargas Atmosféricas	Nível de Proteção
Estruturas comuns[1]	Residências	Perfuração da isolação de instalações elétricas, incêndio, e danos materiais. Danos normalmente limitados a objetos no ponto de impacto ou no caminho do raio	III
	Fazendas, estabelecimentos agropecuários	Risco direto de incêndio e tensões de passo perigosas. Risco indireto devido à interrupção de energia e risco de morte para animais devido à perda de controles eletrônicos, ventilação, suprimento de alimentação e outros	III ou IV[2]
	Teatros, escolas, lojas de departamentos, áreas esportivas e igrejas	Danos às instalações elétricas (por exemplo: iluminação) e possibilidade de pânico. Falha do sistema de alarme contra incêndio, causando atraso no socorro	II
	Bancos, companhias de seguro, companhias comerciais e outros	Como acima, além de efeitos indiretos com a perda de comunicações, falhas dos computadores e perda de dados	II
	Hospitais, casas de repouso e prisões	Como para escolas, além de efeitos indiretos para pessoas em tratamento intensivo e dificuldade de resgate de pessoas imobilizadas	II
	Indústrias	Efeitos indiretos conforme o conteúdo das estruturas, variando de danos pequenos a prejuízos inaceitáveis e perda de produção	III
	Museus, locais arqueológicos	Perda de patrimônio cultural insubstituível	II
Estruturas com risco confinado	Estações de telecomunicação, usinas elétricas, indústrias	Interrupção inaceitável de serviços públicos por breve ou longo período de tempo. Risco indireto para as imediações devido a incêndios e outros com risco de incêndio	I
Estruturas com risco para os arredores	Refinarias, postos de combustível, fábricas de fogos, fábricas de munição	Risco de incêndio e explosão para a instalação e seus arredores	I
Estruturas com risco para o meio ambiente	Indústrias químicas, usinas nucleares, laboratórios químicos	Risco de incêndio e falhas de operação, com conseqüências perigosas para o local e para o meio ambiente	I

[1]ETI (Equipamentos de Tecnologia da Informação) podem ser instalados em todos os tipos de estruturas, inclusive estruturas comuns. É impraticável a proteção total contra danos causados pelos raios dentro destas estruturas; não obstante, devem ser tomadas medidas (conforme a NBR 5410) de modo a limitar os prejuízos a níveis aceitáveis.

[2]Estruturas de madeira: nível III; estruturas nível IV. Estruturas contendo produtos agrícolas potencialmente combustíveis (pós de grãos) sujeitos à explosão são considerados com risco para arredores.

13.5.1.1 Captor

Os captores podem ser considerados naturais e não-naturais.

Os captores naturais são aqueles elementos condutores potencialmente expostos a uma descarga atmosférica. Podem ser tomados como integrante do SPDA e têm como exemplos as estruturas metálicas constituídas por tanques e tubos com espessura mínima da parede de 0,5 mm de aço galvanizado.

Também as coberturas metálicas de galpões industriais são consideradas captores naturais.

Já os captores não-naturais são constituídos de elementos metálicos como uma haste condutora, um cabo horizontal ou um elemento desenhado especialmente para essa função, denominado pára-raios tipo Franklin, formado normalmente por três ou mais pontas de aço inoxidável ou cobre. É também denominado captor de ponta. A Figura 13.6 mostra um captor de quatro pontas.

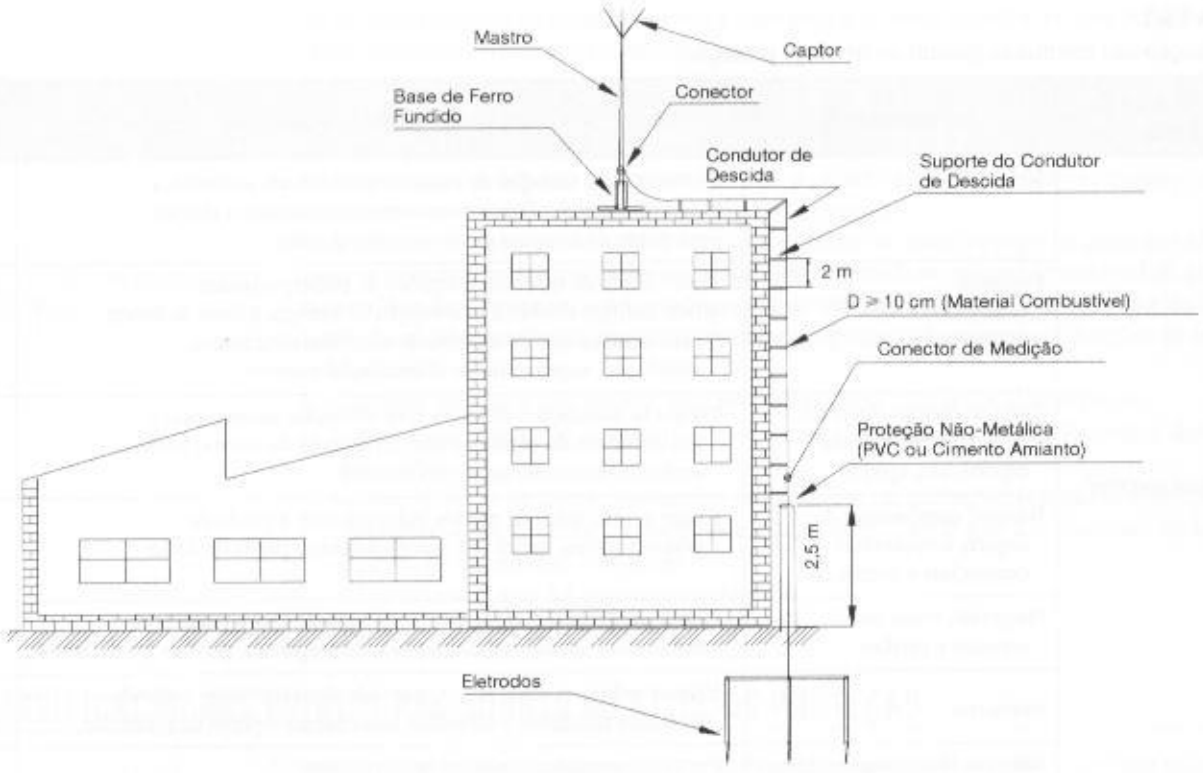
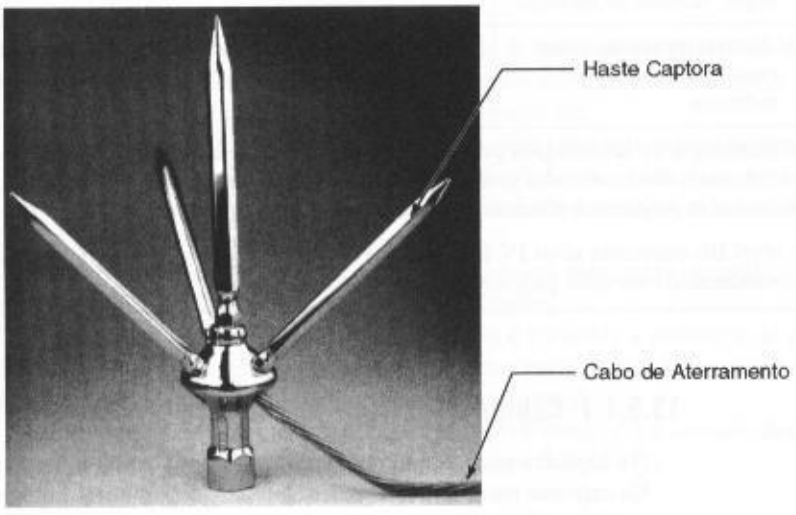


FIGURA 13.5
Elementos de um Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas

FIGURA13.6
Captor de descarga atmosférica



13.5.1.2 Mastro ou haste

É o suporte do captor do tipo Franklin, sendo constituído de um tubo de cobre de comprimento entre 3 e 5 m e 55 mm de diâmetro. Deve ser fixado firmemente num isolador de uso exterior. A função do mastro é suportar o captor e servir de condutor metálico.

13.5.1.3 Isolador

É a base de fixação do mastro ou haste. Normalmente é utilizado um isolador fabricado em porcelana vitrificada ou vidro temperado, para um nível de tensão de 10 kV.

13.5.1.4 Condutor de descida

É o condutor metálico que faz a ligação entre o mastro ou captor e o eletrodo de terra, e a sua seção é dada na Tabela 13.2.

TABELA 13.2
Seções mínimas dos condutores de um SPDA

Material	Captor e Anéis Intermediários	Condutor de Descida para Estrutura até 20 m	Condutor de Descida para Estrutura Superior a 20 m	Eletrodo de Aterramento
	(mm^2)	(mm^2)	(mm^2)	(mm^2)
Cobre	35	16	35	50
Alumínio	70	25	70	-
Aço galvanizado a quente ou embutido no concreto	50	50	50	80

Constituem-se ainda condutores de descida as estruturas metálicas, tais como postes, torres e similares, bem como as armaduras de aço de estruturas de concreto que têm continuidade até a base das mesmas.

O posicionamento dos condutores de descida deve obedecer os seguintes requisitos:

a) SPDA isolado
- para um ou mais mastros separados é necessário, no mínimo, um condutor de descida para cada mastro (não-condutor);
- para um ou mais condutores horizontais separados, é necessário um condutor de descida na extremidade de cada condutor horizontal;
- para uma rede de condutores, é necessário um condutor de descida para cada estrutura de suporte (não-condutora).

b) SPDA não isolado
- os condutores de descida não-naturais devem ser distribuídos ao longo do perímetro do volume a proteger, obedecendo os afastamentos máximos previstos na Tabela 13.3, devendo-se adotar, no mínimo, dois condutores de descida;
- os condutores de descida não-naturais devem ser interligados a condutores horizontais formando anéis a cada 20 m de altura, sendo o primeiro anel constituído dos condutores de aterramento, podendo-se alternativamente adotar condutores radiais, em ambos os casos, enterrados a uma profundidade mínima de 50 cm;
- os condutores de descida devem ser instalados a uma distância mínima de 50 cm de portas, janelas e outras aberturas;
- os condutores de descida podem ser instalados na superfície ou embutidos se a parede for de material não-inflamável;
- os condutores de descida podem ser instalados na superfície se a parede for de material inflamável e a elevação de temperatura decorrente da passagem da corrente elétrica não resultar em risco para o material da referida parede;

TABELA 13.3
Espaçamento médio dos condutores de descida não-naturais

Nível de Proteção	Espaçamento (m)
I	10
II	15
III	20
IV	25

- os suportes metálicos dos condutores de descida não devem estar em contato com a parede de material inflamável cuja elevação de temperatura decorrente da passagem da corrente elétrica resultar em risco para o material da referida parede, devendo-se, no entanto, manter uma distância de 10 cm entre o condutor de descida e o volume a proteger;
- sempre que possível deve-se instalar um condutor de descida em cada canto da estrutura;
- recomenda-se que os usuários evitem utilizar equipamentos eletrônicos sensíveis próximo aos condutores de descida;
- os condutores de descida não devem ser instalados no interior de calhas ou tubos de águas pluviais, a fim de evitar corrosão, mesmo que o condutor seja isolado;
- os condutores de descida externos devem ser protegidos contra danos mecânicos até, no mínimo, 2,5 m acima do nível do solo. A proteção deve ser feita por eletroduto rígido de PVC ou eletroduto rígido metálico. Quando a proteção for metálica o condutor de descida deve ser conectado em ambas as extremidades do eletroduto.

De acordo com a NBR 5419/01 – Proteção de Edificações contra Descargas Atmosféricas, os condutores de descida podem ser do tipo não-natural e natural.

a) Condutores de descida não-naturais

São aqueles constituídos de condutores metálicos de cobre comercial de condutividade mínima 98% para o tipo recozido, ou alumínio, apropriado para utilização como condutor elétrico. Devem obedecer os seguintes requisitos:

- os condutores de descida devem ser retilíneos e verticais, de modo a fazer o trajeto o mais curto possível;
- as emendas dos condutores de descida devem ser feitas preferencialmente com solda isotérmica, podendo-se empregar também conectores à compressão, rebites ou parafusos;

b) Condutores de descida naturais

São aqueles constituídos de elementos próprios da estrutura ou que não se enquadram na condição de condutores naturais, mas que devem obedecer as seguintes prescrições:

- os pilares metálicos de estruturas podem ser empregados como condutores de descida, desde que apresentem continuidade elétrica.
- as instalações metálicas das estruturas com comprovada continuidade elétrica podem ser utilizadas como condutores de descida naturais, mesmo que revestidos por material isolante, respeitando-se as seções mínimas dos condutores de descida definidas na Tabela 13.2;
- as armações de aço interligadas às estruturas de concreto armado podem ser utilizadas como condutores de descida, desde que pelo menos 50% dos cruzamentos das barras verticais com as horizontais sejam firmemente amarrados com arame torcido, e as barras verticais sejam soldadas ou sobrepostas por, no mínimo, 20 vezes seu diâmetro e firmemente amarradas com arame torcido;
- podem ser embutidos na estrutura condutores de descida específicos, com continuidade elétrica assegurada por solda ou por conexão mecânica tipo aparafusado ou à compressão, modelo cunha ou equivalente interligados à armação;
- pode-se utilizar também a armação de aço embutida em concreto armado pré-fabricado, desde que se assegure a continuidade da conexão;
- não pode ser utilizada como condutor de descida armação de aço de concreto protentido;
- não podem ser utilizadas tubulações metálicas de gás como condutores de descida;
- as tubulações metálicas consideradas permanentes, exceto para uso de gases inflamáveis, podem ser utilizadas como condutores de descida, desde que se comprove a continuidade elétrica da mesma;
- nas edificações existentes de concreto armado poderá ser utilizada a armadura de ferro do concreto armado, desde que comprovado a continuidade elétrica e a resistência elétrica medida seja inferior a 1Ω;
- nas edificações existentes de concreto armado podem ser utilizados como descida condutores externos, interligados a condutores horizontais, dispostos em anéis a cada 20 m de espaçamento.

13.5.1.5 Eletrodo de terra

São elementos metálicos instalados vertical ou horizontalmente e responsáveis pela dispersão da corrente elétrica de descarga no solo.

O condutor de descida deve ser conectado na sua extremidade inferior aos eletrodos de terra, cujo valor da resistência de aterramento não deverá ser superior a 10 Ω para instalações em geral, e 1 Ω para edificações destinadas a materiais explosivos ou facilmente inflamáveis. O arranjo e as dimensões do sistema de aterramento devem favorecer a dispersão das correntes de descarga atmosférica para a terra sem causar sobretensões perigosas. Podem ser utilizados como eletrodo de aterramento os seguintes elementos:

- condutores em anel;
- hastes verticais;
- condutores horizontais radiais;
- armações de aço das fundações.

O dimensionamento e instalação dos eletrodos devem atender às seguintes prescrições:

a) Eletrodos de aterramento naturais

São constituídos pelas armaduras de aço embutidas nas fundações das estruturas, satisfazendo as seguintes prescrições:

- as armações de aço embutidas nas fundações das estruturas de concreto armado podem ser utilizadas como eletrodo de aterramento, desde que sejam amarradas com arame torcido em cerca de 50% de seus cruzamentos;
- as barras horizontais das armações de aço das fundações utilizadas como condutor de aterramento devem ser soldadas ou sobrepostas por, no mínimo, 20 vezes o seu diâmetro e firmemente amarradas com arame torcido;
- pode-se utilizar como acréscimo às armações de aço das fundações uma barra de aço de construção com diâmetro mínimo de 10 mm, ou uma fita de aço de 25 × 4 mm disposta com a largura na posição vertical, formando um anel em todo o perímetro da estrutura;
- as armaduras de aço das fundações devem ser interligadas com as armaduras de aço dos pilares da estrutura, utilizadas como condutores de descida naturais, devendo-se assegurar continuidade elétrica entre as armaduras referidas;
- a camada de concreto que deve envolver os eletrodos anteriormente referidos é de, no mínimo, 5 cm;
- se forem utilizadas como condutores de descida as armações verticais de aço da estrutura, estas devem ser conectadas às barras ou eletrodos horizontais das fundações utilizadas como eletrodos de aterramento, assegurando-se perfeita continuidade.

a) Eletrodos de aterramento não-naturais

- os eletrodos de aterramento não-naturais devem ser instalados a uma distância de 1,0 m das fundações da estrutura;
- os condutores de aterramento formados de condutores em anel, ou condutores horizontais radiais, devem ser instalados a uma profundidade mínima de 50 cm;
- os eletrodos verticais devem ser distribuídos uniformemente no perímetro da estrutura, espaçados entre si no valor igual ou superior a sua profundidade de cravação no solo;
- de preferência, devem ser instalados vários eletrodos regularmente distribuídos, cujos comprimentos são conhecidos através da Figura 13.7 em função do nível de proteção que se deseja para a estrutura e da resistividade do solo;
- cada condutor de descida deve ser conectado, no mínimo, a um eletrodo distinto, radial ou vertical, devendo-se utilizar, no mínimo, dois eletrodos.

13.5.1.6 Ligações eqüipotenciais

O SPDA deve ser conectado com os demais sistemas de aterramento, ou seja, com as massas do sistema elétrico e com os equipamentos de tecnologia da informação, devendo obedecer as seguintes prescrições básicas:

- os condutores de ligação eqüipotencial devem ser conectados a uma barra de ligação eqüipotencial instalada no subsolo ou próxima ao nível do solo, de forma a se ter fácil acesso;
- em grandes estruturas pode ser instalada mais de uma barra de ligação eqüipotencial devidamente interligada.
- a cada intervalo não superior a 20 m deve existir uma ligação eqüipotencial para estruturas com mais de 20 m de altura;

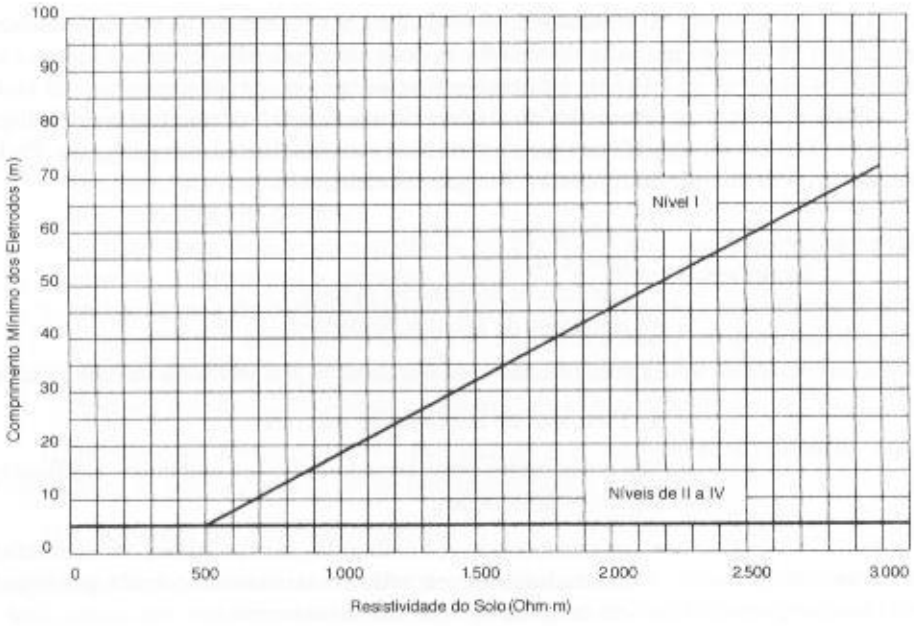


FIGURA 13.7
Comprimento mínimo dos eletrodos de aterramento

- as barras de ligação eqüipotencial devem conectadas ao anel horizontal que interligam os condutores de descida;
- as seções mínimas dos condutores eqüipotenciais que devem suportar toda a corrente de descarga atmosférica são estabelecidas na Tabela 13.2;
- todos os condutores não-vivos dos sistemas elétricos e equipamentos de tecnologia da informação devem ser direta ou indiretamente conectados à ligação eqüipotencial;
- as luvas isolantes inseridas nas canalizações de gás ou de água devem ser curto-circuitadas;
- numa mesma edificação deve-se projetar um só sistema de aterramento no qual através de ligações eqüipotenciais se conectariam todas as partes da instalação que obrigatoriamente devessem ser conectados à terra. A Figura 13.8 mostra a forma pela qual são interconectadas todas as partes não condutivas da instalação, tais como tubulação metálica de água, condutor de aterramento, armações metálicas diversas como bandejas, prateleiras, painéis

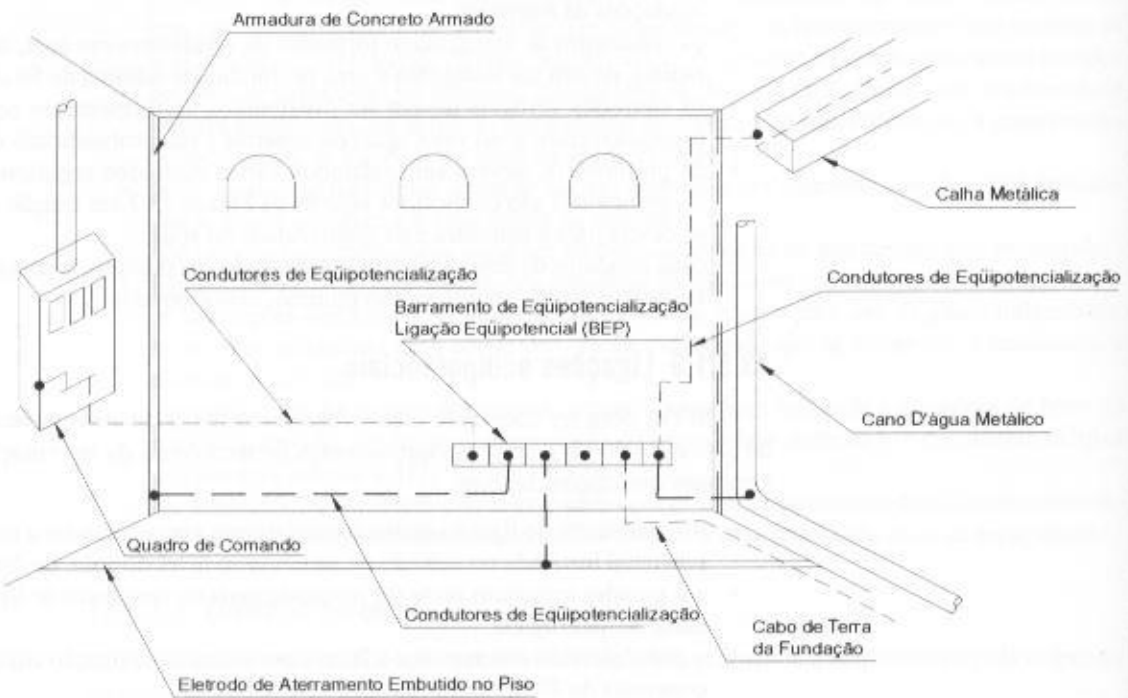


FIGURA 13.8
Ligações eqüipotenciais

etc. A conexão da tubulação metálica de gás com o sistema de aterramento deve ser definida pelas normas da concessionária de gás local.

13.5.1.7 Conexão de medição

É assim denominada a conexão desmontável destinada a permitir a medição da resistência de aterramento. Deve ser instalada a 2,5 m ou mais acima do nível do solo, nos condutores de descida externos.

13.5.1.8 Proximidades do SPDA com outras estruturas

Se um SPDA qualquer está adjacente a uma estrutura constituída de massas, condutores de um sistema elétrico e instalações metálicas, entre as quais o SPDA, e não for possível estabelecer uma ligação eqüipotencial para evitar um centalhamento perigoso, deve-se assegurar uma distância de segurança igual ou superior ao valor dado pela Equação (13.1).

$$D = K_i \times \frac{K_c}{K_m} \times L_{cd} \qquad (13.1)$$

K_i – depende do nível de proteção admitido e seu valor é encontrado na Tabela 13.4;
K_c – depende da configuração dimensional:
K_c = 1 para configuração unidimensional;
K_c = 0,66 para configuração bidimensional;
K_c = 0,44 para configuração tridimensional.

É bom salientar que um condutor de descida conectado a um eletrodo de terra é considerado uma configuração unidimensional. Já uma gaiola de Faraday, cujos condutores de descida são conectados aos respectivos eletrodos de terra em torno de uma estrutura, é considerada uma configuração tridimensional.

K_m – depende do material de construção e seu valor é encontrado na Tabela (13.4);
L_{cd} – comprimento do condutor de descida, em m, compreendido entre o ponto em que se considera a proximidade e o ponto mais próximo da ligação eqüipotencial.

TABELA 13.4
Valores de K_i e K_m

Nível de Proteção	K_i	Material	K_m
I	0,100	Ar	1,00
II	0,075	Sólido	0,50
III	0,050		
IV	0,050		

Deve-se entender que a Equação (13.1) somente se aplica quando a corrente do condutor indutor pode ser estabelecida em função da corrente da descarga atmosférica.

As tubulações de gás devem situar-se pelo menos a 2 m dos condutores de descida. Caso contrário, essas tubulações devem estar interligadas a cada 20 m de sua altura por meio de ligação eqüipotencial.

13.5.2 Estruturas Especiais

São consideradas estruturas especiais:

13.5.2.1 Chaminés construídas em chapa de aço

- as chaminés construídas em chapa de aço de, no mínimo, 4 mm de espessura não necessitam captores e condutores de descida;

- se a chaminé for adjacente a uma estrutura ou esteja situada dentro da distância de 2 m, deve ser interligada ao SPDA dessa estrutura.

13.5.2.2 Chaminés com altura superior a 20 m e seção transversal no topo acima de 0,30 m²

- os captores devem ser de cobre maciço ou de aço inoxidável;
- os captores devem ser instalados no topo da chaminé cilíndrica a intervalos máximos de 2,5 m ao longo do seu perímetro;
- os captores devem estar acima do topo da chaminé ter altura de, no mínimo, 50 cm e, no máximo, 80 cm;
- o diâmetro mínimo dos captores deve ser de 15 mm;
- os captores devem ser interligados na sua extremidade inferior por um condutor formando um anel fechado em torno da chaminé;
- não é necessária a utilização de captores em chaminés em cujo topo existe uma cobertura de aço de no mínimo 0,5 mm;
- devem ser instalados, no mínimo, dois condutores de descida de cobre instalados diametralmente opostos;
- os condutores de descida devem ser interligados por um anel, situado, no máximo, a 3,5 m da base da chaminé, de preferência sob o solo e a intervalos iguais de cerca de 20 m;
- em chaminés de seção quadrada ou retangular, os captores não devem estar a mais de 60 cm dos cantos e espaçados, no máximo, em 2,5 m ao longo do perímetro.
- os condutores de descida devem ser protegidos contra danos através de eletroduto rígido de PVC ou eletroduto rígido metálico, neste caso, interligado nas duas extremidades com os respectivos condutores de descida;
- os condutores de descida devem ser fixados a intervalos máximos de 2 m;
- os condutores horizontais devem ser fixados a intervalos máximos de 60 cm.

13.5.2.2.1 Chaminés de concreto armado

- as armações de aço interligadas das estruturas de concreto armado podem ser utilizadas como condutores de descida, desde que pelo menos 50% dos cruzamentos das barras verticais com as horizontais sejam firmemente amarrados com arame torcido, e as barras verticais sejam soldadas ou sobrepostas por, no mínimo, 20 vezes seu diâmetro e firmemente amarradas com arame torcido;
- os condutores de descida devem ser conectados à armação de aço do concreto no topo, na base da estrutura, bem como a cada 20 m;
- todas as massas e instalações metálicas incorporadas à chaminé, tais como escadas, plataformas, tubulações e suportes para luz de obstáculo, devem ser conectadas aos condutores de descida na base, no topo e a cada 20 m de altura;
- todas as massas e instalações metálicas situadas a uma distância de até 20 m da base da chaminé devem ser interligadas ao sistema de aterramento da chaminé.

13.5.2.3 Estruturas contendo líquidos ou gases inflamáveis

- o volume de proteção dos captores deve ser determinado pelo método eletrogeométrico adotando-se como raio da esfera fictícia uma distância de 20 m;
- a distância mínima entre um mastro ou cabo aéreo e a estrutura a proteger não deve ser inferior a 2 m.

13.6 MÉTODO DE AVALIAÇÃO E SELEÇÃO DO NÍVEL DE PROTEÇÃO

As prescrições para instalação de pára-raios dependem do tipo e dos riscos a que cada estrutura está submetida.

13.6.1 Instalações de Pára-raios em Estruturas Normais

São assim consideradas as edificações que não se enquadram dentro da NBR 5419/01 como estruturas especiais. Isto é, são as edificações residenciais, comerciais e industriais do tipo convencional.

O método de seleção do nível de proteção adequado a uma determinada estrutura deve levar inicialmente em conta se há ou não exigência de instalação da referida proteção em função dos riscos inerentes. Para alguns locais é considerado indispensável a instalação de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), ou seja:

- locais de grande afluência de pessoas;
- locais onde se prestam serviços públicos essenciais, tais como subestações de potência das concessionárias de energia elétrica, edifícios de estações de telecomunicação etc;
- áreas de elevada densidade de descargas atmosféricas;
- estruturas de valor histórico ou cultural;
- estruturas isoladas com altura superior a 25 m;
- locais em que seus ocupantes desejam sentir-se seguros, mesmo que o risco de descarga atmosférica seja desprezível.

A seleção do nível de proteção de um SPDA pode ser feita de acordo com as seguintes prescrições, estabelecidas na norma BS 6651 (norma inglesa) e inserida na NBR 5419/01.

a) Avaliação do risco de exposição

A densidade de descargas atmosféricas que atingem a terra N_{da} é o número de raios por km^2 por ano que atinge o solo. O seu valor é de:

$$N_{da} = 0{,}04 \times N_t^{1{,}25} \text{ (km}^2\text{/ano)} \tag{13.2}$$

N_t – índice ceráunico, ou seja, número de dias de trovoada por ano.

O valor de N_t pode ser conhecido através de instituições oficiais ou não que operam na área do projeto, tais como instalações aeronáuticas, serviços de meteorologia, institutos de pesquisa relacionados etc. Na falta de informações dessas organizações, pode-se utilizar o mapa das curvas isoceráunicas mostradas na Figura 13.9.

b) Área de exposição equivalente

Corresponde à área do plano da estrutura prolongada em todas as direções, considerando a altura da mesma. Os limites da área de exposição equivalente estão afastados do perímetro da estrutura por uma distância correspondente à altura da estrutura no ponto considerado. Logo, o valor da área de exposição equivalente é determinado pela Equação (13.3).

$$A_e = L \times W + 2 \times L \times H + 2 \times W \times H + \pi \times H^2 \text{ (m}^2\text{)} \tag{13.3}$$

L – comprimento da estrutura, em m;
W – largura da estrutura, em m;
H – altura da estrutura, em m.

A Figura 13.10 mostra a área de exposição equivalente de uma estrutura com as definições geométricas necessárias.

c) Freqüência média anual previsível de descargas atmosféricas sobre uma estrutura

É dada pela Equação (13.4).

$$N_{pr} = N_{da} \times A_e \times 10^{-6} \text{ (por ano)} \tag{13.4}$$

N_{pr} – número provável de raios que possa atingir a construção, por ano.

d) Freqüência admissível de danos

A comunidade técnica internacional reconhece os limites a seguir indicados como a freqüência admissível de danos.

- riscos maiores que 10^{-3}, ou seja, um dano ocorrido na estrutura para 1.000 descargas por ano: valor inaceitável;



FIGURA 13.9
Curvas isoceráunicas do território brasileiro

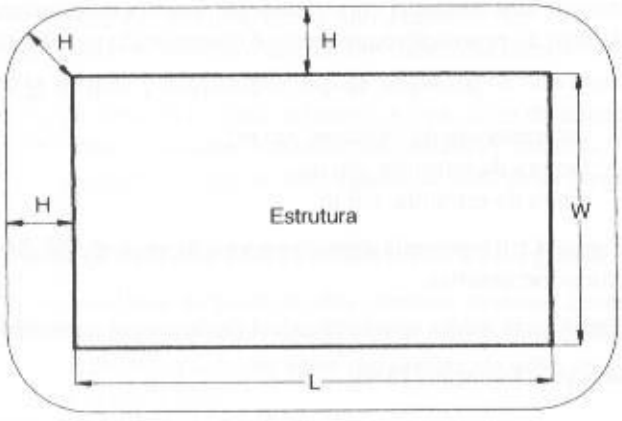


FIGURA 13.10
Área equivalente de atração das descargas atmosféricas

- riscos menores que 10^{-5}, ou seja, um dano ocorrido na estrutura para 100.000 descargas por ano: valor aceitável.

e) Avaliação geral do risco

Antes de se tomar uma decisão aleatória sobre a necessidade de dotar determinada construção de uma proteção adequada contra a incidência de raios, é prudente que se calcule a probabilidade

ponderada que permitirá uma decisão sobre a importância técnica do empreendimento. Esta avaliação é feita aplicando-se os fatores de ponderação dados na Equação (13.4).

$$P_0 = A \times B \times C \times D \times E \times N_p \tag{13.5}$$

A, B, C, D, E, F – fatores de ponderação da Tabela 13.5.

A necessidade ou não de se dotar a estrutura de um SPDA é dada na Tabela 13.6.

TABELA 13.5
Fatores de ponderação

Tipo de Ocupação	A	Material de Construção	B	Conteúdo	C	Localização	D	Tipografia	E
Habitação	0,3	Construções de cobertura não-metálica	0,2	Sem valor patrimonial ou histórico	0,3	Áreas circundadas por árvores ou estruturas de qualquer natureza	0,4	Planícies	0,3
Habitação com antena externa	0,7	Construções de concreto e cobertura não-metálica	0,4	Sensível a danos	0,8	Áreas semi-isoladas	1,0	Colinas	1,0
Construções Industriais	1,0	Contruções de metal ou concreto e cobertura metálica	0,8	Subestações, centrais telefônicas, instalações de gás, estações de rádio e TV	1,0	Áreas isoladas	2,0	Montanhas com altura entre 300 a 900 m	1,3
Construções destinadas a hotéis, motéis, salas comerciais	1,2	Construções de alvenaria	1,0	Museus e monumentos e construções de mesma natureza	1,3			Montanhas com altura acima de 900 m	1,7
Construções destinadas a shopping centers, museus, centros esportivos	1,3	Construções de madeira	1,4	Escolas, hospitais e similares	1,7				
Escolas, hospitais e similares	1,7	Construções de alvenaria ou madeira com cobertura metálica	1,7						
		Construções com cobertura de palha e similares	2,0						

TABELA 13.6
Probabilidade ponderada

Probalidade Ponderada	Proteção Desejada
$P_0 \leq 10^{-5}$	A estrutura dispensa o SPDA
$10^{-3} > P_0 > 10^{-5}$	A instalação do SPDA deve ser feita somente por conveniência do usuário
$P_0 \geq 10^{-3}$	Obrigatório o uso do SPDA

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (13.1)

Uma planta industrial do ramo metalúrgico simples, com área coberta plana de 50 × 30 m² e altura de 8 m, localizada em terreno plano de pouca arborização, é constituída de concreto armado com cobertura metálica, não aterrada. Determinar a necessidade de proteção contra descargas atmosféricas, sabendo-se que a indústria está localizada no Distrito Industrial de Fortaleza – Ceará.

- Densidade de descargas atmosféricas

$$N_{dx} = 0{,}04 \times N_t^{1{,}25} = 0{,}04 \times 20^{1{,}25} = 1{,}69 \text{ descarga/km}^2$$

$N_t = 20$ dias de trovoada por ano (veja no mapa da Figura 13.9 a linha isoceráunica próxima à praias de Fortaleza, no estado do Ceará).

- Área de exposição equivalente

$$A_e = L \times W + 2 \times L \times H + 2 \times W \times H + \pi \times H^2$$
$$A_e = 50 \times 30 + 2 \times 50 \times 8 + 2 \times 30 \times 8 + \pi \times 8^2 = 2.981 \text{ m}^2$$

- Freqüência média anual de descarga atmosférica

$$N_{pr} = N_{dx} \times A_e \times 10^{-6} = 1{,}69 \times 2.981 \times 10^{-6} = 5 \times 10^{-3} \text{ descargas/ano}$$

Ou seja, a estrutura será atingida por uma descarga atmosférica a cada 200 anos: $\frac{1}{5 \times 10^{-3}} = 200$ anos.

- Avaliação geral do risco

$$P_0 = A \times B \times C \times D \times E \times N_{pr}$$
$$P_0 = A \times B \times C \times D \times E \times N_{pr} = 1{,}0 \times 0{,}8 \times 0{,}3 \times 1{,}0 \times 0{,}3 \times 5 \times 10^{-3} = 3{,}6 \times 10^{-4}$$

Através da Tabela 13.6 pode-se concluir que a instalação de um SPDA deve ser decidida pelo usuário ou por exigência da companhia seguradora.

Se a cobertura metálica da estrutura for constituída em chapa de alumínio com espessura igual ou superior a 0,50 mm, não é necessária a instalação de captores na cobertura. Assim, faz-se necessária apenas a instalação dos condutores de descida conectados na sua extremidade superior à cobertura metálica e na sua extremidade inferior à malha de terra instalada ao longo do perímetro da construção distando um metro da fundação.

13.7 MÉTODOS DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Existem basicamente três métodos de proteção contra descargas atmosféricas, ou seja:

13.7.1 Método de Franklin

Consiste em se determinar o volume de proteção propiciado por um cone, cujo ângulo da geratriz com a vertical varia segundo o nível de proteção desejado e para uma determinada altura da construção. A Tabela 13.7 fornece o ângulo máximo de proteção para uma altura da construção não superior a 20 m.

TABELA 13.7
Ângulo de proteção e altura da construção

Nível de Proteção	Altura do Captor (m)				
	0–20	21–30	31–45	46–60	> 60
	Ângulo de Proteção (em graus)				
I	25	(A)	(A)	(A)	(B)
II	35	25	(A)	(A)	(B)
III	45	35	25	(A)	(B)
IV	55	45	35	25	(B)

(A) Aplicam-se somente os métodos eletrogeométrico, malha ou gaiola de Faraday.
(B) Aplica-se somente o método da gaiola de Faraday.

Utilizando a propriedade das pontas metálicas de propiciar o escoamento das cargas elétricas para a atmosfera, chamado *poder das pontas*, Franklin concebeu e instalou um dispositivo que desempenha esta função, denominado pára-raios.

Fica claro que as descargas elétricas dentro de uma determinada zona são mais facilmente escoadas pelo pára-raios do que por uma estrutura de concreto, por exemplo. A Figura 13.11 mostra o princípio fundamental da atuação de um pára-raios. As cargas elétricas, em vez de irromperem de um ponto qualquer do solo, são conduzidas até as pontas do pára-raios (captor) através de um cabo de excelente condutividade elétrica (cabo de cobre), permitindo, desta forma, que as descargas sejam efetuadas através deste, propiciando a proteção da construção dentro de um determinado raio de atuação.

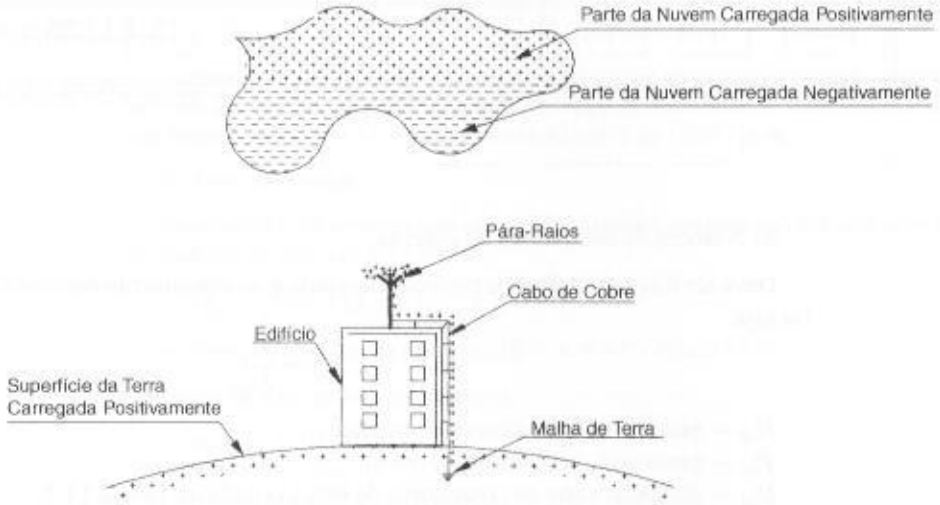


FIGURA 13.11
Ilustração da concentração de cargas elétricas no captor

Já a Tabela 13.7 fornece o ângulo de proteção contra descargas atmosféricas tomando como base diferentes alturas da construção. Por exemplo, num projeto de uma construção predial comercial de 10 andares, ou seja, 30 m de altura aproximadamente, o ângulo de proteção deve ser de 25°, já que se trata de prédio classificado no nível de proteção II, conforme classificação vista na Tabela 13.1.

O método de Franklin é recomendado para aplicação em estruturas muito elevadas e de pouca área horizontal, onde se podem utilizar uma pequena quantidade de captores, o que torna o projeto economicamente interessante.

Os projetos de instalação de pára-raios pelo método de Franklin podem ser elaborados tomando-se a seguinte seqüência de cálculo.

a) Zona de proteção

O pára-raios deve oferecer uma proteção dada por um cone cujo vértice corresponde à extremidade superior do captor e cuja geratriz faz um ângulo de $\alpha°$ com a vertical, propiciando um raio de base do cone de valor dado pela Equação (13.11), conforme se observa na Figura 13.12.

$$R_p = H_c \times tg\alpha \tag{13.6}$$

R_p – raio da base do cone de proteção, em m;
H_c – altura da extremidade do captor, em m;
α – ângulo de proteção com a vertical dado na Tabela 13.7. Se houver mais de um captor, pode-se acrescer 10° ao ângulo α.

Deve-se estabelecer uma proteção de borda da parte superior da edificação através de um condutor, compondo a malha de interligação dos captores.

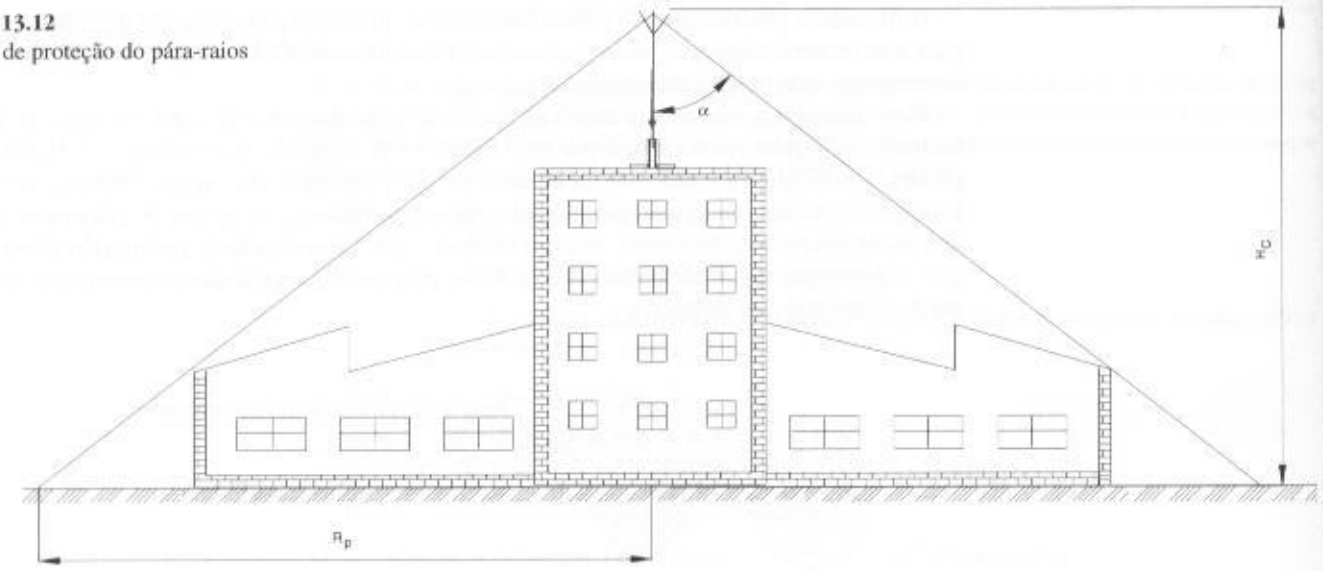


FIGURA 13.12
Ângulo de proteção do pára-raios

b) Número de condutores de descida

Deve ser função do nível de proteção desejado e do afastamento entre os condutores de descida, ou seja:

$$N_{cd} = \frac{P_{co}}{D_{cd}} \tag{13.7}$$

N_{cd} – número dos condutores de descida;
P_{co} – perímetro da construção, em m;
D_{cd} – distância entre os condutores de descida dada na Tabela 13.3.

Os condutores de descida devem ser distribuídos ao longo de todo o perímetro da construção, com um espaçamento máximo em função do nível de proteção desejado dado na Tabela 13.3, não se admitindo um número de descidas inferior a 2.

A Figura 13.13 mostra esquematicamente os condutores de descida de uma construção fabril.

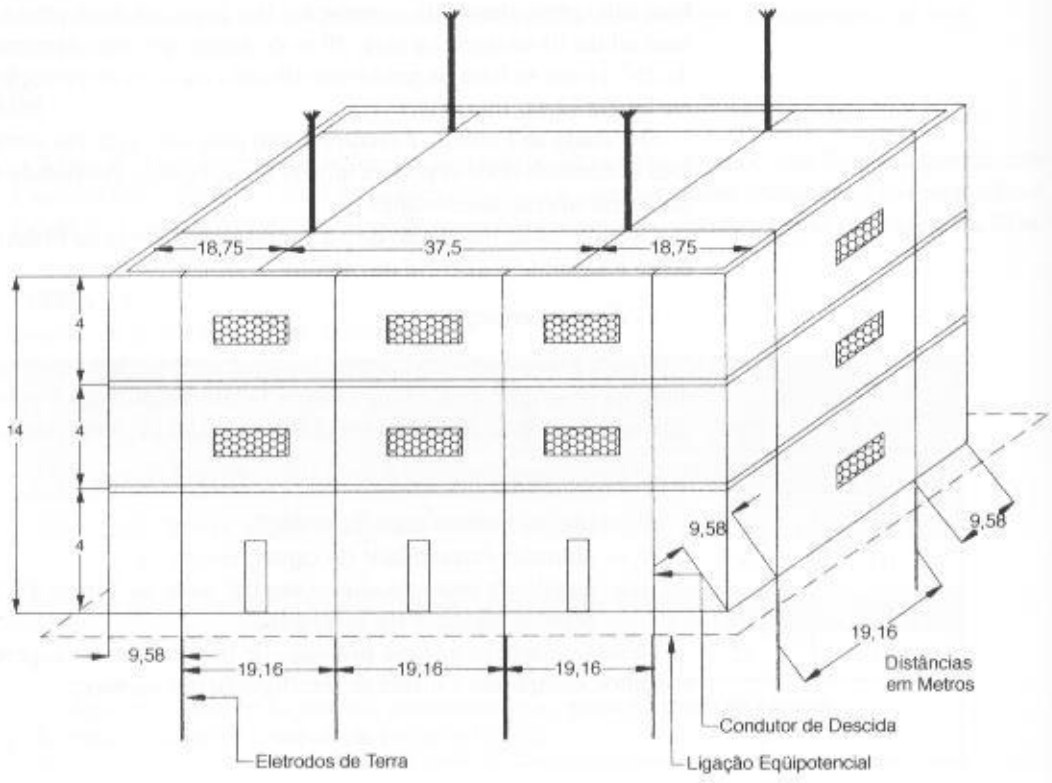


FIGURA 13.13
Elementos para proteção de edifícios contra descargas atmosféricas

c) Seção do condutor

De preferência, devem ser utilizados condutores de cobre nu, principalmente em zonas industriais de elevada poluição ou próximas à orla marítima.

A seção mínima dos condutores é dada em função do tipo do material condutor e da altura da edificação, conforme a Tabela 13.2.

d) Resistência da malha de terra

A resistência da malha de terra não deve ser superior a 10 Ω em qualquer época do ano.

Quando a construção for destinada a materiais explosivos ou inflamáveis, a resistência da malha de terra não deve ser superior a 1 Ω.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (13.2)

Conhecidas as dimensões do prédio da indústria de manufaturado simples representada na Figura 13.13, projetar um sistema de proteção contra descargas atmosféricas. A vista superior da edificação é mostrada nas Figuras 13.14 e 13.15. A resistividade do solo é de 1.000 Ω · m.

a) Zona de proteção

Considerando-se somente dois pára-raios instalados nos pontos A e B indicados nas Figuras 13.14, o raio de proteção de cada um deve ser de:

$$R_{p1} = \sqrt{20^2 + 18{,}75^2} = 27{,}4 \text{ m}$$

- Nível de proteção da estrutura: III $- \alpha = 45°$ (Tabela 13.7)

Como há mais de um captor, tem-se:

$$\alpha = 45 + 10 = 55°$$

$$R_{p1} = H_c \times \text{tg}\alpha$$

$$H_c = \frac{R_{p1}}{\text{tg}\alpha} = \frac{27{,}4}{\text{tg}55} = 19{,}18 \text{ m}$$

H_c – altura da ponta do captor em relação ao teto, em m.

Considerando o comprimento do mastro igual a 3 m, o suporte do conjunto mastro-captor vale:

$$L_s = H_c - 3 = 19{,}18 - 3 = 16{,}18 \text{ m}$$

Como o comprimento do suporte é muito grande, serão considerados quatro pára-raios instalados em conformidade com a Figura 13.15, devendo o raio de proteção de cada um ser de:

$$R_{p2} = \sqrt{10^2 + 18{,}75^2} = 21{,}25 \text{ m}$$

$$H_c = \frac{21{,}25}{\text{tg}\alpha} = \frac{21{,}25}{\text{tg}55} = 14{,}87 \text{ m}$$

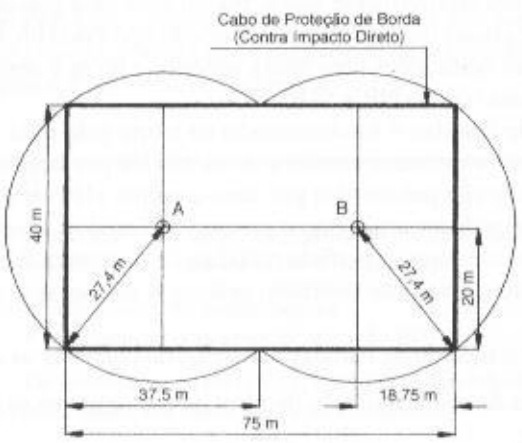


FIGURA 13.14
Vista superior da edificação da Figura 13.13

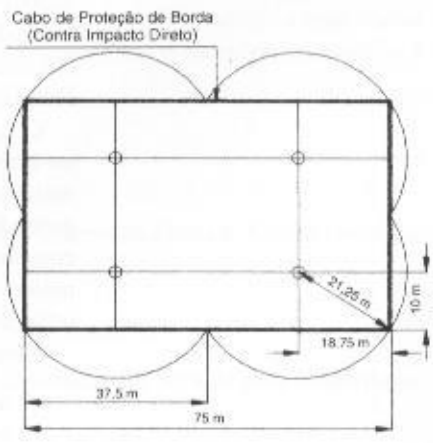


FIGURA 13.15
Vista superior da edificação da Figura 13.13

Logo, o comprimento do suporte é de:

$$L_s = H_t - 3 = 14{,}87 - 3 = 11{,}87 \text{ m}$$

O suporte de $L_s = 11{,}87$ m poderá ser constituído de uma torre treliçada em perfil metálico, fixando-se no seu topo um isolador de vidro temperado ou porcelana vitrificada, isolado para 10 kV.

Pode-se observar, através das Figuras 13.14 e 13.15, que todas as partes da construção estão cobertas pelas áreas de proteção formadas pelos pára-raios.

b) Número de condutores de descida

Pela Equação (13.7), tem-se:

$D_{cd} = 20$ m (Tabela 13.3 – nível de proteção III)

$P_{co} = 2 \times 75 + 2 \times 40 = 230$ m

$$N_{cd} = \frac{P_{co}}{D_{cd}} = \frac{230}{20} = 11{,}5 \quad \rightarrow \quad N_{cd} = 12 \text{ condutores}$$

A Figura 13.13 mostra a configuração de instalação dos condutores de descida.

c) Afastamento entre os condutores de descida

$$D_{cd} = \frac{P_{co}}{N_{cd}} = \frac{230}{12} = 19{,}16 \text{ m}$$

d) Seção do condutor

A seção do condutor deve ser de $S_c = 16$ mm² em cabo de cobre, segundo a Tabela 13.2.

d) Número de eletrodos de aterramento

De acordo com a Figura 13.7 o comprimento mínimo dos eletrodos de terra deve ser de $L_e = 5$ m. Como no presente caso são 12 condutores de descida, serão finalmente utilizados 12 eletrodos verticais de 3 m cada, conectando-se cada conjunto de eletrodos na extremidade de cada condutor de descida.

13.7.2 Métodos de Faraday

Consiste em envolver a parte superior da construção com uma malha captora de condutores elétricos nus, cuja distância entre eles é função do nível de proteção desejado e dado pela Tabela 13.8 que estabelece a largura do módulo da malha de proteção, sendo que o comprimento do módulo não deve ser superior ao dobro da sua largura, ou seja:

$$L \leq K \times W \tag{13.8}$$

L – comprimento do módulo da malha dada na Tabela 13.8;
W – largura do módulo da malha;
K – fator de multiplicação, normalmente utilizado igual a 1,5.

O método de Faraday, ao contrário do método de Franklin, é indicado, na prática, para edificações com altura relativamente baixa, porém com uma grande área horizontal, nas quais seria necessária uma grande quantidade de captores do tipo Franklin, tornando o projeto muito oneroso. No entanto, para edificações com altura superior a 60 m é obrigatório o emprego do método de Faraday, de acordo com a NBR 5416/01.

O método de Faraday é fundamentado na teoria pela qual o campo eletromagnético é nulo no interior de uma estrutura metálica ou envolvida por uma superfície metálica ou por malha metálica, quando são percorridas por uma corrente elétrica de qualquer intensidade. A maior proteção que se pode ter utilizando o método de Faraday é construir uma estrutura e envolvê-la completamente com uma superfície metálica de espessura não inferior a 0,50 m, o que obviamente não é uma solução de conteúdo prático, a não ser que a cobertura da edificação seja de telha metálica.

Para aplicar o método de Faraday, é necessário conhecer as seguintes prescrições:

- a abertura da malha é função do nível de proteção que se deseja adotar para uma particular estrutura;
- para se obter o mesmo nível de proteção oferecido pelo método de Franklin, estabelecer a largura mínima do módulo das malhas de proteção, segundo a Tabela 13.8;

TABELA 13.8
Largura do módulo da malha de proteção

Nível de Proteção	Largura do Módulo de Proteção (m)
I	5
II	10
III	10
IV	20

- quanto menor for a abertura da malha protetora, maior a proteção oferecida pelo método de Faraday;
- recomenda-se a instalação de captores verticais com altura de 50 cm ao longo dos condutores que compõem a malha protetora;
- a distância entre os captores anteriormente mencionados não deve ser superior a 8 m;
- recomenda-se que os usuários das estruturas protegidas pelo método de Faraday evitem utilizar equipamentos de tecnologia da informação próximos aos condutores de descida;
- o número de descidas pode ser determinado pelo método empregado na Seção 13.5.1.4;
- quando existir qualquer estrutura na cobertura que se projete a mais de 30 cm do plano da malha captora e constituída de materiais não-condutores, tais como chaminés, sistema de exaustão de ar etc., deve ser protegida por um dispositivo de captação conectado à malha captora;
- quando existir estrutura metálica na cobertura não conectada a um sistema aterrado, a estrutura deve ser conectada ao sistema captor, se ocorrer uma das seguintes condições:
  - a altura da estrutura acima do plano da malha captora for superior a 30 cm;
  - a estrutura estiver a uma distância igual ou superior a 50 cm de um dispositivo de captação;
  - a estrutura deve ter uma dimensão mínima na horizontal de 2 m;
  - a estrutura deve ter uma área mínima no plano horizontal de 1 m^2;
- o aterramento do sistema de proteção contra descargas atmosféricas pode ser também executado tanto no interior das fundações de concreto armado da edificação como através de malhas de aterramento não-naturais;
- pode-se usar durante a construção das fundações uma barra de aço galvanizado de seção circular com 8 mm de diâmetro. Alternativamente, pode-se empregar uma fita de aço galvanizado de dimensões 25 × 4 mm;
- deve-se evitar isolar as fundações contra a penetração de umidade, o que provocaria uma elevada resistência de contato com o solo natural, anulando, dessa forma a eficiência do sistema de aterramento.

O método de Faraday tem recebido ultimamente a preferência dos projetistas. É que, pelo método de Franklin, a interligação entre as hastes e os suportes dos captores pode conduzir a uma malha no topo da construção de dimensões tais que resultam praticamente nas dimensões necessárias à aplicação do método de Faraday.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (13.3)

Considerar o Exemplo de Aplicação (13.2) e dimensionar um Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas com base no método de Faraday.

a) Dimensões da malha captora
- Construção com nível de proteção III

De acordo com a Tabela 13.8, a largura do módulo da malha de proteção é de 10 m. Já o seu comprimento pode ser dado pela Equação (13.8), ou seja:

$$L \leq K \times W = 1{,}5 \times 10 = 15 \text{ m}$$

Logo as dimensões do módulo da malha protetora vale: 10 × 15 m.

- A área da construção vale:

$$S_{cons} = 40 \times 75 \text{ m} = 3.000 \text{ m}^2$$

b) Número de condutores da malha captora

- Na direção da maior dimensão da construção, segundo a Figura 13.16, o número de condutores da malha captora vale:

$$N_{cm1} = \frac{75}{15} + 1 = 6 \quad \rightarrow \quad N_{cm1} = 6 \text{ condutores}$$

- Na direção da menor dimensão da construção, o número de condutores da malha captora vale:

$$N_{cm2} = \frac{40}{10} + 1 = 5 \quad \rightarrow \quad N_{cm2} = 5 \text{ condutores}$$

c) Número de condutores de descida

Conforme já calculado no exemplo anterior, tem-se:

$N_{cd} = 12$ condutores

d) Seção dos condutores da malha captora e de descida

$S_c = 16 \text{ mm}^2$ (condutor de cobre, conforme a Tabela 13.2)

e) Número de hastes verticais

- Comprimento da malha captora

$$C_{mc} = 10 \times 6 + 75 \times 5 = 435 \text{ m}$$

$$N_{hv} = \left(\frac{75}{8} + 1\right) \times 5 + \left(\frac{40}{8} + 1\right) \times 6 = 87{,}8 \quad \rightarrow \quad N_{hv} = 88 \text{ hastes de 50 cm ao longo da malha captora (uso opcional).}$$

A Figura 13.16 mostra o desenho da malha captora.

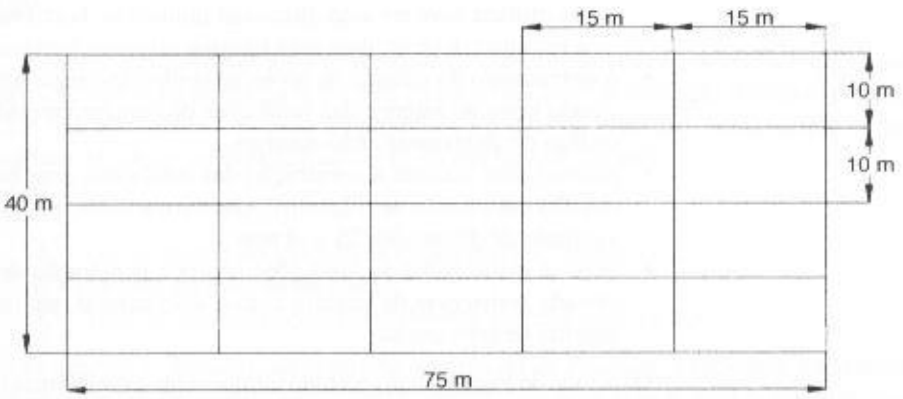


FIGURA 13.16
Malha captora

13.7.3 Método Eletrogeométrico

Também conhecido como método da esfera rolante, o método eletrogeométrico se baseia na delimitação do volume de proteção dos captores de um Sistema de Proteção de Descargas Atmosféricas, podendo ser utilizadas hastes, cabos ou mesmo uma combinação de ambos. É empregado com muita eficiência em estruturas de grande altura e/ou de formas arquitetônicas complexas. Dada a essa característica, o método eletrogeométrico tem bastante aplicação em subestação de potência de instalação exterior.

Com base na conceituação da formação de uma descarga atmosférica vista na Seção 13.2, o método eletrogeométrico se fundamenta na premissa de uma esfera de raio R_e com o centro localizado na extremidade do líder antes do seu último salto, conforme visto na Figura 13.17. Os

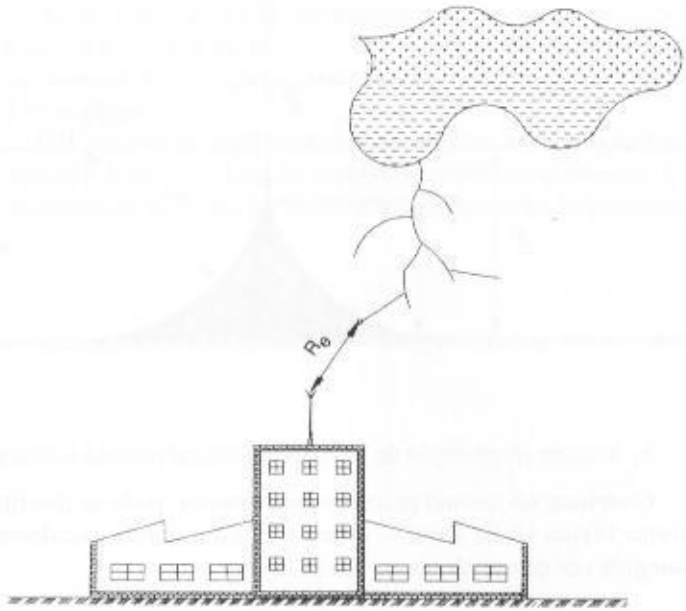


FIGURA 13.17
Determinação da distância do raio da esfera do modelo eletrogeométrico

pontos da superfície da referida esfera são o lugar geométrico que devem ser atingidos por uma descarga atmosférica.

Ao rolar a esfera fictícia sobre o solo e sobre o sistema de proteção se delimita a região em que ela não toque, formando, assim, a zona protegida.

A Figura 13.18 exemplifica essa conceituação básica.

O valor de R_e pode ser determinado a partir da Equação (13.9), desenvolvida pelo GT33 da CIGRE – Conferência Internacional de Grandes Redes Elétricas de Alta Tensão e apresentada na NBR 5419/01.

$$R_e = 2 \times I_{máx} + 30 \times (1 - e^{-I_{máx}}) \text{ m} \qquad (13.9)$$

$I_{máx}$ – valor máximo da corrente de crista do primeiro raio negativo, em kA.

Os valores de R_e são limitados em função do nível de proteção desejado, expressos na Tabela 13.9 (raio da esfera rolante), e da corrente de descarga atmosférica, $I_{máx}$, em seu valor de crista.

TABELA 13.9
Comprimento do raio R_e e da corrente de descarga em função do nível de proteção

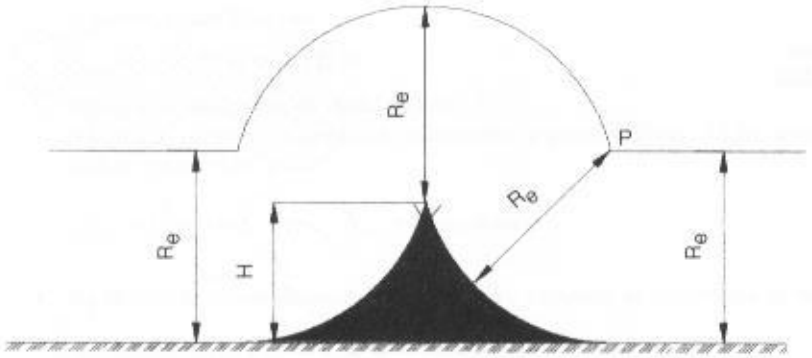
Nível de Proteção	Comprimento do Raio R_e (m)	Corrente de Descarga (kA)
I	20	3,7
II	30	6,1
III	45	10,6
IV	60	16,5

A aplicação do modelo eletrogeométrico implica dois diferentes casos:

a) Volume de proteção de um captor vertical quando a altura do captor H é inferior a R_e

Tomando-se o raio R_e, traçam-se uma reta horizontal paralela ao plano do solo e um segmento de círculo com centro no topo do captor. Com centro no ponto de interseção P e raio R_e, traça-se um segmento de círculo que tangencia o topo do captor e o plano do solo, conforme pode ser observado na Figura 13.18. O volume formado pela rotação em torno do captor da área hachurada representa o volume de proteção oferecido à estrutura.

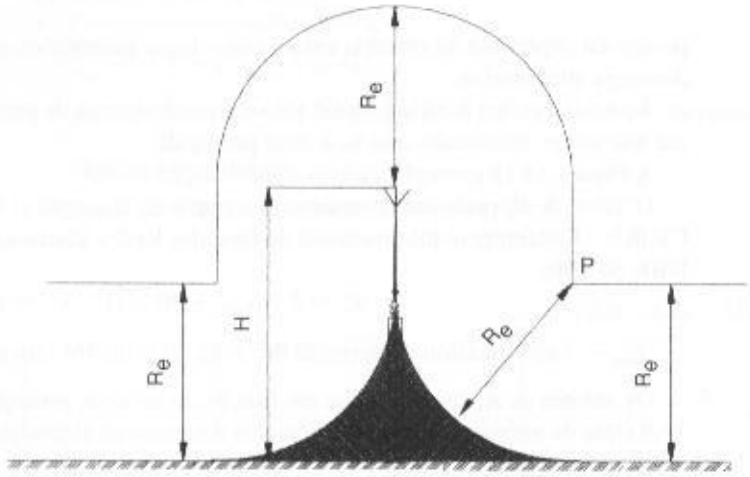
FIGURA 13.18
Volume de proteção para $H < R_e$



b) Volume de proteção de um captor vertical quando a altura H é superior a R_e

Com base no mesmo procedimento anterior, pode-se determinar o volume de proteção, conforme Figura 13.19. Deve-se observar que a estrutura excedente ao volume de proteção pode ser atingida por descargas atmosféricas laterais.

FIGURA 13.19
Volume de proteção para $H > R_e$



13.7.4 Método do Cone com Raio da Geratriz Definido pela Altura do Captor

É um dos métodos utilizados na proteção de subestações de instalação exterior devido a sua facilidade de aplicação.

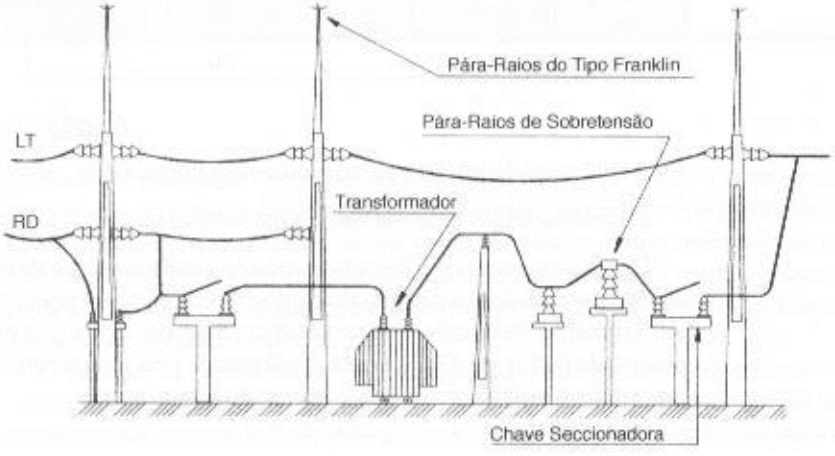


FIGURA 13.20
SPDA de subestação exterior

Assim como qualquer outra construção, as subestações estão sujeitas às descargas atmosféricas diretas sobre os pórticos, barramentos, equipamentos etc. Desta forma, deve-se projetar um sistema de proteção através de pára-raios de haste, capaz de oferecer a máxima segurança a toda a área.

É muito comum a utilização em subestações de instalação exterior de pára-raios do tipo Franklin, devido à disponibilidade das torres das estruturas existentes. A Figura 13.20 mostra os pára-raios montados no topo dos pórticos de uma subestação de instalação exterior.

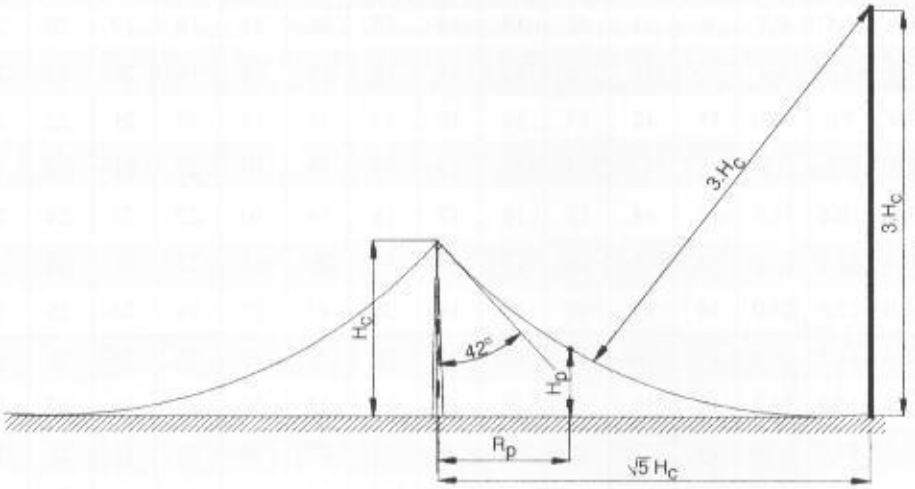


FIGURA 13.21
Cone com raio da geratriz definido pela altura do captor

O dimensionamento de um SPDA para uma subestação de potência de uso exterior deve seguir os seguintes procedimentos:

a) Zona de proteção

O pára-raios, neste caso, oferece uma zona de proteção limitada aproximadamente por um cone. O limite dessa zona de proteção é dado por um arco cujo raio é três vezes a altura do ponto do captor, H_c. O raio máximo de atuação R_p da proteção é igual a $\sqrt{5}$ vezes a altura anterior mencionada H_c. Portanto, o arco é tangente ao solo num ponto que dista $\sqrt{5} \times H_c$ da vertical que passa pelo pára-raios. A Figura 13.21 mostra o detalhe da proteção dada pelo pára-raios. A Equação (13.10) fornece o valor do raio máximo de proteção.

$$R_{pm} = \sqrt{5} \times H_c \tag{13.10}$$

R_{pm} – raio máximo de proteção.

Em algumas subestações utilizam-se, mesmo com menor freqüência, cabos de guarda.

A determinação do raio de proteção R_p para que qualquer ponto esteja compreendido na zona de proteção dada pelo pára-raios pode ser feita através da Tabela 13.10, com base na altura da ponta do captor H_c e na altura do ponto considerado H_p a ser protegido.

TABELA 13.10
Altura do captor de um pára-raios do tipo Franklin (H_c)

	Altura do Ponto a Ser Protegido H_p (m)																			
R_p (m)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	1,8	2,4	4,0	4,8	6,0	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2	2,5	3,9	4,8	5,9	6,8	8	9	10	12	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
3	3,0	4,5	5,6	6,7	7,8	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
4	3,9	5,0	5,5	7,5	8,5	9	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
5	4,5	5,7	7,0	8,0	9,3	10	11	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
6	5,0	6,5	7,9	9,0	10,0	11	12	13	14	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
7	6,6	7,0	8,2	9,6	10,8	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	27
8	6,3	7,9	9,0	10,6	11,5	13	14	15	16	17	18	19	20	22	23	24	25	25	27	28
9	7,0	8,3	10,0	11,0	12,0	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	28	29
10	7,5	9,0	10,6	12,0	13,0	14	15	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	30
11	8,0	9,7	11,0	12,3	13,6	15	16	17	18	19	20	21	22	24	25	26	27	28	29	30
12	8,5	10,0	11,9	13,0	14,2	16	16	17	18	19	21	23	24	25	26	27	28	29		
13	9,0	10,7	12,3	13,7	15,0	16	17	19	20	21	22	23	24	26	26	27	28	30		
14	9,7	11,4	13,0	14,3	15,6	17	18	19	20	22	23	24	25	26	27	29	30			
15	10,0	12,0	13,6	15,0	16,2	18	19	20	21	22	23	24	26	27	28	29	30			
16	10,8	12,6	14,0	15,7	17,0	18	20	21	22	23	24	26	27	28	29	30				
17	11,4	13,0	14,7	16,2	17,6	19	20	21	23	24	25	26	28	28	30					
18	11,9	13,9	15,3	16,8	18,2	20	21	22	23	24	26	27	28	29						
19	12,3	14,2	16,0	17,5	19,0	20	22	23	24	25	27	28	29	30						
20	12,9	14,9	16,5	18,0	19,6	21	22	23	25	26	27	28	30							
21	13,5	15,7	17,2	18,5	20,0	21	23	24	25	27	28	29								
22	14,0	16,0	17,8	19,2	20,8	22	24	24	26	27	29	30								
23	14,5	16,5	18,2	19,8	21,3	23	24	25	27	28	29									
24	14,0	17,2	18,5	20,2	22,0	23	25	26	27	29	30									
25	15,3	17,5	19,3	21,0	22,6	24	25	27	28	29										
26	16,0	18,3	20,0	21,5	23,2	25	26	27	29											
27	16,5	19,0	20,7	22,0	23,9	25	26	28	29											
28	17,0	19,5	21,3	22,8	24,5	26	27	29												
29	17,5	20,0	21,7	23,2	25,0	26	27	29												
30	18,0	20,5	22,3	24,0	25,7	27	29	30												

R_p – distância do último ponto a vertical do pára-raios.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (13.4)

Considerar a subestação dada na Figura 13.22 e determinar o valor da altura a que deve ser instalado o pára-raios do tipo Franklin, sabendo-se que a corrente de descarga atmosférica vale 5 kA.

H_p = 4,0 m (altura do último ponto a ser protegido);
R_p = 8 m (distância do último ponto a vertical do pára-raios).

Pela Figura 13.22, a altura do captor vale H_c = 10,0 m.
Aplicando a Equação (13.9), tem-se:

$$R_c = 2 \times I_{máx} + 30 \times (1 - e^{-I_{máx}})$$

$$R_c = 2 \times 5 + 30 \times (1 - e^{-5}) = 39{,}7 \cong 40 \text{ m}$$

Plotando, assim, os valores dimensionais da subestação representada na Figura 13.22, em escala, na condição de $H < R_c$, pode-se perceber que os equipamentos estão protegidos pelo pára-raios dimensionado, conforme mostrado na Figura 13.23.

Ao se aplicar a Tabela 13.9, considerando o nível de proteção I, conforme requer o tipo de estrutura dada na Tabela 13.1, observa-se que o comprimento do raio de proteção é de 20 m para uma corrente de descarga de 3,7 kA. De acordo com a Figura 13.23, o equipamento que praticamente define a área de proteção está apenas a 8 m de distância da vertical do pára-raios, portanto, neste caso, dentro do volume de proteção desejado.

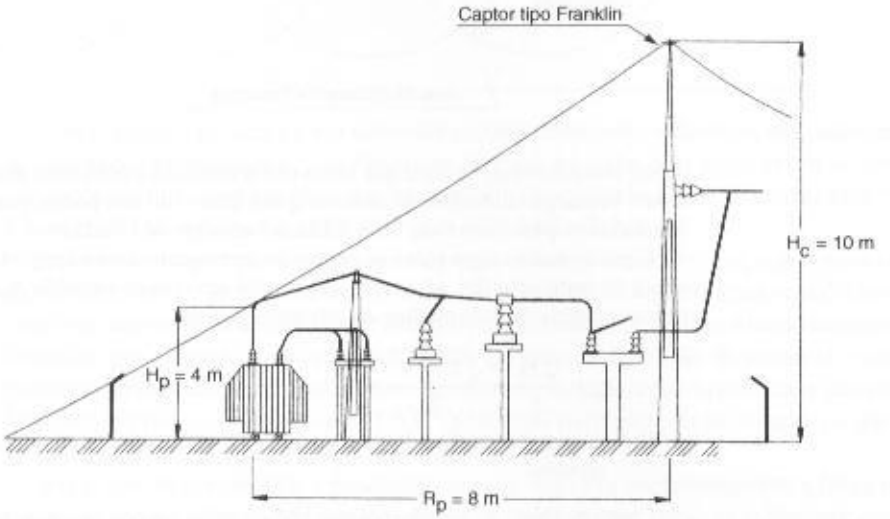


FIGURA 13.22
Proteção contra descarga atmosférica de uma subestação pelo método eletrogeométrico

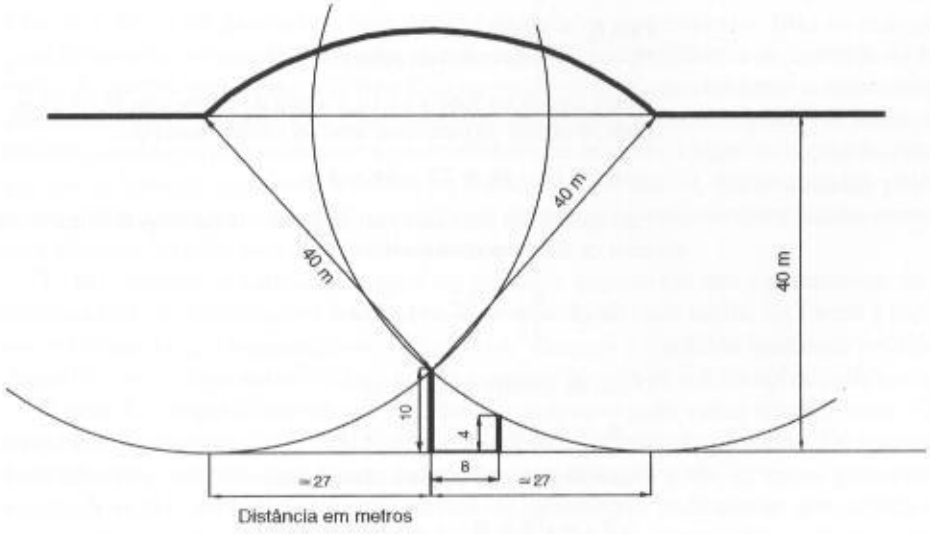


FIGURA 13.23
Área de proteção pelo método eletrogeométrico

Em muitas aplicações práticas deseja-se saber qual o raio de atuação dos pára-raios a serem instalados em estruturas padronizadas e concebidas em função do melhor *layout* dos equipamentos e economicidade de projeto.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (13.5)

Considerando que a estrutura da Figura 13.24 representa a vista superior do barramento de uma subestação de instalação exterior, cuja disposição faz parte de um projeto padronizado, determinar a altura da ponta do

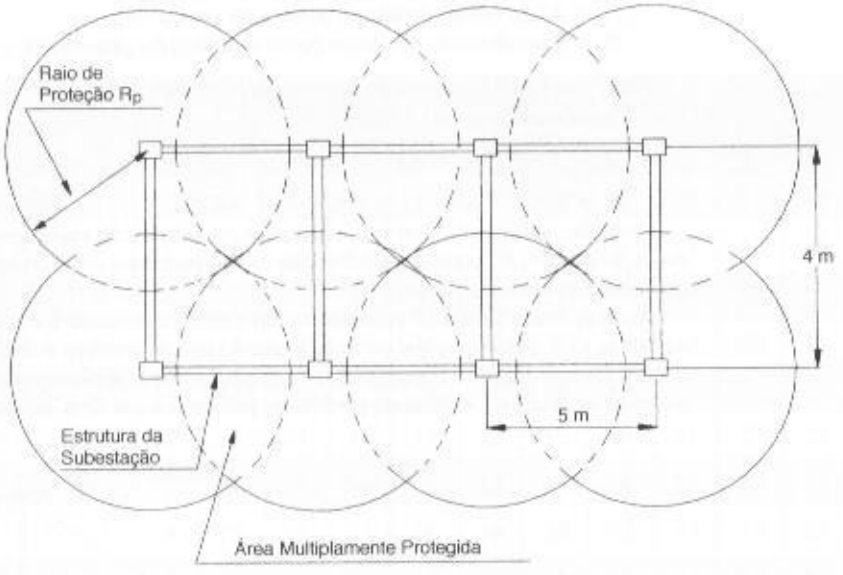


FIGURA 13.24
Proteção de uma estrutura de subestação de instalação exterior

captor dos pára-raios de sorte que todos os barramentos e estruturas estejam cobertos pela zona de proteção contra descargas atmosféricas. Sabe-se que a altura útil dos postes que compõem a estrutura na qual serão instalados os pára-raios é de 14 m. Utilizar o método de Franklin.

Considerando-se que todos os pontos do barramento devem ser protegidos, é necessário determinar uma altura de instalação dos pára-raios que resulte um raio de proteção R_p, cujos círculos sejam tangentes nos pontos centrais de cada módulo da estrutura, ou seja:

$$R_p = \frac{\sqrt{D}}{2} = \frac{\sqrt{5^2 + 4^2}}{2} = 3{,}2 \text{ m}$$

D – diagonal do retângulo que caracteriza a vista superior de um módulo qualquer da estrutura do barramento.

Como os cabos do barramento e as chaves estão fixados nas vigas que se amarram basicamente no topo dos postes de sustentação da estrutura, a ponta do captor deve estar a uma altura H_c de:

Para $R_p = 3{,}2$ m
$H_p = 14$ m (altura útil do poste)

Então, através da Tabela 13.10, a altura do captor vale $H_{ci} = 17$ m.
Logo, o mastro do pára-raios deve ter comprimento de:

$$L_m = 17 - H_p = 17 - 14 = 3 \text{ m}.$$

Pelo método do cone com raio da geratriz definido pela altura do captor o valor H_{ci} em relação ao plano superior da estrutura deve ser de:

$$H_{ci} = \frac{R_p}{\sqrt{5}} = \frac{3{,}2}{\sqrt{5}} = 1{,}43 \text{ m}$$

O raio da geratriz do cone vale:

$$R_g = 3 \times H_{ci} = 3 \times 17 = 51 \text{ m}$$

O raio de proteção no plano do solo vale:

$$R_{pA} = \sqrt{5} \times H_{ci} = \sqrt{5} \times 17 = 38 \text{ m}$$

Aplicando o método de Faraday, a altura do captor em relação ao plano da estrutura deve ser de:

$$H_{ci} = L_m = \frac{R_p}{\text{tg}\alpha} = \frac{3{,}2}{\text{tg}35^\circ} = \frac{3{,}2}{0{,}70} = 4{,}5 \text{ m}$$

O valor de H_{ci} em ambos os métodos corresponde ao próprio comprimento do mastro e captor, já que o plano que se deseja proteger é o nível do topo da estrutura. O nível de proteção requerido para esta subestação corresponde ao nível I, de acordo com a Tabela 13.1. Por conter mais de um pára-raios, deve-se acrescentar 10° aos 25° da Tabela 13.7, no caso do método de Faraday.

CAPÍTULO

14 AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL

14.1 INTRODUÇÃO

Certa ocasião, presente a um seminário sobre automação industrial, um palestrante iniciou sua apresentação profetizando: "no futuro, as fábricas só terão dois seres vivos — um homem e um cão de guarda". Como era de se esperar, alguém da platéia indagou ao palestrante: "para que serve o homem?" A resposta foi enfática: "para cuidar do cão".

Essa é a sensação que se tem com o avanço da tecnologia. O tema, sob o ponto de vista social, é polêmico, mas o processo é irreversível. Do ponto de vista puramente econômico-financeiro, os sistemas automáticos apresentam vantagens incomensuráveis sobre o custo da mão-de-obra. Cabe ressaltar, por exemplo, que um posto de serviço numa subestação de potência — considerando os turnos a serem cumpridos, os custos decorrentes da legislação brasileira e um salário médio de US$ 800,00/mês — vale cerca de US$ 700.000,00 num período de 30 anos, o que é muito superior ao custo médio de automação de uma subestação.

Até o fim do século XIX a produção de bens utilizava exclusivamente a força muscular. Com o advento da Revolução Industrial, a força muscular cedeu lugar às máquinas, cujo processo foi denominado *produção mecanizada*. Nessa situação o homem ainda era parte ativa, não como executor da tarefa produtiva, mas como controlador do processo. Mas as máquinas foram gradativamente evoluindo, tornando-se cada vez mais independentes do controle do homem, assumindo tarefas e tomando *decisões*. Esta evolução se deveu inicialmente a dispositivos mecânicos, hidráulicos e pneumáticos. Com o advento da eletrônica, esses dispositivos foram sendo substituídos, sendo que presentemente a microinformática assumiu o papel da *produção automatizada*, em que o homem utilizando técnicas de inteligência artificial, materializadas pelos sistemas computadorizados, *instrui* um processador de informações a desenvolver tarefas complexas e tomar *decisões* rápidas para controle do processo.

Todo o sistema de automação segue um princípio comum em que o gerenciador do processo é realimentado de informações resultantes da conclusão de cada tarefa, de forma a redimensionar ou reorientar a etapa seguinte, com o objetivo de alcançar o resultado final mais próximo possível daquele a que o dispositivo foi *instruído* a executar através de informações codificadas.

O grau de complexidade de um sistema de automação pode variar enormemente. Os sistemas mais simples mantém ainda uma forte participação do homem no processo. Os sistemas mais sofisticados basicamente dispensam a interferência do homem, a não ser como gerenciador do processo. A seguir será descrito um sistema de automação rudimentar que utiliza sensores e controladores distribuídos ao longo do sistema de produção, através dos quais um gerenciador de processo (no presente caso, o homem) regula as funções básicas do sistema. Esses sensores e controladores são constituídos de termômetros e válvulas de vazão, podendo ser ainda empregados medidores, resistores elétricos etc.

Através da Figura 14.1 pode-se observar que no ponto A é fornecido ao sistema de produção um certo volume (V) de água, à temperatura variável, a ser aquecida por uma determinada quantidade de gás (Q_s) a uma dada pressão (P) fornecida através do ponto B. O gerenciador do processo, no presente caso o homem, é instruído a manter constante o volume de saída de água quente a uma temperatura T_f no ponto C. Ao perceber que a temperatura da água diminuiu (sensor óptico) tem essa informação enviada ao seu cérebro, que toma a decisão de fazer a sua mão direita au-

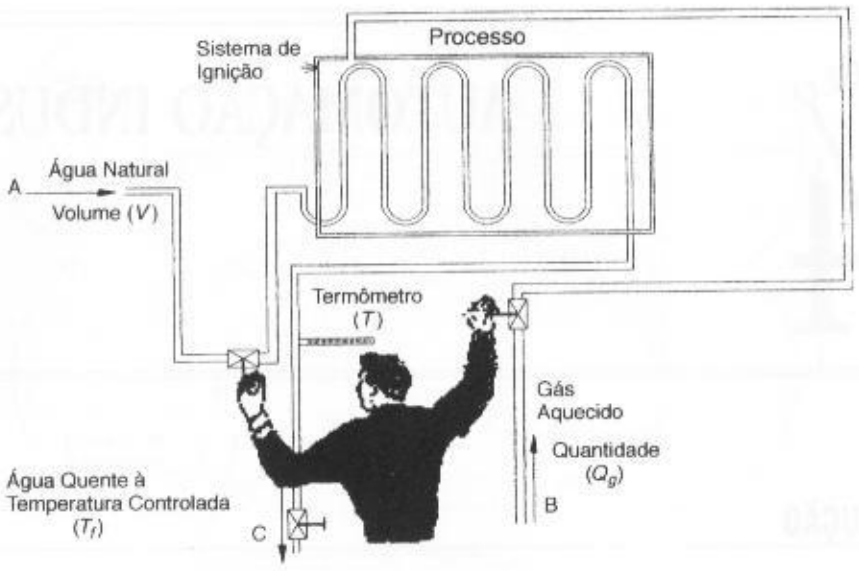


FIGURA 14.1
Exemplo de automação de um processo rudimentar

mentar a quantidade de gás (Q_g) na medida exata para manter constante a temperatura T_f. Pode-se concluir que o gerenciador do processo através de sua visão (sensor óptico) está constantemente recebendo informação do termômetro T (sensor de temperatura) para comparação. A essa forma de aquisição de dados dá-se o nome de realimentação ou *feedback*.

Num processo de automação mais evoluído, o homem é substituído por uma máquina (computador) dotada de inteligência artificial (*software*) que além de aquisitar os dados *on-line* de temperatura T e quantidade de gás Q_g, envia sinais digitais, que, por sua vez, são convertidos em sinais analógicos para um servomecanismo operar as válvulas reguladoras de forma a manter a temperatura no valor instruído.

A automação tem invadido os ambientes industriais, tornando-se cada vez mais complexa, à medida que procura substituir o homem em todas as tarefas que era de seu domínio na produção, principalmente tarefas repetitivas, lógicas e sistemáticas.

É previsto para o ano de 2006 um investimento de R$ 2,4 bilhões em sistemas de automação industrial no Brasil.

Para facilitar o entendimento, o assunto foi dividido em três partes. Na primeira, se estudará a automação em subestações industriais. Em seguida, serão estudados os procedimentos da automação dos processos industriais. E, finalmente, serão discutidos os procedimentos utilizados num sistema de gerenciamento de energia.

No entanto, na concepção de um projeto integrado de automação industrial, os três módulos anteriormente mencionados são parte integrante de um único projeto que pode envolver as áreas administrativas, financeiras e de recursos humanos, ao qual pode ser atribuído a denominação de Sistema Corporativo ou de Sistema de Gestão.

Antes de iniciar o estudo dos processos básicos de automação será fornecida uma série de informações preliminares a fim de facilitar a compreensão do leitor.

14.2 DEFINIÇÕES

Ao longo do texto serão usadas algumas palavras, termos ou siglas em português ou inglês que são comuns na linguagem de informática, notadamente na leitura de textos dedicados à automação.

a) Memória RAM (*Random Access Memory*)

São memórias que armazenam os dados variáveis e temporários, tais como correntes, tensão, alarmes etc., que podem ser eliminados quando da perda da fonte de tensão auxiliar, sem que isto venha a comprometer o desempenho da máquina.

b) Memória ROM (*Read Only Memory*)

São memórias cujo processador só consegue ler seus dados quando introduzidos pelo próprio fabricante do *chip*.

c) Memória PROM

É uma memória ROM programável eletricamente.

d) Memória EPROM

É uma memória ROM que pode ser programável eletricamente diversas vezes, e o seu conteúdo pode ser apagado usando raios ultravioletas, porém os dados permanecem gravados quando há perda da fonte auxiliar de alimentação.

e) Entrada e saída serial

São pontos de entrada e saída através dos quais os dados do sistema, tanto escritos como em forma de comando, podem ser recebidos ou transmitidos para uso ou leitura remotos. São conhecidas as entradas e saídas seriais RS232, RS422 e RS485.

f) Isolamento galvânico

É o isolamento entre o circuito elétrico, em geral a alimentação de energia do equipamento, e o circuito eletrônico, geralmente a saída do mesmo, agregado a uma proteção contra interferências e transientes da rede.

g) Conversão analógica/digital

É o processo de conversão em que, após o condicionamento do sinal, este deve ser tratado eletronicamente para ser convertido da forma analógica para a forma digital.

h) Condicionamento de sinal

Consiste na interface entre o processo elétrico e o ambiente eletrônico em ambientes galvanicamente isolados, sendo que os sinais devem ser reduzidos a valores compatíveis com os circuitos eletrônicos, na faixa de $\pm$ 5 V a $\pm$ 15 V.

i) Multiplexador

É um componente que possui vários canais de entrada de sinais e conecta ordenadamente cada um desses canais a um conversor analógico/digital.

j) Conversor analógico/digital

É um componente que processa a conversão de uma grandeza analógica em uma seqüência numérica e é conectado diretamente a um microprocessador.

k) Protocolo TPC/IP (*Transmission Protocol Control/Internet Protocol*)

Significa um protocolo de comunicação de dados. Não é um *software*. O *software* de comunicação é que implementa o protocolo, como, por exemplo, o TCP/IP.

l) LAN (*Local Area Network*)

É uma rede de comunicação de dados em tempo real, obedecendo um padrão internacional (IEEE 802-3 ou ISO/IEC 8802-3), dotada de uma velocidade de transmissão elevada e constituída de um meio físico de transmissão através de cabos coaxiais, par telefônico, fibra óptica etc., e com as seguintes características:

- velocidade de transmissão: valor desejado;
- modelo de transmissão: *bit* serial;
- meio de transporte: padrão Ethernet;
- protocolo de transporte TPC/IP.

m) Interface-Homem-Máquina (IHM)

É o enlace entre o usuário e os programas de supervisão e controle que compõem o sistema de automação. O IHM é caracterizado pelos monitores de vídeo, painéis numéricos, teclados, impressoras e todo periférico que permita uma interação entre o operador e o sistema.

n) SCADA (*Supervisory, Control and Data Aquisition*)

É um *software* para tratamento de dados em tempo real.

o) *Bit* (*Binary Digit*)

É a menor unidade na notação numérica binária que pode ter o valor de 0 ou 1.

p) *Byte*

É o grupo de *bits* ou dígitos binários (geralmente oito) que o computador opera como uma unidade simples.

q) *Gateway*

É um dispositivo de tradução de protocolo em *hardware* ou *software* que permite que os usuários que trabalham em uma rede possam acessar outra rede.

14.3 UNIDADE DE AQUISIÇÃO DE DADOS (UAD)

São equipamentos e dispositivos que interligados ao processo recebem informações do mesmo e as enviam para um sistema de supervisão e controle hierarquicamente superior, onde são tratadas, disponibilizadas através de monitores, papel etc., e, dependendo da *decisão* da unidade de supervisão e controle, uma mensagem retornará à Unidade de Aquisição de Dados que desenvolverá uma ou mais ações sobre o processo.

As Unidades de Aquisição de Dados compreendem dois diferentes módulos numa estrutura de automação, ou seja:

- Unidades de Aquisição de Dados e Controle (UADCs);
- Unidades Dedicadas (UDs).

As primeiras são constituídas pelos Controladores Lógicos Programáveis (CLPs) e pelas Unidades Terminais Remotas (UTRs).

Já as Unidades Dedicadas são constituídas pelos relés digitais, unidades de intertravamento, unidades de oscilografia etc.

As UADCs exercem as funções de aquisitar dados e comandar a manobra de máquinas e equipamentos, usando para isso os seguintes meios:

- Entrada de dados analógicos

São variáveis presentes no processo e caracterizadas por tensão, corrente, freqüência, vazão, pressão etc.

- Saída de dados analógicos

São variáveis fornecidas aos componentes do sistema para ajuste de sua lógica, tais como sinais para medidores de energia, controladores de velocidade etc.

- Entrada de dados digitais

São informações aquisitadas junto aos equipamentos sobre o seu estado operacional, aberto ou fechado, tais como disjuntores, chaves seccionadoras etc.

- Saída de dados digitais

São ocorrências desejadas de mudança de estado de equipamentos, aberto ou fechado, de forma que se possa atuar à distância sobre os mesmos.

14.3.1 Unidades de Aquisição de Dados e Controle

De forma geral, as Unidades de Aquisição de Dados e Controle na sua concepção mais completa são compostas por um conjunto de cartões eletrônicos, cada um deles acompanhado de funções específicas, além de outras unidades de lógica e memorização que podem ser visualizadas pelo diagrama de bloco da Figura 14.2, sendo que:

a) Fonte (F)

A alimentação externa de uma Unidade de Aquisição de Dados e Controle pode ser feita através de uma fonte de corrente alternada de 110/220 V ou uma fonte de corrente contínua de 12, 48, 110 ou 220 V, correspondendo a uma alimentação interna de $\pm$ 5 a $\pm$ 15 V.

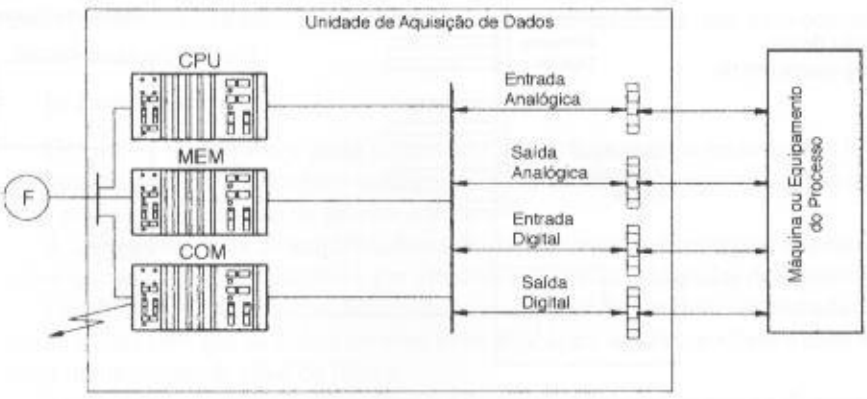


FIGURA 14.2
Diagrama de bloco de uma Unidade de Aquisição de Dados e Controle

b) Unidade Central de Processamento (CPU)

Compreende o microprocessador que trabalha os dados aquisitados e, através de programas dedicados, define a lógica do processo.

c) Memória (MEM)

É a unidade de armazenamento das informações e dos programas.

d) Comunicação (COM)

É a unidade responsável pela transmissão e recepção de informações junto ao sistema hierarquicamente superior, podendo esta comunicação ser feita através de cabos convencionais, fibra óptica, rádio etc.

e) Entrada analógica

É a unidade que recebe a informação do processo em forma de corrente contínua de valor padronizado na faixa de 4 a 20 mA, ou na forma de tensão contínua de 1 a 10 V, em decorrência de uma conversão interna realizada por um conversor digital/analógico.

Como a base do sistema de automação é digital, faz-se necessário converter internamente toda informação analógica para sinais digitais, o que é feito através de um conversor analógico/digital.

f) Saída analógica

Sempre que esta unidade é ativada por estímulo da CPU, aparecerá nos seus terminais uma corrente contínua na faixa de 4 a 20 mA ou uma tensão contínua de 1 a 10 V, cujo sinal digital foi convertido através de um conversor digital/analógico.

g) Entrada digital

Essa unidade é ativada por um estímulo externo, por exemplo, o contato auxiliar do disjuntor, que possibilita a ligação de uma fonte de tensão interna ou externa à UADC, cujo valor da grandeza elétrica dessa fonte é comparada com dois valores de referência pelo circuito eletrônico da unidade de entrada digital, correspondendo à posição de contato aberto ou fechado que será interpretada como 0 ou 1.

A Figura 14.3 ilustra o reconhecimento pela unidade de entrada digital de um sinal de estado gerado por um equipamento.

h) Saída digital

Essa unidade é ativada por um estímulo interno da CPU que resultará uma corrente nos terminais de saída da unidade de saída digital, os quais são conectados normalmente a um relé auxiliar do equipamento que executará a manobra devida.

A Figura 14.4 ilustra a geração de um sinal digital e sua forma de atuação.

14.3.1.1 Controladores lógicos programáveis (CLPs)

São dispositivos que permitem o comando de máquinas e equipamentos de maneira simples e flexível, de forma a possibilitar alterações rápidas no modo de operá-los, por meio da aplicação de programas dedicados armazenados em memória EPROM.

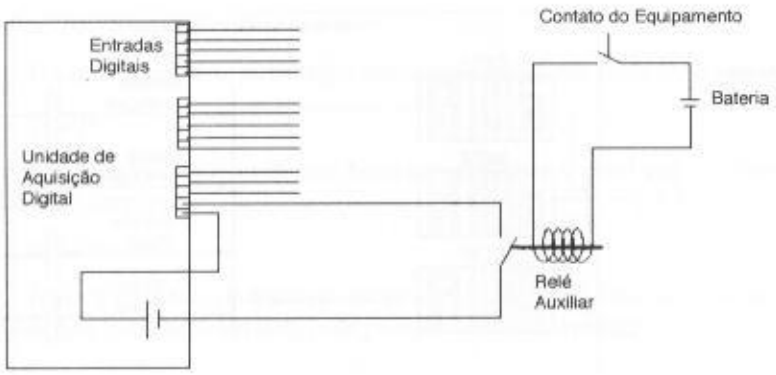


FIGURA 14.3
Ilustração da geração de um sinal digital pelo equipamento de campo

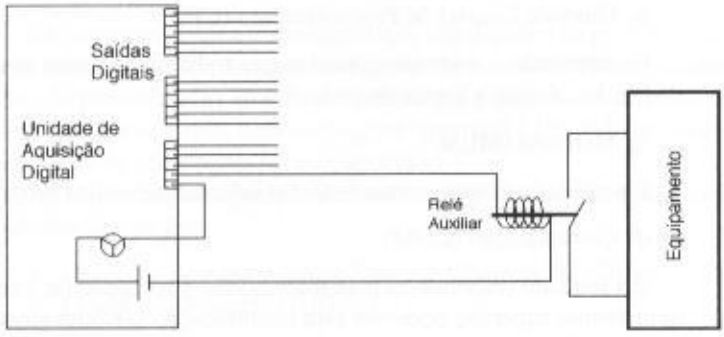


FIGURA 14.4
Ilustração da geração de um sinal digital pela UADC

Os CLPs podem substituir com grandes vantagens os tradicionais comandos de máquinas e equipamentos, tais como botoeiras, chaves comutadoras, contatores e relés.

Existem no mercado uma grande diversidade de CLPs destinados a diferentes níveis de automação, em conformidade com a complexidade de cada aplicação. A Figura 14.5, como ilustração, mostra o frontal de um CLP.

Os CLPs são constituídos por um gabinete contendo um determinado número de cartões, cada um deles desempenhando funções específicas, ou seja:

a) Fontes de alimentação

Os CLPs podem ser alimentados em 110/220 V em corrente alternada ou em 24 V em corrente contínua, dependendo da seleção feita pelo cliente.

Somente a unidade básica necessita alimentação. Todas as expansões são supridas pela unidade básica. Nos bornes de conexão com a rede externa existe um fusível de característica rápida com corrente nominal entre 1,25 e 2 A, dependendo do tipo de CLP. Em geral, os CLPs de 110/220 V são alimentados por um circuito monofásico a três condutores: fase, neutro e condutor de

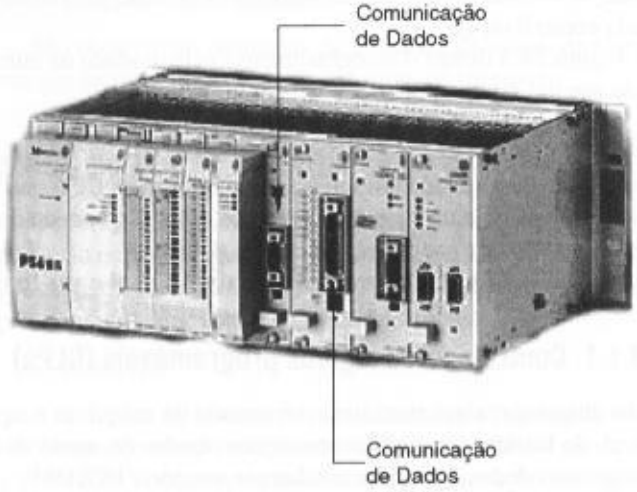


FIGURA 14.5
Frontal de um CLP

proteção associado à proteção do terra do sinal eletrônico, sendo que essa conexão é feita internamente ao equipamento.

b) Entradas e saídas

Os cartões de entrada e saída constituem a interface entre o processador lógico e os equipamentos periféricos, sendo que o cartão do circuito de entrada prepara os sinais das fontes externas e os envia para a unidade de processamento.

A saída é composta de amplificadores de chaveamento para controle dos equipamentos periféricos que podem ser constituídos por contatores, bobinas, lâmpadas de sinalização etc.

Cada tipo de CLP tem uma determinada quantidade de terminais de entrada e saída, dependendo da capacidade que se deseja em função da aplicação, sendo associado a cada terminal um LED, para monitoração do sinal de lógica.

Todos os sinais de saída destinados à comutação de cargas indutivas dispõem de um dispositivo contra surtos de tensão, podendo ser varistor, diodo etc., protegidos por fusíveis de corrente nominal apropriada.

Em geral, os módulos de entrada e saída dispõem de cartões de expansão apropriados.

A cada terminal de entrada e saída está associado um endereço utilizado na programação.

c) Temporizadores e contadores

São cartões contendo circuitos elétricos dedicados cujos ajustes são efetuados por *hardware*. O número de temporizadores e contadores varia em função da capacidade do cartão.

Os temporizadores podem ser ajustados desde 10 ms até 1.020 s, sendo os ajustes efetuados através de chaves binárias ou potenciômetros externos. Um programa dedicado gerencia a capacidade do tempo.

A seleção do temporizador é feita através de códigos com base na codificação dos terminais anteriormente mencionados.

A sincronização do tempo, em geral, é realizada com o GPS on-line.

Os contadores permitem a contagem de eventos entre 0 e 999 e o ajuste é feito através de três chaves cada uma delas com indicadores numéricos de 0 a 9.

d) Memórias

Os CLPs são dotados de cartões de memórias utilizados pelos processadores lógicos para processar os sinais e pelo sistema operacional e também utilizados para armazenamento dos programas dedicados. Essas memórias podem ser do tipo EPROM ou RAM protegidas contra ausência de tensão por meios de baterias específicas com longa vida útil. Em geral, as memórias podem ser assim classificadas:

- Memória de trabalho

É destinada ao armazenamento do programa aplicativo do processador lógico e, em geral, é do tipo RAM, com capacidade e velocidade dependentes do CLP desejado.

- Memória de programa

É destinada ao armazenamento dos programas em linguagem lógica (LPW-L) e, em geral, é do tipo EPROM, com capacidade e velocidade dependentes do CLP desejado.

A memória de programa é composta por um cartão de circuito impresso provido de conector específico. Para efetuar sua gravação é utilizado um gravador de EPROM.

No apagamento da memória EPROM, deve-se usar lâmpadas ultravioleta de comprimento de onda de 254 μm a uma distância inferior a 25 mm do cartão de memória. O tempo de exposição ao feixe de luz ultravioleta é de 40 minutos para uma intensidade de 12.000 $\mu W/cm^2$ até 120 minutos para uma intensidade de 4.000 $\mu W/cm^2$.

As memórias EPROM suportam atualmente um número muito grande de apagamentos, além do qual não são mais ativadas.

- Memória de sinal

Esta memória é destinada ao sistema operacional e ao armazenamento das informações dos temporizadores e contadores, entradas e saídas e marcadores intermediários. Em geral, é do tipo RAM, sendo protegida contra a ausência de energia por meio de baterias de longa vida útil.

14.3.1.1.1 Recursos dos CLPs

Os Controladores Lógicos Programáveis podem ser empregados para diferentes tipos de aplicação na indústria. É possível utilizá-los sozinhos ou acoplados a outras unidades. Em projetos que ocupam extensas áreas, como, por exemplo, esteiras rolantes para transporte de minério associado ao processo de descarga do material, torna-se imperativo o uso de vários CLPs operando acoplados para desempenhar sincronizadamente todo o controle do processo. Neste caso, a automação assume uma arquitetura descentralizada, dividindo-se a responsabilidade do processo por várias unidades de CLPs localizadas em diferentes pontos estratégicos da instalação.

A esta capacidade de comunicação entre CLPs dividindo tarefas dá-se o nome de acoplamento.

O processo de acoplamento obedece uma hierarquia gerenciada por um *software* dedicado, atribuindo-se aos CLPs de processo a função de escravo que se acoplam a um CLP de mesma capacidade ou, em geral, de maior capacidade denominado de mestre. Assim, se um CLP de processo necessita comunicar-se com outro CLP de processo, a via de comunicação passa pelo CLP mestre, conforme esquematicamente é mostrado na Figura 14.6.

É possível implementar outras configurações de acoplamento de CLPs dependendo da solução que se deseja para o processo.

Dadas as facilidades obtidas com a função de acoplamento, podem-se utilizar estações remotas, a uma distância de até 1.000 m, sem empregar qualquer tipo de *modem*. Com o uso do *modem*, não há limite de distância. Além disso, o acoplamento permite implementar uma arquitetura de sistema funcional e fisicamente distribuída.

A seguir serão descritas algumas facilidades obtidas com o uso dos CLPs.

a) Microprocessamento

Corresponde à função de que os CLPs são dotados e destinada a realizar operações aritméticas comuns e transmitir e armazenar informações.

Compreende-se por operações aritméticas comuns os processos de soma, subtração, multiplicação, divisão, comparação e totalização.

Já o processo de transmissão e armazenamento de informações torna-se um recurso poderoso na automação de sistemas industriais.

b) Sinalização

A função de sinalização permite o CLP monitorar uma determinada quantidade de eventos, a depender do tipo utilizado.

Através de programas dedicados, a função de sinalização está associada a um anunciador de alarmes com retenção de eventos que permite identificar a origem de uma seqüência de eventos, facilitando as correções necessárias para as ocorrências.

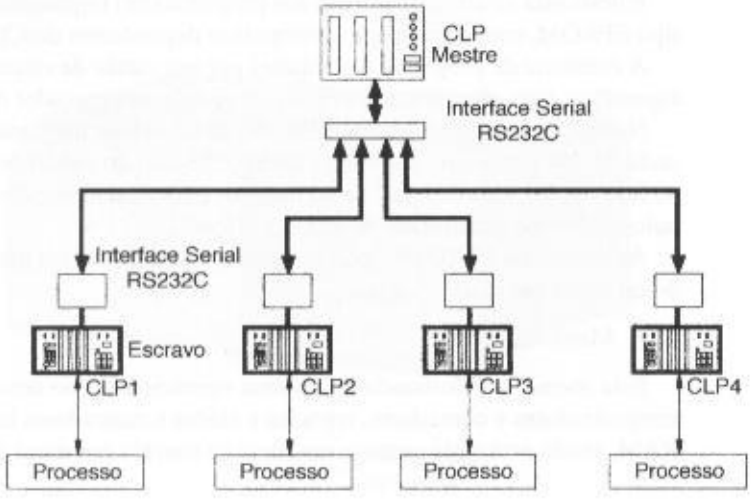


FIGURA 14.6
Configuração de acoplamento de CLPs

c) Controle de malha

Existem dois tipos de controle de malha nos processos de produção:

• Controle de malha aberta

É empregado nos processos de produção nos quais não se faz necessário comparar a variável controlada com um valor de referência pré-ajustado. Como exemplo, deseja-se identificar, num processo de verificação automática de engarrafamento de bebida, a presença de alguma garrafa vazia após o processo de enchimento. A condição assumida é *sim* ou *não*. É uma variável do tipo digital. Neste caso, a verificação da qualidade de enchimento da garrafa, isto é, se ela está 50, 60 ou 100% completa, é feita em outra etapa da linha de produção.

• Controle de malha fechada

É empregado nos processos de produção nos quais a variável de controle é constantemente comparada com um valor de referência pré-ajustado. Neste caso, há uma correspondência biunívoca entre a variável controlada e o sistema de controle. Retornando ao exemplo anterior, pode-se concluir que o processo de verificação da percentagem de enchimento da garrafa caracteriza-se como um processo de controle de malha fechada.

O controle de malha fechada implica a utilização de interfaces de sinais analógicos ou conversores analógicos/digitais e digitais/analógicos.

Para caracterizar melhor esse processo, pode-se dividi-lo em dois tipos básicos:

– Controle de malha fechada em máquinas operatrizes

Certas máquinas operatrizes são dotadas de dispositivos de alta sensibilidade para controle dimensional do produto, fazendo as correções necessárias, de forma a manter dentro de uma faixa de precisão predefinida as dimensões do produto final. Como exemplo pode-se citar o caso de máquinas retificadoras.

– Controle de malha fechada em processo

É de largo uso nos sistemas de automação industrial integrado, em que um certo número de sensores posicionados ao longo do processo realimentam o sistema de controle através de sinais analógicos transformados em variáveis controladas, sendo que esses sinais são permanentemente comparados com um padrão de referência, gerando um sinal de desvio que atua sobre os dispositivos de controle do processo, reconduzindo as variáveis controladas aos valores predefinidos, estabelecendo-se, assim, um controle em malha fechada.

d) Aquisição e processamento dos valores medidos

Em diferentes etapas de um processo de produção, é necessário aquisitar valores de temperatura, pressão, vazão, ruído, vibração, umidade, nível, tensão, corrente etc. Através de programas dedicados e utilizando-se interfaces seriais analógicas, podem ser aquisitadas todas as grandezas mencionadas após o que são processadas e comparadas com valores de referência, gerando sinais de comando, intertravamento, contagem, temporização, sinalização etc. A aquisição dessas grandezas é feita através de sensores específicos, tais como termômetros, pressostatos etc.

e) Sincronização

Dois ou mais CLPs podem ser conectados através de suas entradas e saídas e sob a gerência de um programa dedicado, sincronizados por *software*.

f) Relatórios

Sempre que há um evento no processo resulta uma mensagem que é armazenada em memória permanente, sendo que cada mensagem tem um número definido de caracteres.

Para se obter as informações desejadas relativas aos eventos pode-se fazer uso de um programa dedicado que emite um relatório das mensagens gravadas. Essas mensagens podem ser transmitidas através de uma interface serial RS232 a um periférico qualquer que pode ser uma impressora, um gravador de CD etc.

14.3.1.1.2 Interface-Homem-Máquina (IHM)

Quando da instalação de Controladores Lógicos Programáveis em processos industriais necessita-se um equipamento que possa interpretar os dados coletados dos diferentes CLPs escravos instalados na linha de produção e fornecer de forma visível e prática as informações das quais os supervisores necessitam, através de um *display* alfanumérico de cristal líquido, e, por outro lado, permitir que o mesmo supervisor possa fornecer aos CLPs as instruções necessárias ao desenvolvimento do processo através de um teclado configurável. Tanto o *display* como o teclado referidos são posicionados na parte frontal do equipamento, conforme mostrado na Figura 14.7.

O IHM é um CLP ao qual foram incorporados as funções características de interfaceamento entre o supervisor e o processo, usando os programas residentes como veículo de interpretação.

O IHM permite que se faça conexão com chaves seccionadoras, disjuntores, botoeiras, painéis mímicos dinâmicos, consoles, impressores, gravadores etc. Para isso, possuem canais de entrada e saída analógicas e digitais e comunicação serial.

O IHM pode ser ligado a um único CLP ou a um conjunto de CLPs operando em rede, bem como pode ser conectado a outro IHM. Neste caso, é dotado de um microprocessador que atua como interface entre o supervisor e os CLPs escravos.

14.3.1.1.3 Programação dos CLPs

Também chamada de linguagem industrial, os CLPs de geração anterior se caracterizavam por serem gerenciados através de uma linguagem de operação cíclica, sem controle de tempo para execução das tarefas. Porém, modernamente foram desenvolvidos programas que contemplam escalonamento de tarefas e tratamento de interrupções, embora os programas mantenham as características de linguagem de diagrama de relés.

Devido às diferenças de tecnologia de fabricantes e as peculiaridades dos processos industriais, a IEC 1131 estabelece como padrão pelo menos cinco linguagens de programação, ou seja:

- Structured Text (ST);
- Ladd Diagram (LD);
- Instruction List (IL);
- Sequential Function Chart (SFC);
- Function Block Diagram (FBD).

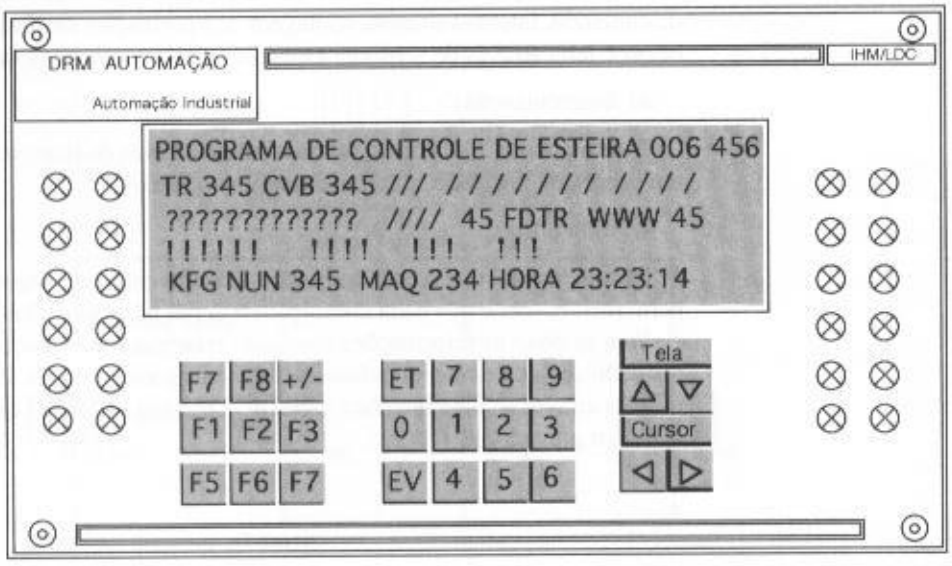


FIGURA 14.7
Frontal de uma IHM

14.3.1.2 Unidades terminais remotas (UTR)

São unidades independentes, com a função de coletar dados e executar comandos dos equipamentos do processo. Os dados coletados podem ser digitais (ligado/desligado, fechado/aberto, pulsos, acumuladores etc.) ou analógicos (medida de tensão, corrente, freqüência, ângulo de fase etc.). Os controles emitidos pela UTR poderão ser digitais, através de relés, ou analógicos, na forma de um valor de tensão variável disponível nos terminais da UTR.

As UTRs deverão ter capacidade de executar programas de controle local, independentemente da ativação do Centro de Supervisão e Controle, mas com possibilidade de intervenção do mesmo, bloqueio ou ativação através de modificação de pontos definidos na base de dados da UTR. Esses controles locais devem ser executados de maneira similar aos que ocorrem nos CLPs, com os programas sendo gravados de maneira não-volátil, em memória própria da UTR. Estes programas poderão ser modificados e recarregados na memória da UTR, utilizando-se as ferramentas normais de configuração da mesma. Os programas deverão ser escritos e compilados em microcomputadores pessoais e transferidos através de canal de comunicação sem interrupção das funções de supervisão.

As UTRs devem ser montadas em painéis, em gabinetes metálicos ou em fibra de vidro.

14.3.2 Unidades Dedicadas

São equipamentos que desempenham funções específicas junto ao processo e guardam as mesmas características funcionais da Unidade de Aquisição de Dados e Controle. Essas unidades aquisitam informações via entrada analógica, tais como tensão, corrente, ângulo de fase etc., disponibilizando o resultado do seu processamento numa saída digital conectada a um circuito de comando de um equipamento. São conhecidos como Unidades Dedicadas os seguintes dispositivos:

a) Relés digitais
- relés de sobrecorrente;
- relés diferenciais;
- relés de distância;
- relés multifunção etc.

b) Oscilógrafos

São equipamentos destinados a registrar as anormalidades ocorridas nos sistemas elétricos de força, tais como sobre e subtensão, sobrecorrente, sobre e subfreqüência etc.

Esses equipamentos são dotados de unidades digitais e analógicas para aquisição de informações, disponibilizando o resultado do seu processamento em tela de monitor, papel etc.

c) Unidades de intertravamento

São unidades que contêm uma determinada quantidade de entradas digitais que recebem informações de estado dos equipamentos, aberto ou fechado, e, de acordo com a lógica do processo para a qual foram programadas, disponibilizam o resultado dessa lógica num determinado número de saídas digitais, de tal forma a inibir ou liberar certas funções de comando de um equipamento.

14.4 INTERFACE COM O PROCESSO

Para que as Unidades de Aquisição de Dados (UADs) possam receber as informações do processo e nele atuar é necessário utilizar alguns dispositivos de relativa simplicidade.

14.4.1 Transformadores de Medida

Normalmente as grandezas elétricas envolvidas no processo são a tensão e a corrente, cujos valores, em geral muito elevados, inviabilizam o uso dos equipamentos de tecnologia da informação ligados diretamente à rede elétrica de alta corrente e/ou de alta tensão. Em virtude disso, são usados os transformadores de medida.

a) Transformador de corrente (TC)

Sua descrição e aplicação estão contidas nos Capítulos 9 e 10.

b) Transformadores de potencial (TP)

Da mesma forma que os TCs, os transformadores de potencial foram estudados no Capítulo 9. Aconselhamos o leitor rever esses assuntos.

14.4.2 Transdutores

São equipamentos capazes de converter medidas elétricas em valores proporcionais de tensão e corrente.

Os transdutores exercem um papel imprescindível no campo da medição e controle. São usados em conjunto com instrumentos convencionais de bobina de ferro móvel e registradores, e permitem fornecer dados local ou remotamente.

Os transdutores podem ser dotados de saídas de tensão, corrente e, alternativamente, de saídas seriais. Os transdutores de saída de tensão possibilitam algumas aplicações em que os dispositivos de recepção necessitam uma entrada de tensão real, porém, desvantajosamente, requerem um determinado consumo de corrente, o que pode introduzir alguma imprecisão na medida. Já os transdutores de saída de corrente compensam automaticamente as variações da resistência dos condutores que conduzem o sinal, eliminando basicamente a imprecisão da medida, o que resulta a maior aplicação desses equipamentos. Os transdutores de saída serial podem ser conectados diretamente a um microprocessador que irá trabalhar os dados e fornecê-los da forma desejada.

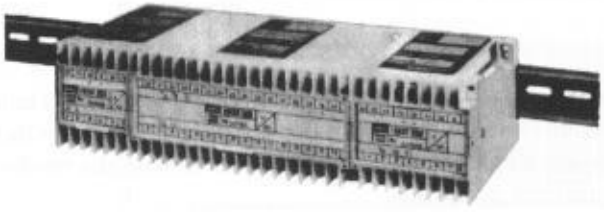
Os transdutores fornecem um sinal analógico em corrente contínua proporcional à função de entrada que está sendo medida. Devem ser instalados próximo ao instrumento cuja grandeza elétrica se quer medir. Depois da conversão dessa grandeza elétrica o sinal é enviado através de condutores de cobre apropriados a um ponto remoto para fins de medição e/ou de processamento. A Figura 14.8 (a) e (b) mostra, respectivamente, um transdutor e sua inserção num diagrama de aplicação.

A aplicação de um transdutor deve considerar a resistência dos condutores que podem ser cabos usados em telefonia convencional e a do equipamento receptor. O total das resistências deve estar compatível com o valor da resistência do transdutor.

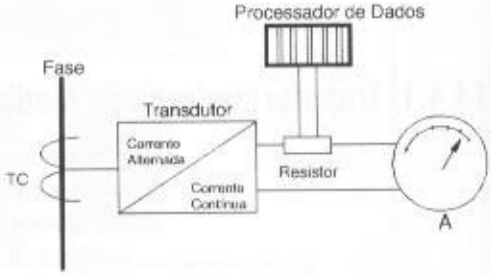
Os transdutores com saída serial permitem que todos os dados aquisitados em sistemas monofásicos e trifásicos sejam enviados simultaneamente. São inteiramente programáveis para uso com TCs de qualquer relação, podendo alternativamente serem usados em TPs.

A saída serial de dados, usando um protocolo adequado, dependendo do fabricante, faz desses equipamentos uma escolha ideal para aplicação em sistemas de automação de subestação e gerenciamento de energia com o tratamento de dados aquisitados feito pelo sistema SCADA, sendo que um único fio de par trançado permite comunicação com vários receptores a longas distâncias, aproximadamente a 1.000 m, sem nenhuma amplificação intermediária. O uso de amplificadores amplia a capacidade de utilização dos transdutores, conforme esquematicamente se mostra na Figura 14.9. Os transdutores podem ser ligados tanto a Controladores Lógicos Programáveis (PLCs) como a computadores pessoais (PCs). Os transdutores com saída serial podem ser programados remotamente por um PC.

Os transdutores podem medir, converter e enviar sinais aos seus respectivos receptores correspondentes às seguintes medidas elétricas.



(a) Vista de um transdutor



(b) Diagrama de aplicação

FIGURA 14.8
Transdutor

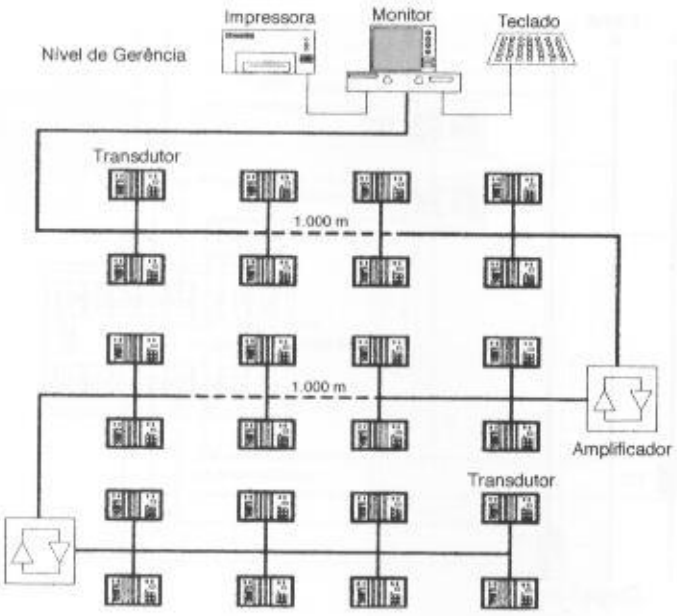


FIGURA 14.9
Ligação de transdutores de saídas seriais a longas distâncias

- tensão, em valor eficaz;
- corrente, em valor eficaz;
- potência ativa;
- potência reativa;
- potência aparente;
- potência ativa média;
- potência média aparente;
- consumo de energia ativa;
- consumo de energia reativa;
- temperatura;
- rotação;
- resistência elétrica.

Os dados básicos dos transdutores com saídas serial e analógica são fornecidos a seguir:

a) Transdutores com saída serial
- entrada de tensão: máximo de 500 V/20-800 Hz;
- entrada de corrente: máximo de 5 A/20-800 Hz;
- saída: serial (RS485);
- alimentação: 110/240 V;
- consumo ≃ 3 VA.

b) Transdutores com saída analógica
- entrada de tensão: máximo de 500 V/20-800 Hz;
- entrada de corrente: máximo de 5 A/20-800 Hz;
- saída: 4-20 mA (isolada galvanicamente);
- alimentação: 110/240 V;
- consumo ≃ 3 VA.

Normalmente os fabricantes disponibilizam aos seus clientes programas capacitados a dialogar com um determinado número de transdutores ligados em rede com protocolo de comunicação serial. Esses programas, em geral, operam em ambiente Windows. São dotados de várias funções que facilitam a operacionalidade do sistema, ou seja:

a) Funções de configuração

Permite configurar uma programação remotamente a partir de um PC para um determinado número de transdutores ligados em rede. Pode ser executada nesta configuração a relação de TPs e TCs, fixação de endereços, tempo de integração etc. Através de funções avançadas é possível configurar alarmes, relés de saídas, contadores de energia para diferentes tarifações etc.

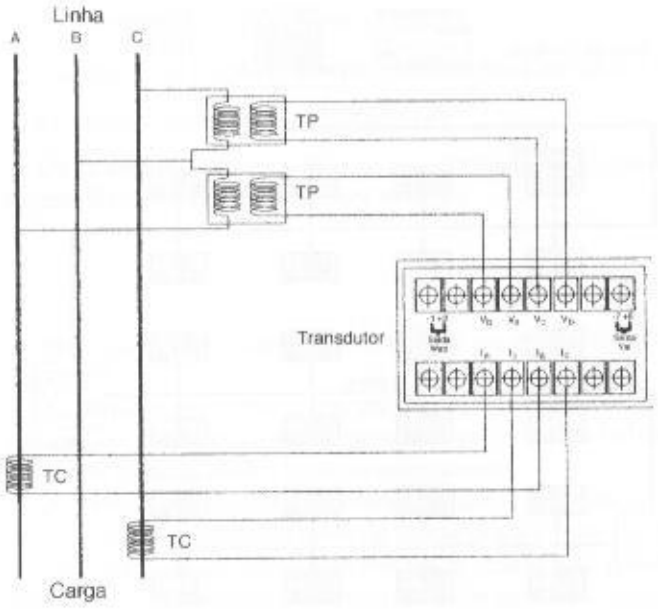


FIGURA 14.10
Forma de ligação de um transdutor de potências ativa e reativa

b) Transferência de medição

Permite que se transfira para a tela do PC as medições disponíveis em cada um dos transdutores ligados em rede. Essas medições podem constar de valores de corrente, tensão, energia, demanda máxima (quando o transdutor portar memória RAM), fator de potência etc.

Como os transdutores trabalham normalmente em ambientes magnéticos e eletricamente hostis são dotados de uma proteção contra essas interferências.

Os transdutores podem ser ligados ao sistema elétrico de várias formas a depender de sua tensão (contínua ou alternada) e de sua função de medição (medição de tensão, corrente, freqüência etc.). A Figura 14.10 ilustra a forma de conexão de um transdutor de potência ativa ou reativa a dois elementos — três fios.

14.4.3 Sensores e Controladores

Sensores são dispositivos destinados à detecção de grandezas, tais como presença, temperatura, velocidade, pressão etc. Um outro dispositivo, denominado controlador, ao qual o sensor está conectado, sentindo a presença da grandeza detectada, faz atuar um terceiro dispositivo, denominado atuador, que pode ser um seccionador, um alarme sonoro ou visual, ou qualquer outro dispositivo do sistema.

Esta descrição é típica de controles automáticos convencionais. No entanto, dentro de um projeto de automação, usando técnicas digitais, o sensor, ao detectar a grandeza, sensibiliza o controlador que através de um contato seco, que corresponde a um sinal digital, disponibiliza na rede de comunicação essa informação que é utilizada para os mais diversos fins.

Como o sensor utiliza de técnicas eletrônicas, não dispõe de contatos mecânicos sujeitos a desgaste contínuo e vida útil reduzida. Opera silenciosamente sem choques ou vibração, sendo insensível a oscilações violentas.

Existe uma grande variedade de sensores no mercado de automação industrial. Serão descritos, para efeito de compreensão do processo de automação industrial, aqueles mais comumente utilizados.

14.4.3.1 Sensor de nível

É constituído por um dispositivo imerso em líquido cujos eletrodos conduzem uma pequena corrente elétrica, conforme mostrado na Figura 14.11. Quando o líquido deixa de fazer contato com o eletrodo do par sensor interrompe-se a corrente elétrica fazendo operar um solenóide sobre os contatos secos de uma chave de comando.

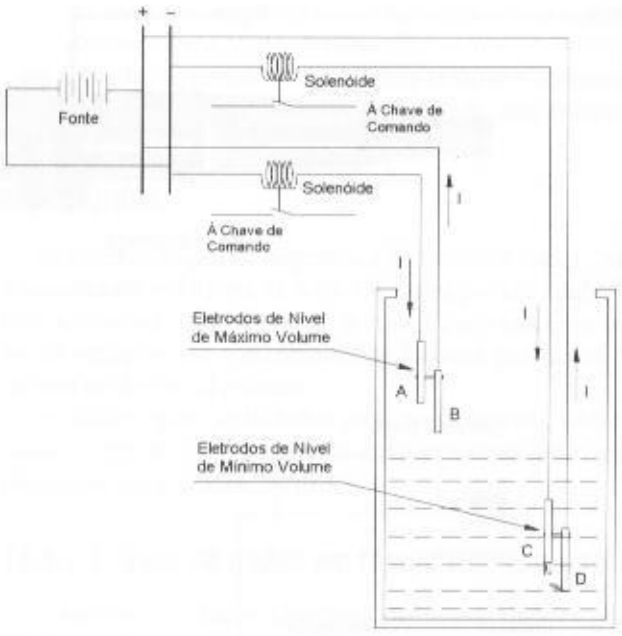


FIGURA 14.11
Sensor de nível

14.4.3.2 Sensor de presença

Também conhecido como sensores de proximidade, estão disponíveis no mercado em três versões, ou seja:

a) Indutivos

Possuem alta freqüência de chaveamento e detectam todos os metais, sem contato.

O sensor indutivo possui um oscilador que opera em conjunto com uma bobina localizada na sua extremidade frontal, criando um campo magnético de elevada freqüência, cujas linhas de campo se projetam para fora, nas proximidades do dispositivo. Quando um material condutor (metal) se aproxima da extremidade frontal do sensor, é enlaçado pelas linhas de campo, provocando uma dispersão magnética que retira energia do circuito oscilante (L-C), reduzindo a amplitude de oscilação, o que é percebido pelo circuito eletrônico, gerando um impulso elétrico de comando. Quando o material condutor afasta-se da extremidade frontal do sensor, ficam restabelecidas as condições de funcionamento desse dispositivo.

Há dois tipos de sensor de presença indutivo: corrente contínua e corrente alternada. A Figura 14.12 (a) mostra um sensor de presença do tipo indutivo.

b) Capacitivos

Operam sem contato e detectam materiais não-metálicos.

c) Magnéticos

Permitem a detecção de materiais a maior distância.

14.4.3.3 Sensor óptico

É um dispositivo que opera com feixe de luz infravermelho, sendo constituído por um emissor e um receptor. Quando se interrompe o feixe de luz, é ativado um solenóide que atua sobre um contato seco, conforme pode ser mostrado na Figura 14.12 (b). Há duas versões: relé ligado na focalização e relé desligado na focalização.

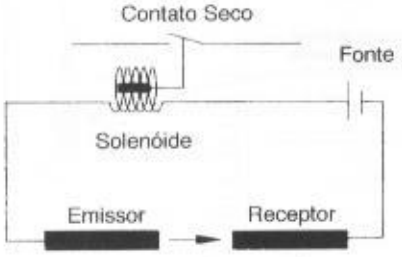
14.4.3.4 Sensor de fim de curso

É formado por um dispositivo de contatos secos acionados por um solenóide quando uma parte qualquer do processo atinge o fim de uma trajetória definida. O fechamento ou abertura do contato gera um sinal digital. A Figura 14.12 (c) mostra um sensor de fim de curso.

FIGURA 14.12
Tipos de sensor



(a) Presença



(b) Sensor Infravermelho



(c) Sensor Fim de Curso

O sensor de fim de curso pode ser substituído por um sensor óptico.

14.5 PROGRAMAS E PROTOCOLOS

O mercado nacional dispõe de muitas alternativas de sistemas de Interface-Homem-Máquina destinados à automação de subestações de potência. Dependendo do porte da subestação e das facilidades que se deseja implantar, podem-se adquirir programas de diferentes potencialidades e preços.

Mas antes da escolha de um sistema completo, ou pacote, devem-se analisar duas características típicas de sistemas.

a) Sistemas proprietários

É um conjunto de programas desenhados e desenvolvidos por um determinado provedor, normalmente um fornecedor de *hardware*, que tem a propriedade e os direitos de comercializar, implantar e alterar. Em geral, o provedor fornece a solução completa, isto é, *hardware* e *software*.

- Vantagens
  - compatibilidade entre *software* e *hardware*;
  - um único responsável pela solução;
  - redução do tempo de implantação do projeto.
- Desvantagens
  - dificuldade de se implementar alterações junto ao provedor da solução;
  - dificuldades de agregar novas facilidades utilizando um outro provedor;
  - dificuldade de o provedor abrir o sistema para o cliente;
  - contrato de manutenção cativo com o provedor da solução.

b) Sistemas abertos

São sistemas comerciais desenhados e desenvolvidos por empresas da área de informática os quais são negociados com o cliente, independentemente da origem do *hardware*.

- Vantagens
  - possibilidade de adaptação do *software* a qualquer solução de *hardware*;
  - possibilidade do conhecimento do *software* por parte da equipe técnica do cliente;
  - vantagens de preço de aquisição pela competitividade;

– facilidades de agregar novas facilidades com outros provedores.
• Desvantagens
– possibilidade de incompatibilidade entre o *software* e parte do *hardware*;
– responsabilidade de implementação do projeto distribuído entre diferentes provedores.

14.5.1 Estrutura de Base de Dados

Existem três tipos de arquitetura de banco de dados. Na arquitetura mais simples, os dados são armazenados em forma de *lista*. Os dados podem também ser armazenados obedecendo uma ordem *hierárquica*, em forma de árvore. Finalmente, nos bancos de dados de melhor performance as informações são armazenadas de forma a guardarem uma relação entre si. São os chamados bancos de dados *relacionais*.

As informações aquisitadas do sistema elétrico, bem como aquelas fornecidas via teclado ou arquivo, devem ser estruturadas adequadamente para serem acessadas pelos programas. Há três diferentes tipos de base de dados.

14.5.1.1 Base de dados em tempo real (*on-line*)

Constituem os dados dinâmicos da base de dados aquisitados do sistema elétrico formada pelos dados de natureza analógica e digital.

A base de dados em tempo real deve ter prioridade de acesso e estar residente na memória principal, devendo-se minimizar o acesso a disco.

14.5.1.2 Base de dados de cadastro (*off-line*)

Constituem os dados definidos pelo usuário, tais como diagramas, limites de variáveis etc.

A base de dados de cadastro pode residir em disco rígido e ter tempo de acesso superior ao tempo de acesso definido para a base de dados em tempo real.

14.5.1.3 Base de dados históricos

Todos os dados do sistema elétrico podem ser armazenados em Arquivos Históricos, que constituem um arquivo em disco que contém dados armazenados ao longo de um intervalo de tempo selecionado. Todo dado digital deve ser armazenado a cada variação de estado do mesmo e todo dado de medida analógica deve ser armazenado seguindo uma periodicidade ajustável.

Os Arquivos Históricos devem ser armazenados de maneira circular numa base horária, diária, semanal, mensal e anual. O tamanho médio em *bytes* dos registros de dados e a periodicidade média do armazenamento dos registros têm influência direta na dimensão do Arquivo Histórico.

4.5.2 Características Básicas de Interface-Homem-Máquina

Quanto mais amigável é o relacionamento entre os usuários e o sistema maior é o seu valor agregado. Podem-se citar algumas características fundamentais do sistema:

- facilidade de acesso a uma seqüência de informações em múltiplas telas;
- intercambialidade de telas;
- uso de ferramentas de toque para ativar as funções do sistema;
- facilidade de identificação dos objetos de tela.

4.5.3 Sistema Operacional

É o *software* sob o qual devem operar todos os aplicativos do sistema.

Deve ter características de plataforma multitarefa a tempo real, entendendo-se por multitarefa a propriedade de que o sistema é dotado para executar diferentes tarefas simultaneamente. Po-

dem-se citar como exemplo a capacidade de o sistema gerar alarmes, interpretar os comandos do operador numa determinada situação operativa, visualizar dados aquisitados *on-line* juntos ao diagrama unifilar e outras tarefas similares, todas realizadas simultaneamente. A característica de tempo real refere-se à capacidade de receber do sistema elétrico um certo número de informações como tensão, corrente, disparo do disjuntor etc., e tratar essas informações e respondê-las em tempo extremamente curto, em frações de milissegundos.

Como ilustração podem ser mencionados os sistemas operacionais WINDOWS e LINUX para sistemas de automação mais complexos, normalmente instalados nas estações de trabalho (*workstations*) de alto desempenho.

14.5.4 Sistema de Gerência de Bancos de Dados

Os sistemas elétricos geram grandes massas de dados que devem ser arquivadas para fins de estudos de operação e manutenção, além de subsidiar o Sistema Corporativo da indústria, caso haja, tais como módulo financeiro, administrativo etc. Em função disso, são utilizados gerenciadores de bancos de dados com capacidade adequada aos requisitos do projeto.

14.5.4.1 Gerência de banco de dados em tempo real

Os dados digitais são aquisitados do sistema elétrico na sua forma digital, como ocorre com o estado operacional do equipamento, e na forma analógica, tais como os valores obtidos de corrente, tensão, freqüência etc.

O provedor do sistema de automação é o responsável pelo desenvolvimento do *software* de acesso ao banco de dados e por sua disponibilização ao uso de qualquer aplicativo.

14.5.4.2 Gerência de banco de dados de cadastro

O banco de dados de cadastro deve ser gerenciado por um programa comercial de base de dados relacional, de largo uso em sistemas de automação. São conhecidos os gerenciadores ORACLE e ACCESS.

14.5.4.3 Gerência do banco de dados históricos

É usado o mesmo gerenciador do banco de dados de cadastro.

14.5.5 *Software* SCADA

É o programa responsável pela aquisição de dados analógicos e digitais do sistema elétrico em tempo real, acumulando as seguintes e principais funções:

- processador de totalizadores (medição de energia);
- processador de dados calculados;
- processador de seqüência de eventos;
- processador de medidas analógicas;
- processador de estados digitais;
- processador de controle supervisório (comando).

14.5.6 *Software* de Comunicação

O serviço provido pela rede local (LAN) baseado no padrão Ethernet, por exemplo, é definido pelo protocolo, sendo comumente utilizado o protocolo TPC/IP (*Transmission Protocol Control/ Internet Protocol*).

Cabe salientar que o TPC/IP é um protocolo de comunicação e não um *software*. O *software* de comunicação é que implementa o protocolo TPC/IP. Além disso, o *software* de comunicação da rede local deve estar integrado ao sistema operacional.

14.6 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DE POTÊNCIA

Como já foi explicado no Capítulo 10, no jargão dos profissionais de automação existe uma diferença clássica entre automatizar e digitalizar uma subestação de potência. Dessa forma, automatizar uma subestação significa dotá-la de recursos de inteligência artificial utilizando os relés estáticos (relés burros) ou digitais. Digitalizar uma subestação significa aplicar o mesmo princípio, porém utilizando relés digitais gerenciados por um sistema que permite desenvolver simples atividades de comando, proteção e medição, até atividades mais complexas, tais como a recomposição operacional de uma subestação, após um evento de falta de tensão de alimentação. No primeiro caso, os resultados obtidos são limitados. No segundo caso, podem-se obter facilidades operacionais extraordinárias. Porém, neste capítulo não está sendo considerada esta diferença e se empregará o termo automação para ambas situações.

É bom lembrar que a entrada da microinformática na operação e comando das subestações não agregou novas funções, apenas substituiu as tarefas, muitas vezes monótonas, dos operadores. No entanto, a automação das subestações modificou as práticas operacionais, e isto fez a diferença.

Normalmente as subestações automatizadas não requerem operadores presentes à sala de operação. Apenas empregam operadores mais qualificados gerenciando-as remotamente.

A Figura 14.13 mostra a topologia geral de um sistema de automação simplificado. Cada um dos PCs indicados na figura desempenha uma função. O PC do ponto (A) é responsável pela interface entre os equipamentos de aquisição de dados com os PCs no nível hierárquico imediatamente superior, além de tratar adequadamente dos protocolos de comunicação. O PC do ponto (B) é responsável pelo arquivamento da massa de informações geradas, ou simplesmente Arquivo Histórico, e das variáveis do sistema. Finalmente, o PC do ponto (C) serve de Interface-Homem-Máquina entre o operador e o sistema de automação.

Atualmente existem vários sistemas para controle e automação local e remota de subestações, sendo conhecidos os sistemas SINAUT LSA (sistemas centralizados e distribuídos) e SICAM SAS, ambos da Siemens.

14.6.1 Funções de um Sistema de Automação

As principais funções de um sistema de automação de subestação são:

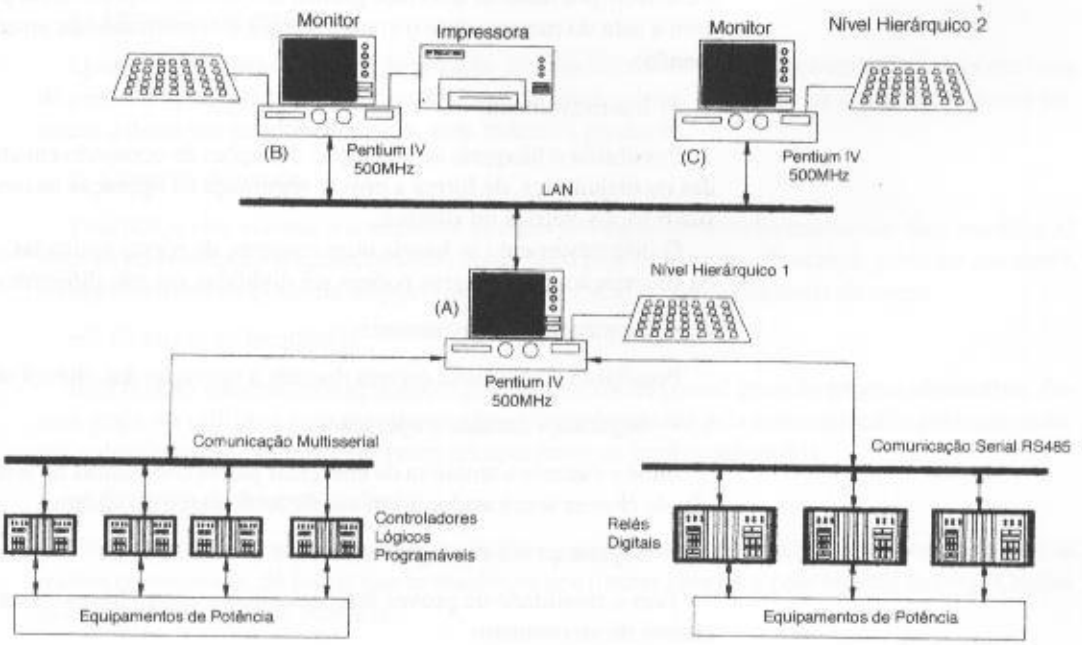


FIGURA 14.13
Exemplo de topologia de uma subestação automatizada

a) Monitoração

Possibilita que o operador do sistema tenha uma representação gráfica na tela do monitor de todos os esquemáticos da instalação, notadamente o diagrama unifilar mímico, indicando os valores de tensão, corrente, potência ativa, reativa e aparente correspondentes a cada circuito. As telas devem ser organizadas de acordo com o nível de informação desejado pelo cliente, devendo disponibilizá-las na forma mais geral e, sucessivamente, detalhando-as até serem reveladas na sua forma mais analítica.

b) Proteção

Os relés utilizados podem ser do tipo analógico ou digital. A monitoração com relés analógicos é feita somente através de contatos auxiliares nas posições aberta ou fechada. Já os relés digitais adicionam um maior número de recursos, tais como transferência de informações de estado ou de valores de corrente, tensão e potência para um Centro de Supervisão e Controle (CSC), via sistema de comunicação de dados.

Os relés de proteção digitais, cuja comunicação é feita através de interface serial, são conectados por meio de cabos de cobre concêntricos, ou cabos de fibra óptica, permitindo que seus parâmetros sejam ajustados para obter registros durante os distúrbios, além de leituras de valores de medição.

Se houver recursos no sistema de automação, é possível o ajuste remoto dos parâmetros do relé digital decorrentes de manobras ou de mudança na configuração da subestação.

Os relés eletromecânicos ou estáticos necessitam ser ligados a dispositivos auxiliares, chamados de transdutores (veja Seção 14.4.2), que transformam toda e qualquer informação analógica em sinal digital.

c) Alarme

A função alarme possibilita ao operador tomar conhecimento de quaisquer disfunções do sistema elétrico, tais como alterações intempestivas da configuração na rede elétrica, transgressão dos limites de operação dos equipamentos ou qualquer irregularidade funcional. Deve existir uma lista de alarmes e eventos com a indicação precisa do nível de urgência para tomada de providências. Essa indicação deve ser representada por diferentes cores. Os alarmes, em geral, são gerados em três diferentes níveis:

- no pátio da subestação, incluindo o cubículo dos disjuntores e o Quadro Geral de Força na Casa de Comando;
- nas unidades digitais do sistema de automação auto-supervisionadas;
- no processador do sistema, se algum valor limite for ultrapassado.

Os equipamentos tanto podem ser manobrados localmente ou através do Centro de Supervisão e Controle por meio de interface gráfica no console, representado pelo diagrama unifilar, atuando com a seta do mouse sobre o símbolo gráfico correspondente ao equipamento que se desejar comandar.

d) Intertravamento

Possibilita o bloqueio ou liberação das ações de comando em chaves seccionadoras motorizadas ou disjuntores, de forma a prover segurança na operação desses equipamentos, em função de sua posição elétrica no sistema.

O intertravamento se baseia num conjunto de regras aplicadas com base no diagrama unifilar da subestação. Essas regras podem ser divididas em três diferentes classes:

- Seqüência de chaveamento

Possibilita a seqüência correta durante a operação das chaves seccionadoras e disjuntores.

- Segurança durante a operação

Inibe e cancela a tentativa de energizar partes condutoras do sistema à terra e também a operação de chaves seccionadoras em condição de carga do sistema.

- Segurança em condição de serviço

Tem a finalidade de prover intertravamento entre chaves seccionadoras e disjuntores com as chaves de aterramento.

O intertravamento pode ser realizado através de um processador dedicado que é supervisionado continuamente por meio de um programa específico denominado *wath-dog*.

e) Religamento

Esta função faz registrar ordenadamente a atuação dos relés de proteção, abertura e fechamento de chaves seccionadoras motorizadas e disjuntores, além de outras indicações de estado dos equipamentos envolvidos no evento, de forma que se possa conhecer a seqüência correta desses eventos.

f) Armazenamento de informações históricas

As medições de tensão, corrente, freqüência etc. e as indicações de estado dos equipamentos no estágio pré-operacional são armazenadas em meio magnético apropriado para permitir uma análise pós-operacional.

g) Gráficos de tendência

É a função que permite ao operador observar a evolução de certos valores, tais como corrente, tensão e potência num determinado período de tempo.

h) Osciloperturbografia

É a função que permite a aquisição de dados elétricos durante um evento perturbador que normalmente resulta em sobretensões, sobrecorrentes, sub e sobrefreqüência, possibilitando a sua representação gráfica na forma de onda, a fim de identificar e diagnosticar o evento de modo a implementar ações corretivas, tais como a alteração de ajuste dos relés e esquema de coordenação.

i) Desligamento seletivo de carga

Nas instalações industriais facilmente são identificadas as cargas prioritárias e não-prioritárias. As cargas prioritárias são definidas como aquelas essenciais à produção e/ou segurança das pessoas ou do patrimônio e que devem permanecer em operação após um evento que ocasione uma redução de oferta de energia à instalação. A partir dessa informação as cargas serão desligadas na ordem de prioridade, de forma a se manter o sistema operativo nos limites de sua capacidade reduzida.

j) Controle de demanda máxima

A fim de evitar que se pague pela ultrapassagem da demanda contratada na hora de ponta esta função seleciona as cargas prioritárias desligando-as sucessivamente, de forma a manter a demanda, naquele intervalo, no limite inferior dos valores contratados.

k) Despacho de geração

Quando a indústria é dotada de geração própria alternativa para suprimento da carga em hora de ponta, o operador dispõe da função despacho para acionar o gerador ou geradores a fim de eliminar a demanda de ultrapassagem, sem reduzir a produção.

l) Controle de tensão

Esta função faz acionar o comutador de tapes sob carga do transformador nos dois sentidos. O sistema de ventilação forçada, também controlado pela função de sobrecarga, pode ser acionado, compatibilizando a potência disponível do transformador com a demanda da carga.

m) Controle de freqüência

Esta função somente tem aplicação quando a indústria possui geração própria alternativa. Porém, pode ser utilizada para monitorar a freqüência fornecida pela concessionária podendo ordenar o desligamento da carga se forem ultrapassados os limites admitidos.

n) Controle do fator de potência

Consiste em comandar o banco de capacitores, adequadamente dividido em blocos de potência reativa controláveis, de forma que se mantenha nos limites previstos pela legislação (veja Capítulo 4) o valor do fator de potência.

o) Reaceleração dos motores

Quando o sistema elétrico é acometido de um processo de subtensão, os motores são desconectados da rede através dos seus respectivos sistemas de comando. Com o retorno da tensão à sua condição de serviço, o Sistema de Supervisão de Controle (SSC) inicia o processo de religamento dos motores, de forma a não permitir a reaceleração de um número de motores que provoque uma queda de tensão superior a um valor predefinido. O SSC é informado do limite de cada Centro de Controle de Motores (CCM) com referência à quantidade de potência aparente que pode ser drenada sem afetar o nível tolerável de tensão. Também o SSC tem informações do tipo de acionamento de cada unidade motriz relevante e o ajuste da tensão de partida, como, por exemplo, o tape ajustado da chave compensadora ou a tensão de pedestal das chaves de partida estáticas, além do número de partidas horárias tolerável para cada motor e o tempo máximo de partida.

p) Medição

Nas subestações digitalizadas, as medições são registradas nas unidades de medida dos alimentadores e transmitidas ao Centro de Supervisão e Controle, obedecendo a seguinte classificação:

- as medições destinadas à apresentação no console são requisitadas somente quando a tela apropriada é chamada pelo operador;
- as medições predefinidas para armazenamento na memória do sistema são requisitadas ciclicamente, de acordo com os requisitos estabelecidos;
- as medições supervisionadas para comparação com limites impostos são transmitidas ao Centro de Supervisão e Controle somente se tais limites forem transgredidos.

q) Supervisão

Todas as posições de chaves e disjuntores são representadas por duas diferentes indicações binárias: *ligada* e *desligada*. Se não há eventos a considerar, caracteriza-se uma situação normal e as duas indicações estão em oposição entre si. Se ambas as indicações se estabelecem na posição *ligada*, o sistema de automação emite um alarme, enquanto que se as duas indicações se firmam na posição *desligada* caracteriza-se o estado de operação, gerando, dessa forma, a ação da função de supervisão do tempo de operação, cuja duração depende do tipo de elemento que está sendo operado. O sistema de automação faz gerar um alarme se, decorrido o tempo de operação, a chave ou o disjuntor não alcançarem o estado de operação normal.

r) Comando

A fim de possibilitar a flexibilidade de comando da subestação no caso de uma falha parcial ou geral do sistema de automação, permite-se que o comando de chaves ou disjuntores seja operado no *local* e em ponto *remoto*, o que é possível pelo acionamento de uma chave localizada estrategicamente no gabinete do disjuntor. Como regra a seguir, antes de um comando ser executado o sistema verifica se um outro comando está sendo executado e se a função de intertravamento permite a sua execução, além da verificação da posição de bloqueio da chave ou disjuntor a serem operados.

14.6.2 Arquiteturas dos Sistemas de Automação

Antes de se tomar uma decisão de automatizar uma determinada subestação existente deve-se analisar detalhadamente os seus recursos operacionais, dispositivos de proteção e alarmes utilizados, histórico de falhas, confiabilidade e *layout* da instalação. Como resultado dessa análise, cabe selecionar a arquitetura adequada para aquela subestação em particular.

Se está-se diante de um novo projeto de subestação, a seleção da arquitetura do sistema fica facilitada devido à inexistência das restrições que caracterizam uma subestação em operação.

De qualquer forma, há várias soluções a considerar, destacando-se, no entanto, dois tipos de arquiteturas clássicas, sendo que a cada uma delas podem-se agregar soluções derivadas. Esses tipos de arquitetura de sistemas de automação podem ser assim caracterizados:

a) Sistema de supervisão e controle centralizado
- uso de relés convencionais (subestações existentes);
- uso de relés digitais.

b) Sistema de supervisão e controle distribuído
- uso de relés convencionais (subestação existente);
- uso de relés digitais.

14.6.2.1 Sistema de supervisão e controle (SSC) centralizado

Também conhecido como sistema de processamento centralizado, consiste em concentrar física e funcionalmente todo Sistema de Supervisão e Controle (SSC) num determinado local onde fica instalado todo o *hardware* com os respectivos programas de supervisão e controle. O local escolhido é, de preferência, a Casa de Comando da subestação, ou alternativamente uma construção agregada.

Esse sistema pode ser desenvolvido com duas diferentes arquiteturas: *hardware* centralizado e processamento centralizado ou *hardware* distribuído e processamento centralizado.

14.6.2.1.1 Uso de relés convencionais

A escolha desse tipo de arquitetura de sistema de automação é apropriado para subestações existentes nas quais foi instalado um Quadro Geral de Força (QGF), e no qual estão concentrados todos os relés de proteção convencionais (relés de indução ou estáticos, medição etc.). Normalmente o QGF é abrigado na Casa de Comando da subestação, juntamente com a unidade de retificação e banco de baterias instalados em uma construção agregada específica. Dessa forma, no pátio de manobra estão instalados todos os equipamentos de força como disjuntores, religadores, chaves, transformadores etc. Para ilustrar essa concepção de sistema, observar a Figura 14.14 que caracteriza um arquitetura de *hardware* centralizado e processamento centralizado.

Nesta configuração, todos os condutores de proteção, medição e controle são levados até o QGF, junto ao qual deve-se instalar o *hardware*, a correspondente Unidade de Aquisição de Dados e Controle (UADC) e o Sistema de Supervisão e Controle. Neste caso, A Unidade de Aquisição de Dados e Controle (UADC) compreende o Centro de Aquisição de Dados da Proteção e o Centro de Aquisição de Dados Analógicos. Pode-se perceber a grande utilização de condutores interligando os equipamentos localizados no pátio da subestação e o QGF, tornando o sistema extremamente vulnerável e de baixa confiabilidade. Esta solução permite evitar custos com a mudança da configuração do sistema elétrico.

Ao lado do QGF está localizado o Centro de Aquisição de Dados Analógicos, conforme mostrado na Figura 14.14. No seu interior estão instalados os transdutores, responsáveis não só pela aquisição dos dados analógicos que chegam ao QGF, tais como tensão, corrente e freqüência, mas

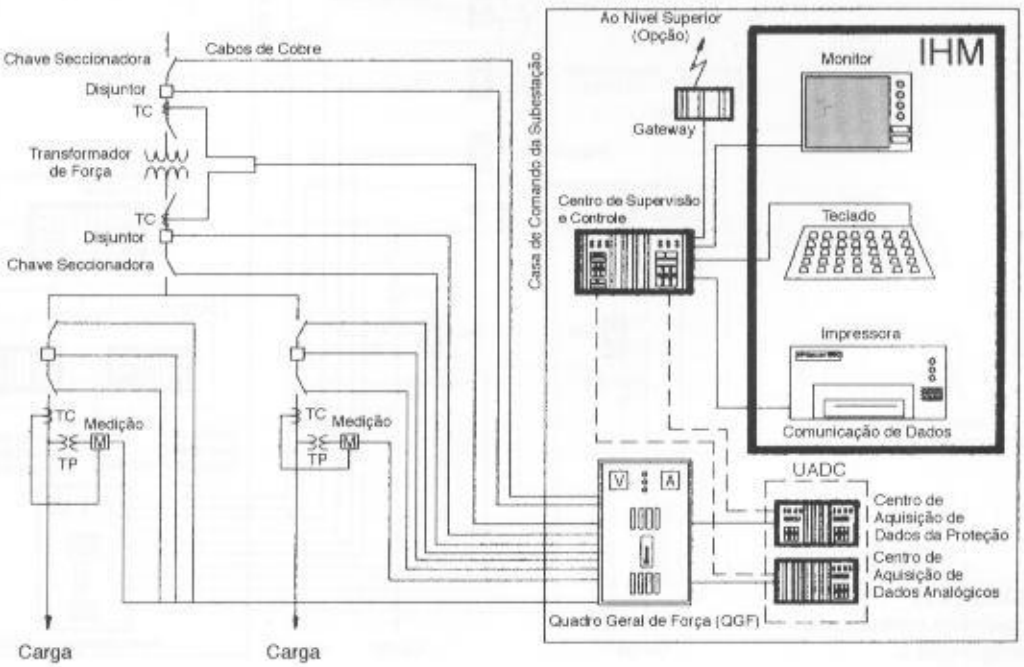


FIGURA 14.14
Arquitetura centralizada – configuração 1

também pela conversão dessas grandezas em sinais digitais que são enviados ao Centro de Supervisão e Controle que abriga o Sistema de Supervisão e Controle e ao qual estão conectados os equipamentos da Interface-Homem-Máquina.

Ao lado do mesmo QGF está localizado ainda o Centro de Aquisição de Dados da Proteção, ou seja, uma unidade que aquisita e concentra as informações relativas à atuação dos relés e atuadores, em geral, e as envia ao mesmo Centro de Supervisão de Controle responsável pelo processamento dessas informações, usando um sistema SCADA, aderente a um sistema especialista no qual está instalado.

Dependendo do nível de recursos do SSC são geradas diversas e complexas funções operacionais. São também geradas telas nos monitores ou painéis mímicos dinâmicos disponibilizando funções de comando ao operador que pode utilizá-las através de um teclado alfanumérico. Se há necessidade de que determinadas informações sejam registradas em papel, o SSC pode gerar relatórios através de uma impressora local. No entanto, se essas ou outras informações necessitam satisfazer às exigências de um nível hierárquico superior, podem ser enviadas através de um *gateway*.

Como se percebe, a Estação Central concentra todos os recursos de *hardware* e de *software*. Apesar da aparente confiabilidade do sistema, em virtude de estar sob condições ambientais controladas, não tem sido uma solução desejada, já que, no presente caso, qualquer falha em quaisquer centros de supervisão ou aquisição de dados imobiliza todo o sistema de automação.

Esta mesma arquitetura de sistema de automação pode ser aplicada em outra situação de *layout* dos equipamentos elétricos da subestação, conforme pode ser observado através da Figura 14.15, que caracteriza um arquitetura de *hardware* parcialmente distribuída e processamento centralizado. Nesta configuração, os relés convencionais são instalados em cubículos metálicos junto aos equipamentos aos quais dá proteção. Pode-se notar que o nível de confiabilidade do sistema não se alterou, a não ser com a introdução de um sistema dual de supervisão e controle, instalado conforme mostra a Figura 14.15. Todas observações relativas à concepção anterior continuam válidas.

Observar que, apesar de os equipamentos de aquisição de dados (relés, medidores etc.) apresentarem uma formação distribuída, as informações do sistema elétrico continuam concentradas

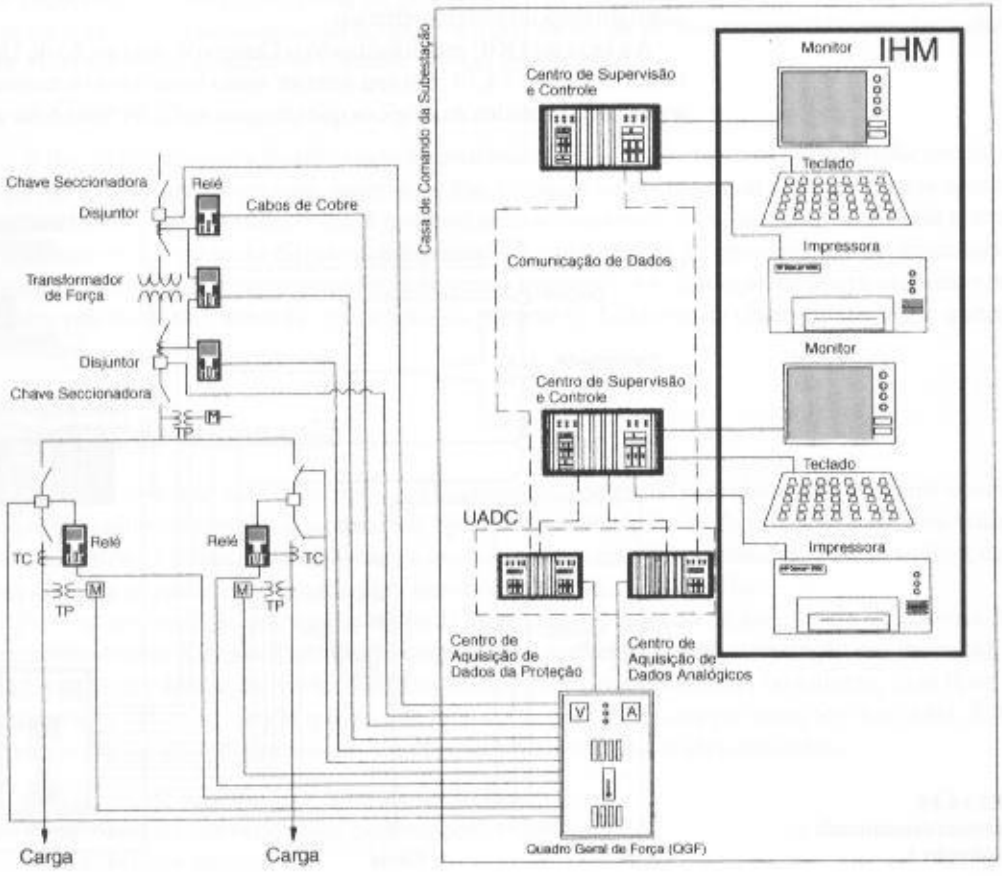


FIGURA 14.15
Arquitetura centralizada – configuração 2

no QGF instalado na Casa de Comando, guardando, portanto, as características de sistema centralizado.

Atualmente, esta concepção de sistema de automação está praticamente em desuso, pois o uso de relés convencionais não permite sua manutenção corretiva por falta de oferta de peças de reposição no mercado, já que a fabricação desses relés foi totalmente abolida. Assim, em todos os projetos atuais de automação de subestações existentes são aplicados relés digitais em substituição aos relés de indução ou estáticos nelas instalados.

14.6.2.1.2 Uso de relés digitais

O Sistema de Supervisão de Controle centralizado admite uma outra concepção quando se adota como solução uma alternativa àquela representada na Figura 14.14, e que consiste na substituição dos relés convencionais, instalados no QGF, por relés digitais. Neste caso, a comunicação entre o QGF e o Centro de Supervisão e Controle é direta, sem necessidade do uso do Centro de Aquisição de Dados da Proteção, parte integrante da Unidade de Aquisição de Dados e Controle (UADC). No entanto, a conversão dos dados analógicos continua de responsabilidade do Centro de Aquisição de Dados Analógicos, parte integrante da Unidade de Aquisição de Dados e Controle que exerce a mesma função anterior. A Figura 14.16 mostra este tipo de configuração, que caracteriza um sistema de arquitetura de *hardware* centralizado e processamento centralizado.

Como já foi comentado anteriormente, em praticamente todos os atuais projetos de automação de subestações são utilizados relés digitais substituindo os relés de indução ou estáticos existentes.

14.6.2.2 Sistema de supervisão e controle (SSC) distribuído

Também conhecido como sistema de processamento distribuído, consiste em instalar no pátio de manobra da subestação Unidades Terminais Remotas (UTRs) ou, no sentido mais amplo, as Unidades de Aquisição de Dados e Controle (UADC), que compreendem o Centro de Aquisição de Dados Analógicos e o Centro de Aquisição de Dados da Proteção com capacidade de aquisitar dados de cada ponto do sistema, comumente chamado de ilha, exercer funções de comando e enviar informações ao Centro de Supervisão e Controle montado na Casa de Comando da subestação.

14.6.2.2.1 Uso de relés convencionais

A escolha desse tipo de arquitetura de sistema de automação é apropriado para subestações existentes nas quais foram utilizados módulos de proteção, comando e sinalização juntos a cada

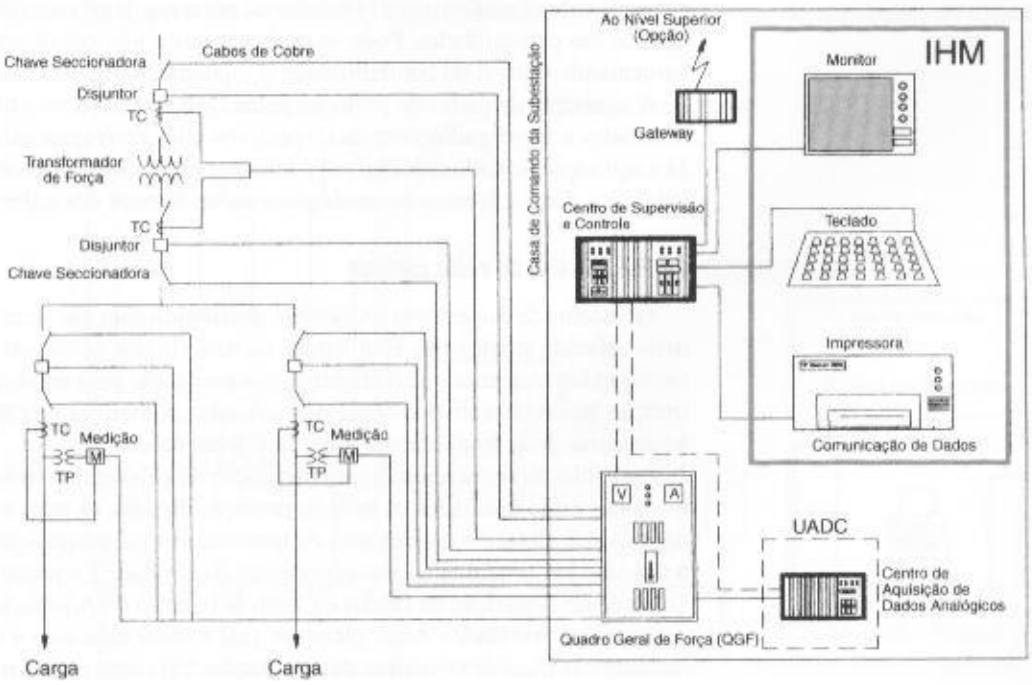


FIGURA 14.16
Arquitetura centralizada – configuração 3

bay no pátio de manobra da subestação. Neste caso, são utilizadas Unidades de Aquisição de Dados e Controle, ou simplesmente UTRs localizadas nos respectivos *bays* que aquisitam tanto os dados analógicos como os digitais, processam essas informações, tomam as *decisões* definidas pelo *software* e exercem suas funções localizadas (ilhas) de manobra sobre os equipamentos sob sua supervisão e controle. Neste caso, o Centro de Supervisão e Controle assume o papel de supervisor geral do sistema e de interface com sistemas hierarquicamente superiores. Esse tipo de arquitetura é conhecido como sistema de *hardware* distribuído e processamento distribuído, conforme mostrado na Figura 14.17.

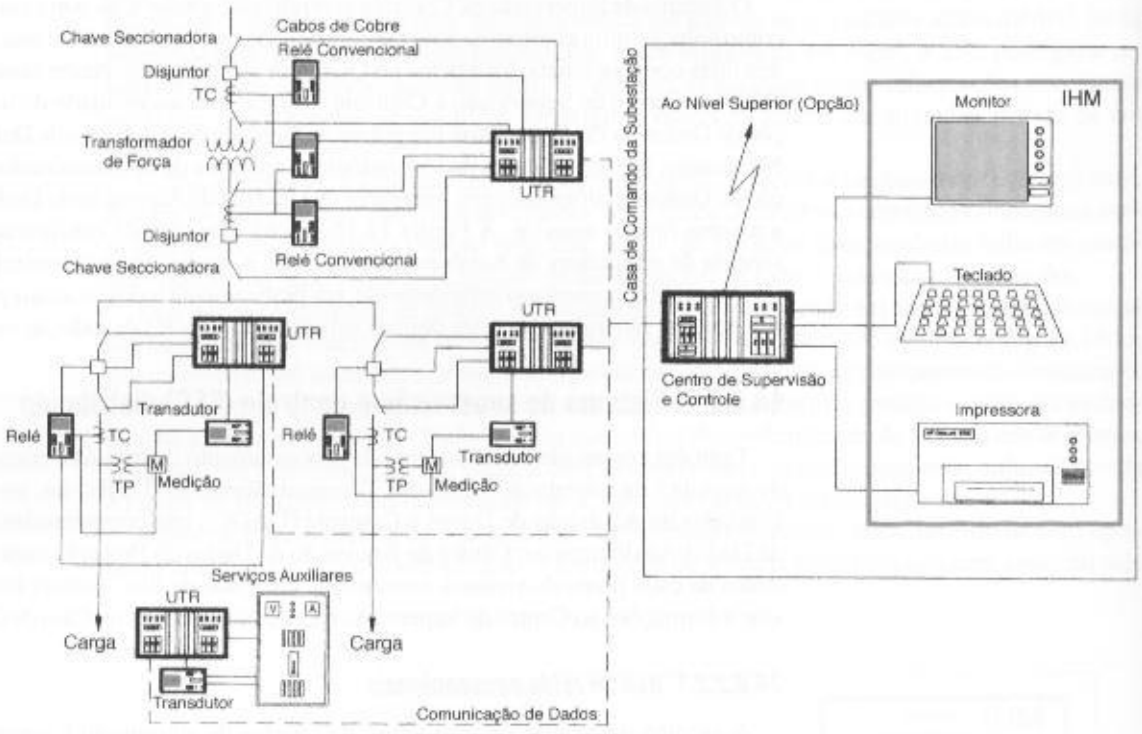


FIGURA 14.17
Arquitetura distribuída – configuração 1

A comunicação entre as UTRs e o Centro de Supervisão e Controle pode ser feita através de cabos de cobre concêntricos e blindados ou por meio de cabos de fibra óptica, utilizando acopladores ópticos nas extremidades. Pode-se observar que o número de condutores reduz-se drasticamente aumentando o nível de confiabilidade do sistema, particularmente do sistema de comunicação.

A aquisição de dados de proteção pelas UTRs é feita com a utilização de relés auxiliares nelas instalados e interligados com os respectivos relés convencionais (relés de indução ou estáticos). Já a aquisição de dados analógicos é feita por meio de transdutores instalados, de preferência, nos cubículos dos equipamentos analógicos ou no interior dos gabinetes das UTRs.

14.6.2.2.2 Uso de relés digitais

O Sistema de Supervisão e Controle distribuído com uso de relés digitais tem sido a arquitetura mais aplicada atualmente. É utilizada, na maioria dos casos, em subestações novas ou em subestações existentes, mas que o cliente esteja preparado para arcar com os custos adicionais de substituição dos relés convencionais por unidades numéricas e com outras alterações normalmente necessárias de se implementar em casos dessa natureza.

Esta solução se caracteriza pela instalação de gabinetes distribuídos em cada *bay* da subestação nos quais estão instalados os relés de proteção digitais, os relés auxiliares para aquisição de dados digitais das chaves e disjuntores, os transdutores para aquisição de dados analógicos (corrente, tensão etc.) e, finalmente, os componentes da Unidade Terminal Remota que assume a função da Unidade de Aquisição de Dados e Controle (Centro de Aquisição de Dados da Proteção e Centro de Aquisição de Dados Analógicos), a qual é conectada com o Centro de Supervisão e Controle instalado na Casa de Comando da subestação. Tal como ocorre na configuração anterior, o Centro

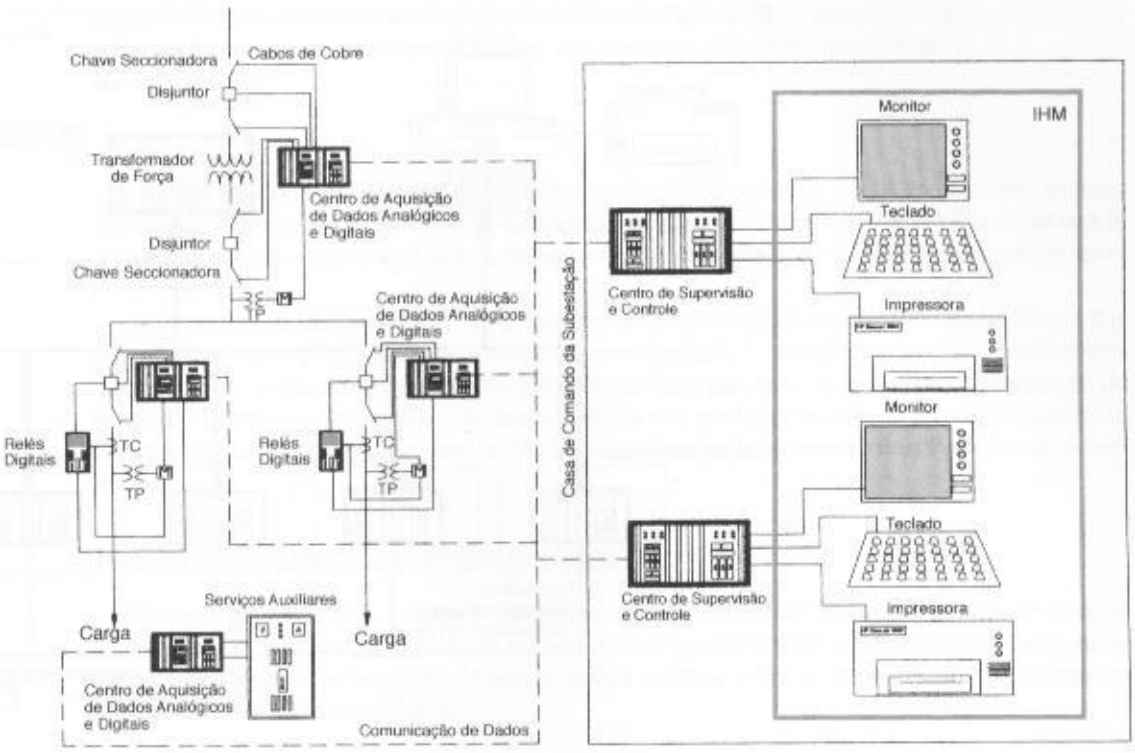


FIGURA 14.18
Arquitetura distribuída – configuração 2

de Supervisão e Controle assume o papel de supervisor geral do sistema e de interface com sistemas hierarquicamente superiores. A Figura 14.18 mostra esse tipo de arquitetura, caracterizada como sistema de *hardware* distribuído e processamento distribuído.

Ainda através da Figura 14.18 percebe-se a simplicidade do sistema de comunicação que resulta uma maior confiabilidade, devido ao pequeno número de condutores utilizados. Enquanto isso, a Figura 14.19 ilustra a posição das Unidades de Aquisição de Dados e Controle (UADC) próxima aos equipamentos de força de uma subestação.

A Figura 14.20 sintetiza, por meio de um diagrama, a interação entre as Unidades de Aquisição de Dados e Controle e o Centro de Supervisão e Controle, destacando-se a facilidade de o operador obter dados do sistema junto aos *bays*, utilizando um PC portátil conectado às UTRs.

A título de ilustração, pode-se observar na Figura 14.21 um exemplo de tela de um monitor do Sistema de Supervisão e Controle, disponibilizando o diagrama unifilar da instalação, de forma

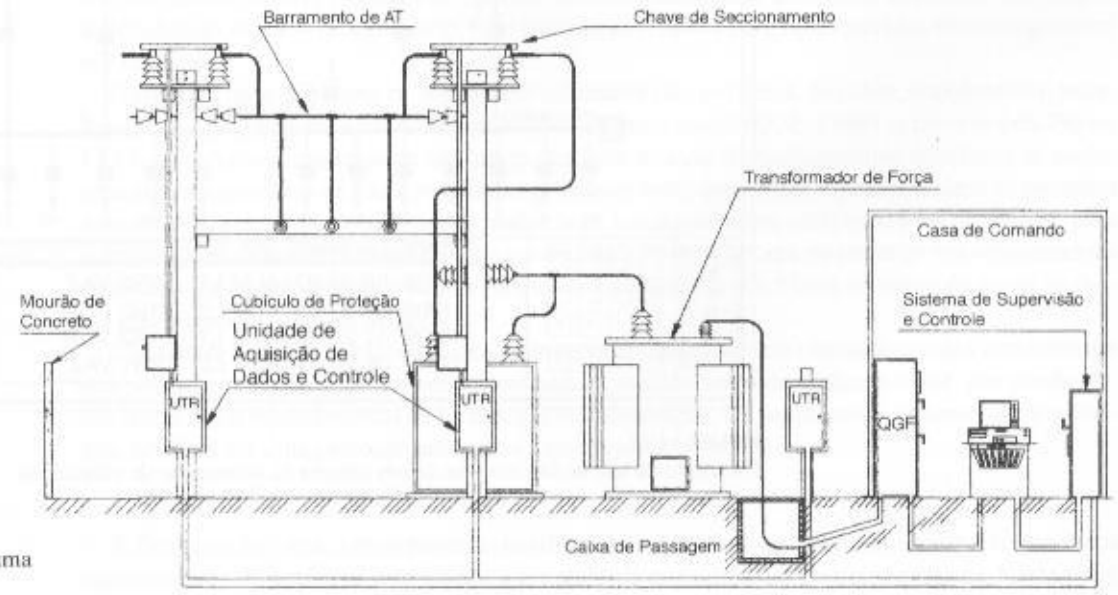


FIGURA 14.19
Localização das UADC em uma subestação automatizada

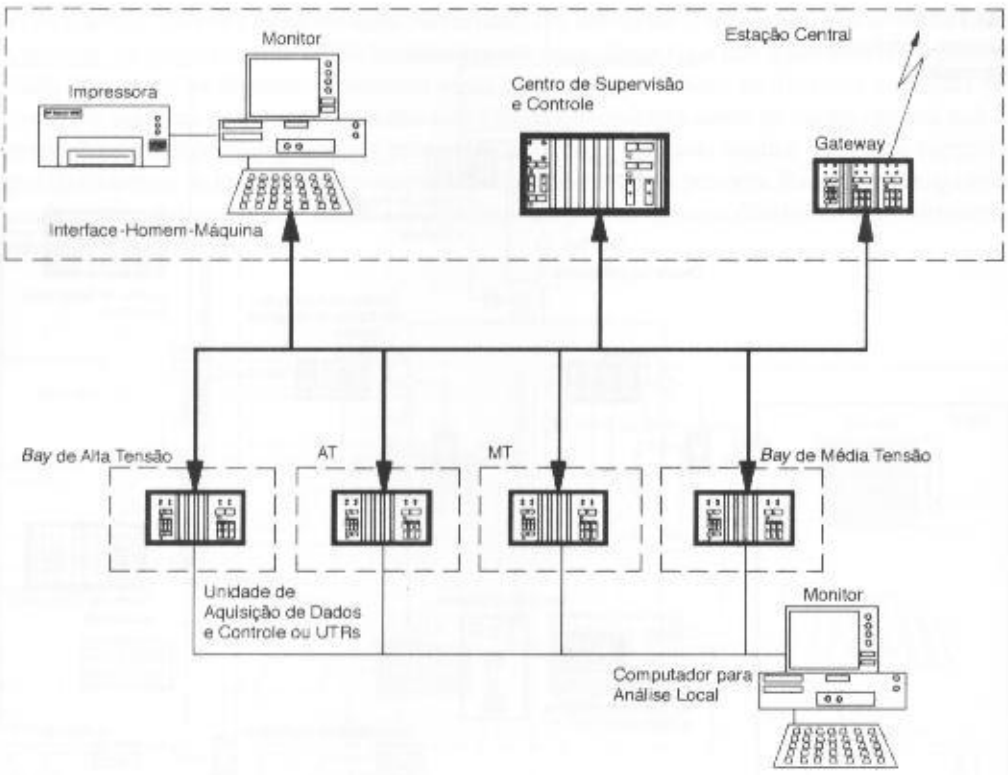


FIGURA 14.20
Ilustração diagramática de uma subestação automatizada

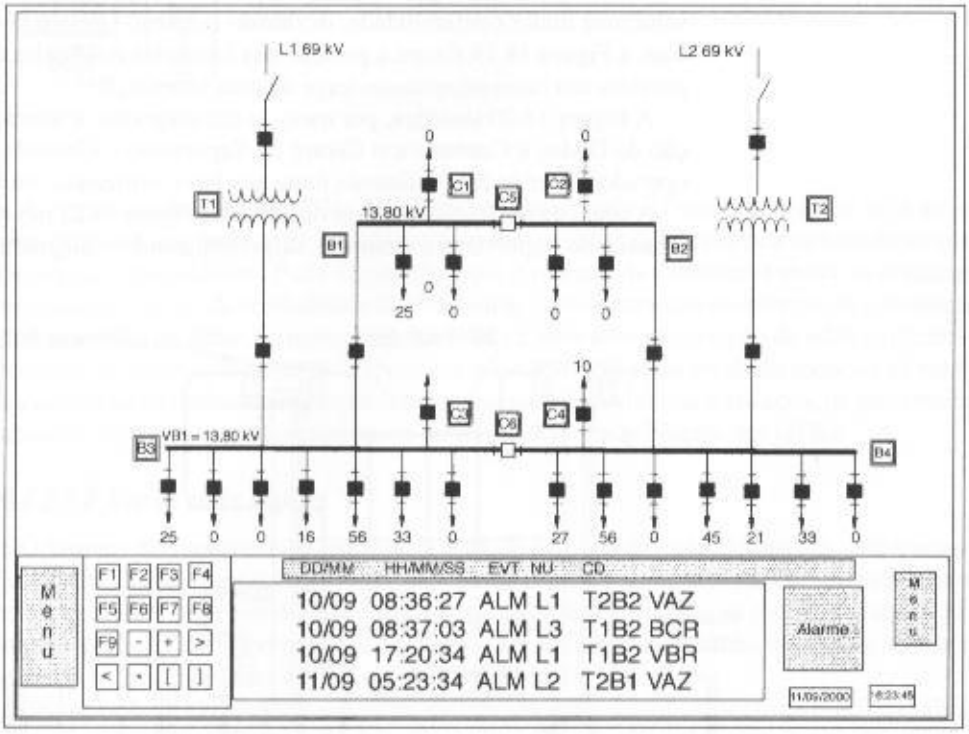


FIGURA 14.21
Ilustração de tela de um monitor de um sistema de automação de subestação

amigável, facilitando a tomada de decisão do operador que também tem como meios auxiliares de informação uma lista de eventos aos quais tem acesso no momento que desejar.

4.6.3 Meios Ambientes

Tratando-se do uso de equipamentos de microeletrônica sensíveis aos diferentes tipos de meio ambiente, serão analisadas as soluções anteriormente estudadas quanto à interferência causada pelo sistema elétrico que reduz a vida útil, degrada a confiabilidade e, de forma geral, agride os sistemas de automação.

São diversos os meios ambientes agressivos que prejudicam o desempenho do *hardware* dos sistemas de automação. Sugerimos ao leitor rever o Capítulo 1, onde foram descritos os diferentes tipos de meio ambiente reconhecidos por normas internacionais que limitam a instalação do *hardware* quando da implementação de uma solução em qualquer projeto de instalação industrial. No entanto, para os propósitos desta seção serão analisados basicamente dois tipos de meios ambientes.

14.6.3.1 Interferências eletromagnéticas

Como se pode concluir, a área de uma subestação de potência é altamente poluída de campos elétricos e magnéticos de alta intensidade que podem interferir e até mesmo destruir equipamentos de tecnologia da informação. O enlace desses campos sobre os mencionados equipamentos pode ser feito de diferentes formas:

- Radiação
- Condução

Sugerimos ao leitor que recorra a textos técnicos especializados no assunto para melhor entender os riscos e soluções para a convivência entre os elevados campos eletromagnéticos e os equipamentos de tecnologia da informação.

A aquisição do *hardware* deve ser precedida de uma especificação rigorosa quanto à compatibilidade desses equipamentos em ambientes eletromagneticamente hostis. Existem normas que definem os parâmetros aceitos de compatibilidade eletromagnética aos quais os fabricantes deverão se submeter.

Do ponto de vista das quatro soluções anteriormente apresentadas, podemos fazer a seguinte análise:

a) Sistemas fisicamente centralizados

Como todos os equipamentos de tecnologia da informação estão contidos no interior da Casa de Comando, as radiações eletromagnéticas geradas no pátio da subestação por transformadores, abertura de disjuntores e chaves etc. podem ser mais facilmente atenuadas através de um projeto de blindagem da Casa de Comando. Esta solução só é válida para interferências eletromagnéticas por radiação.

Neste tipo de arquitetura, os condutores utilizados são, em geral, de cobre, concêntricos, interligando os equipamentos e os relés de proteção convencionais ao QGF. Como se percebe pela Figura 14.14, os condutores percorrem um longo caminho ao lado de equipamentos emissores de radiações eletromagnéticas de alta intensidade, principalmente quando são operados, além da presença de condutores elétricos do sistema de potência de instalação aérea ou subterrânea. A solução para evitar que um ruído eletromagnético seja conduzido pelos condutores até penetrar nos equipamentos de tecnologia da informação é instalar dispositivos supressores e filtros no ponto de conexão desses condutores no interior do QGF.

Uma outra fonte de interferência eletromagnética de relevância são as descargas atmosféricas que podem induzir tensões elevadas nos condutores do sistema de potência e que, por condução, são levados aos equipamentos de tecnologia da informação. Os supressores, anteriormente referidos, revelam ser uma proteção adequada a esse tipo de distúrbio.

b) Sistemas fisicamente distribuídos

É fácil concluir que, como parte do *hardware* está instalado no pátio da subestação junto aos equipamentos de potência, está sujeita a ser atingida por radiações eletromagnéticas. Neste caso,

os equipamentos de tecnologia da informação devem ser portadores de certificado de compatibilidade eletromagnética para operarem nestas condições.

Para controlar as interferências do tipo conduzida sobre os equipamentos numéricos no interior da subestação, é necessário assim proceder:

- se forem usados cabos concêntricos de cobre, devem-se aplicar dispositivos supressores e filtros;
- se forem usados cabos de fibra óptica, por natureza, estes são imunes a interferências eletromagnéticas.

14.6.3.2 Temperatura ambiente

Os equipamentos de tecnologia da informação são extremamente sensíveis às temperaturas elevadas a que são submetidos. Normalmente são especificados para operarem na faixa de temperatura de -10 a $+70°C$. Fora dessa faixa seus componentes podem ser danificados.

a) Sistemas fisicamente centralizados

Como, neste caso, os equipamentos de microinfromática estão instalados no interior da Casa de Comando, deve-se dispor de um sistema de climatização eficiente de forma a manter esse ambiente à temperatura adequada. Esta é uma grande vantagem dos sistemas fisicamente centralizados.

b) Sistema fisicamente distribuídos

Em subestações ao tempo, os equipamentos de tecnologia da informação estão expostos a temperaturas elevadas durante praticamente todo o ano, principalmente nas regiões norte e nordeste do Brasil.

É importante lembrar que a temperatura no interior dos gabinetes que abrigam os relés, UTRs etc. é bem superior às temperaturas externas, notadamente por não haver muitas aberturas de ventilação. Se é especificado um gabinete com baixo grau de proteção, permite-se a penetração de poeira, bastante nociva à integridade dos equipamentos, principalmente quando se trata de subestação em área industrial de elevada poluição atmosférica.

Esta tem sido uma das principais desvantagens deste tipo de solução.

Há outros tipos de influência do meio ambiente nocivos à integridade dos equipamentos de tecnologia da informação, mas que serão apenas citados, ou seja;

- umidade;
- vibração;
- presença de substâncias corrosivas;
- radiações solares;
- presença de corpos sólidos.

Cabe alertar que a malha de terra da subestação pode exercer uma grande influência sobre o desempenho e a integridade dos equipamentos eletrônicos sensíveis. Necessário se faz projetar e executar a malha de terra que atenda simultaneamente às condições exigidas pelo sistema de força e pelo sistema de automação.

14.6.4 Centro de Supervisão e Controle

Há muitas possibilidades de se dimensionar os equipamentos, facilidades e programas para um Centro de Supervisão e Controle. Ademais, com a rápida obsolescência dos equipamentos da tecnologia da informação, cria-se uma dificuldade adicional para o profissional especificar esses equipamentos, de sorte que possam satisfazer às necessidades do processo no maior espaço de tempo possível.

14.6.4.1 Hardware

Como ilustração, será fornecida uma lista de equipamentos e facilidades utilizados nos projetos de automação, sem a preocupação de informar a quantidade apropriada, pois cada solução requer um dimensionamento adequado.

- Unidade de processamento do servidor da base de dados
  - arquitetura: a ser definida (por exemplo, RISC);
  - processador com a capacidade acima de 1 GHz;
  - memória RAM com capacidade acima de 256 *bytes*;
  - número de *slots* do tipo PCI;
  - memória de massa com capacidade superior 60 *Gbytes* e interface especificada IDE;
  - interface serial: a ser definida (por exemplo, RS232, RS485);
  - unidade de disco flexível;
  - leitora/gravadora de CD-ROM;
  - interface Ethernet, com interface PCI e capacidade adequada.
- Terminal de vídeo colorido de 17" ou 21"
- Impressoras
- Painel mímico dinâmico

14.6.4.2 *Software*

- Sistema operacional: (por exemplo, sistema LINUX ou WINDOWS)
- Banco de dados relacional: ACCESS ou SQL
- Protocolo de comunicação de dados: TCP/IP
- Interface-Homem-Máquina: In Touch

14.7 AUTOMAÇÃO DE PROCESSOS INDUSTRIAIS

A automação industrial vem crescendo aceleradamente na busca de maior produtividade, eficiência e qualidade de produtos manufaturados. O nível de automação de cada unidade industrial é função de uma série de fatores, tais como custo/benefício, adaptabilidade das máquinas que participam do processo etc. Há indústrias em que o nível de automação é significativamente elevado, enquanto em outras a automação fica restrita apenas a alguns setores da linha de produção. Porém, nos projetos industriais novos, a tendência é alcançar um nível de automação cada vez mais elevado.

Há no mercado especializado várias soluções para automação industrial. A cada dia a intercambialidade e interoperabilidade aproximam as diferentes soluções. O que se pretende neste capítulo é conceituar o assunto e os princípios fundamentais que norteiam os projetos de automação adotados basicamente por qualquer solução.

Para facilidade de compreensão, observar a Figura 14.22 que mostra uma esteira transportadora automatizada como parte de um processo mais complexo e muito comum em grande parte das indústrias de manufaturados. Pode-se, neste caso, querer controlar as seguintes grandezas:

- velocidade da esteira;
- número de peças transportadas/tempo;
- desvio de peças para uma derivativa após alcançar um determinado parâmetro: número de peças, por exemplo;
- dimensões, etc.

Pode-se observar a existência de vários tipos de sensores e atuadores ao longo da esteira transportadora que se comunicam com os dispositivos escravos que, por sua vez, são gerenciados por um dispositivo denominado mestre. Este conceito é básico para compreensão do processo.

Para que se obtenha um nível de automação cada vez mais abrangente dentro de uma instalação, é necessário que a tecnologia alcance o nível mais baixo do chão de fábrica, em que, através de sensores e atuadores, convencionais ou dedicados, instalados junto às máquinas, enviem informações e recebam comandos de níveis hierárquicos superiores, de forma que todo processo seja monitorado e controlado de um centro de comando.

São conhecidas várias tecnologias de redes de campo que se aproximam do nível de chão de fábrica e cada uma delas representa uma solução proprietária de um provedor, sendo as mais conhecidas o Profibus da Siemens, o Bitbus etc. No entanto, tem-se fortalecida uma tendência de padronizar uma solução comprometida por diversos e importantes provedores no campo da automação industrial, despontando o sistema ASI (*Actuator Sensor Interface*) como uma solução com excelentes qualidades técnicas, ou seja:

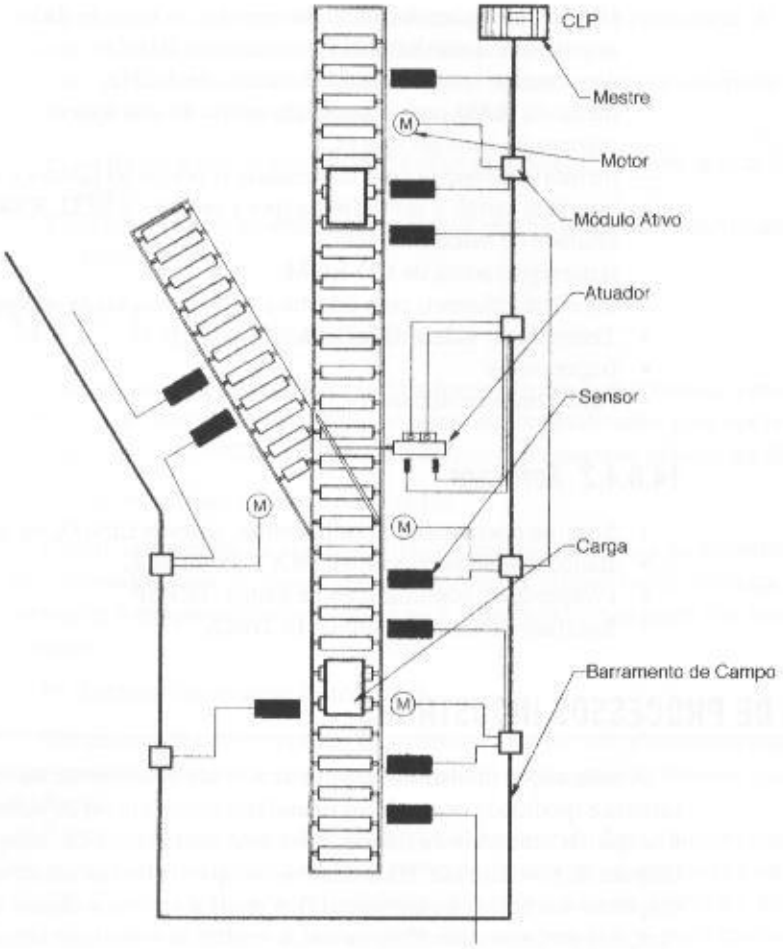


FIGURA 14.22
Esteira transportadora automatizada

- simplicidade no uso dos cabos do sistema de comunicação;
- baixo custo de conexão;
- elevado nível de imunidade aos campos eletromagnéticos, comumente presentes em instalações industriais;
- possibilidade de conectar sensores e atuadores de diferentes provedores numa rede de comunicação serial;
- sistema aberto, isto é, não proprietário.

Os sistemas de automação industrial a nível de chão de fábrica apresentam uma configuração básica mostrada na Figura 14.23, com as seguintes descrições funcionais:

- o nível hierárquico superior pode ser constituído por um Controlador Lógico Programável (CLP), por uma UTR ou por um microcomputador do tipo PC denominado "mestre" dentro dessa estrutura. O CLP, UTR ou PC podem comunicar-se ainda com um nível hierárquico superior, denominado Centro de Supervisão e Controle;
- o mestre é dotado de um acoplador responsável pela interface entre o CLP, UTR ou PC e a rede de comunicação ou barramento;
- o barramento de campo pode ser constituído por condutores bipolares convencionais, não blindados, ou condutores específicos do padrão adotado, com seção de 1,5 a 2,5 mm^2, dependendo da carga dos sensores e atuadores;
- o barramento de campo é alimentado em tensão contínua de 24 V, destinado ao consumo dos sensores e atuadores;
- aos barramentos de campo são conectados os módulos de acoplamentos dos sensores e atuadores;
- os sensores recebem informações do processo as quais são transferidas pelo barramento ao CLP, UTR ou PC que, após processadas, podem resultar uma ordem do CLP, UTR ou PC a qualquer atuador ligado ao processo;

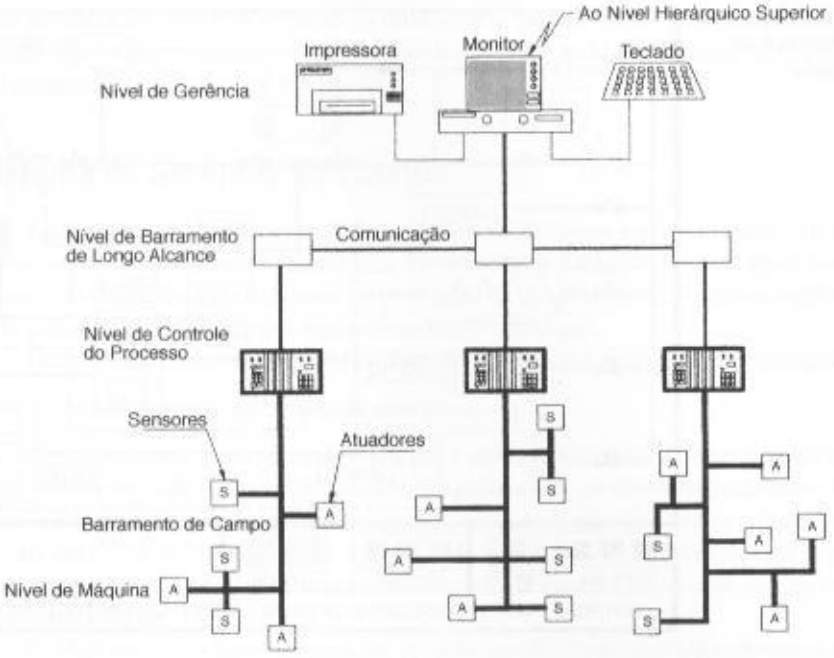


FIGURA 14.23
Topologia de um sistema de automação industrial ao nível de chão de fábrica

- os módulos de acoplamento, que são providos de inteligência artificial, podem controlar um determinado número de sensores e de atuadores, isto é, um determinado número de entradas e saídas.

4.7.1 Controle do Sistema

O controle do sistema pode ser resumido nas seguintes etapas:

a) Inicialização

Nesta etapa, são ajustadas as entradas e saídas de todos os escravos, atribuindo a cada uma delas um código específico.

b) Reconhecimento e ativação

Inicialmente, o mestre varre todos os pontos da rede buscando reconhecer os dispositivos escravos (atuadores e sensores). Ao reconhecer a sua presença no sistema, cada dispositivo escravo será considerado identificado. A partir daí o mestre inicia o processo de ativação de cada escravo identificado.

c) Operação

Inicialmente, o mestre envia a cada dispositivo ativado uma mensagem relativa ao processo e busca recolher uma mensagem de retorno. Caso haja falha nessa comunicação, são feitas normalmente novas tentativas, ao fim das quais se um ou mais dispositivos não interagir com o mestre serão desconectados do sistema e enviada uma mensagem ao operador notificando-o que os dispositivos estão inabilitados.

4.7.2 Interface-Homem-Máquina

São constituídos de monitores, teclados, impressoras e gravadoras. Para sistemas mais sofisticados são utilizados painéis mímicos dinâmicos.

As telas do sistema devem ser desenhadas de forma que o operador identifique facilmente o sistema ou parte dele através de sucessivas ampliações do desenho (*zoom*). Além disso, as mensagens devem ser claras e sucintas. A Figura 14.24 mostra como ilustração uma tela de um sistema de automação industrial, onde estão indicados os equipamentos do processo e suas interligações associadas a códigos de conhecimento do operador.

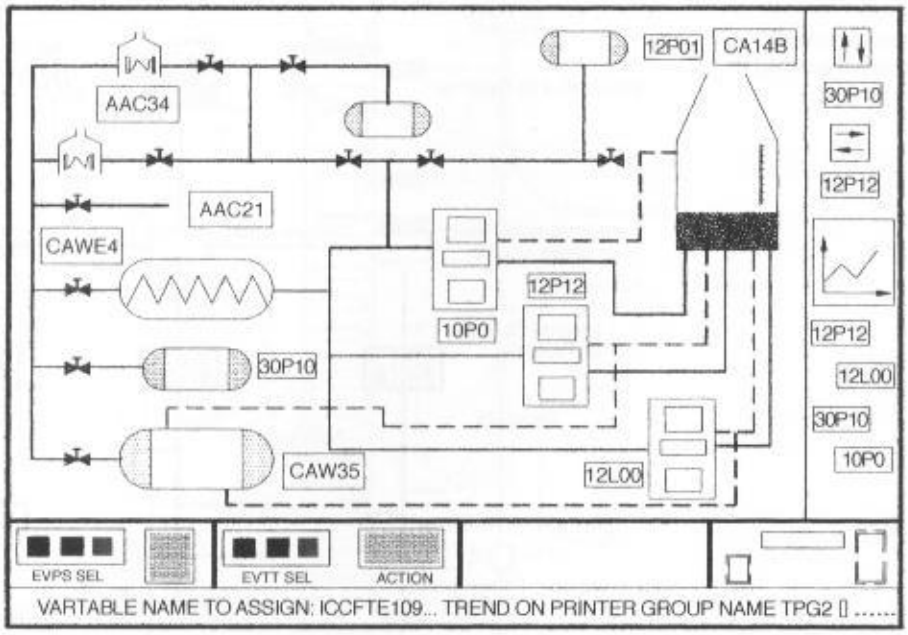


FIGURA 14.24
Ilustração de tela de monitor de um sistema de automação industrial

14.8 AUTOMAÇÃO DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA

No seu conceito mais geral, a eficiência do uso de energia numa planta industrial requer o uso de ferramentas de supervisão e controle que podem ser otimizadas com o emprego de um sistema informatizado.

A energia consumida numa indústria geralmente provém de fornecimento externo como energia elétrica, gás natural, carvão etc., e de produção interna, como gases de alto forno, ar comprimido etc.

O preço e/ou custo das diferentes formas de energia consumida pela indústria pode variar pela quantidade, pelo período de uso no ano (uso sazonal) e pela hora do dia durante a qual se consome essa energia (ponta e fora de ponta). Mais recentemente o preço de energia vem sendo negociado entre as indústrias e as concessionárias considerando também o fator qualidade, cuja forma e índices adotados fazem parte dos acordos bilaterais. Esta prática ainda é muito tímida no Brasil, mas de uso em alguns países.

O uso racional dessas diferentes formas de energia pode resultar numa redução do custo operacional da indústria, não só pelo valor intrínseco da energia, mas pelo valor agregado. E para se atingir um sistema de supervisão e controle eficiente é necessário substituir os procedimentos manuais pelo uso dos processos automáticos que implicam os seguintes benefícios econômicos:

a) Redução de mão-de-obra

Em qualquer processo automatizado o número de pessoas envolvidas para o acompanhamento da supervisão e controle de processo fica drasticamente reduzido, necessitando-se, no entanto, de poucas pessoas com boa qualificação técnica.

b) Aumento da segurança

É comprovado que os sistemas mecanizados produzem resultados mais seguros e confiáveis que os processos manuais. A fadiga, resultante da repetição de uma mesma tarefa, compromete a segurança do processo quando a tarefa depende da atenção e concentração da mente humana.

c) Redução dos poluentes

Supervisão e controle automáticos produzem melhores resultados no controle da poluição ambiental pelo uso de diferentes técnicas, notadamente aquelas que controlam os resíduos decorrentes da queima de combustível para a produção de energia elétrica.

d) Aumento da regularidade do processo

É fácil entender que qualquer processo industrial necessita regularidade no fornecimento de energia elétrica, o que pode ser alcançada através de equipamentos específicos, tais como *no-break*

de potência associado à geração de emergência para circuitos preferenciais. Em muitos casos, a indústria é autoprodutora de energia elétrica. Porém, todo esse complexo deve ser supervisionado e controlado por sistemas inteligentes.

8.1 Funções de um Sistema de Gerência de Energia

Existem no mercado algumas dezenas de soluções para o gerenciamento de energia em prédios residenciais, comerciais e industriais. No caso de instalações industriais, a complexidade desses sistemas é função dos requisitos do processo, da quantidade de fontes energéticas consideradas e da natureza tecnológica dos equipamentos de produção.

Genericamente, as principais funções que um sistema de gerência de energia pode oferecer são:

a) Administração das fontes de energia

Considerando que a indústria tenha uma unidade geradora de energia elétrica própria, o Sistema de Gerência de Energia (SGE) deve ser alimentado de todos os parâmetros técnicos, econômicos e financeiros que lhe permitam decidir quais os períodos de tempo durante o dia, mês e ano é mais vantajoso substituir ou não a geração própria pela geração da empresa supridora, já que, atualmente, com a desregulamentação do mercado de energia elétrica os preços tendem a variar significativamente.

O SGE calcula o custo da geração própria em diferentes períodos do ano e decide qual a fonte que produz energia mais econômica e financeiramente satisfatória.

A título de ilustração, são listadas algumas informações necessárias a um Sistema de Gerência de Energia, a partir das quais ele possa tomar *decisão*, ou seja:

- tarifa de demanda e consumo da supridora, na ponta e fora de ponta, na ponta seca e na ponta úmida;
- condições *de take-or-pay* do contrato de energia com a supridora e suas implicações financeiras;
- custo do combustível utilizado na autoprodução de energia elétrica;
- condições de *take-or-pay* do combustível previsto no contrato com a empresa fornecedora e suas implicações financeiras;
- curva de carga esperada da indústria;
- valores dos preços de energia praticados no mercado de curto prazo (mercado *spot*);
- fluxograma do processo para interação com outras formas de energia produzidas secundariamente, tais como vapor, gases de autoforno etc.

A Figura 14.25 ilustra uma planta industrial com autoprodução de energia elétrica. Já a Figura 14.26 mostra o exemplo de tela de monitor de um Sistema de Gerência de Energia.

b) Seleção de cargas elétricas prioritárias

Normalmente, qualquer gerente industrial conhece com detalhes o nível de comprometimento de cada máquina com o processo produtivo, além das cargas cujo desligamento pode provocar acidentes pessoais. Neste caso, é natural que se faça uma seleção de cargas consideradas prioritárias, isto é, aquelas que não podem sofrer interrupção por mais que poucos minutos — por exemplo, extrusoras para produção de materiais plásticos — e de cargas consideradas de alta prioridade em que ocorrendo qualquer flutuação de tensão haja perda do processo — tais como computadores ou máquinas de controle numérico.

O diagrama da Figura 14.25 apresenta uma configuração básica enfocando as chaves de comando e a sua interligação com o SSC, sendo a seguinte a lógica de manobra:

- A unidade de autoprodução operando em paralelo com o sistema da concessionária
  - chaves A, B, C e E na posição ligada;
  - chave D na posição desligada.
- A unidade de autoprodução operando sozinha por falha do sistema da concessionária
  - chaves A, B e D na posição desligada;
  - chaves C e E na posição ligada.
- Rede da concessionária ligada e autoprodução fora de operação
  - chaves C e D na posição desligada;

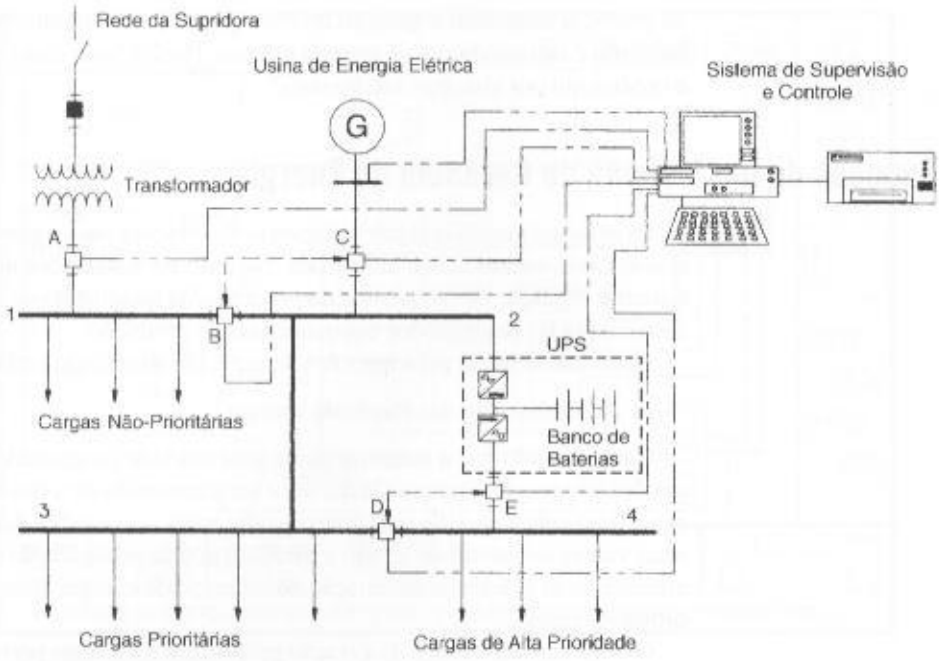


FIGURA 14.25
Diagrama simplificado de planta industrial e sua geração própria

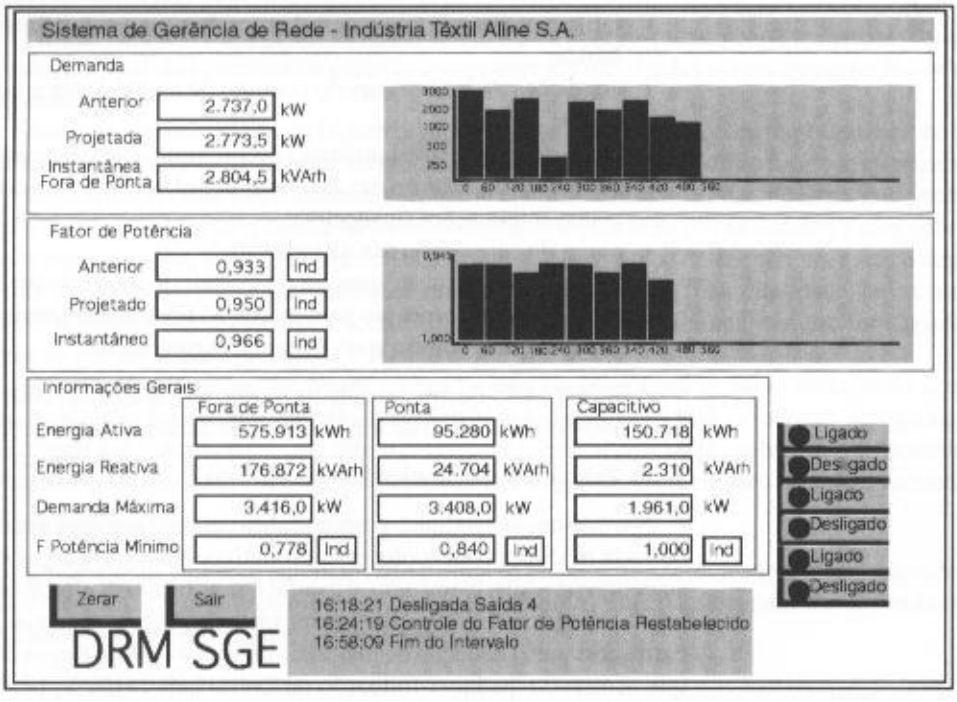


FIGURA 14.26
Ilustração de tela de monitor de SGE

- chaves A, B e E na posição ligada.

• Durante um regime transitório, isto é, flutuações acentuadas de tensão e freqüência que provoquem interrupção das duas fontes de geração

- chaves A, B e C são desligadas;
- chaves D e E são ligadas (opção 1);
- chave D desligada e chave E ligada (opção 2).

Após o regime transitório, a lógica de manobra vai depender das situações das fontes de energia.

c) Controle do fator de potência

De acordo com a legislação em vigor, o fator de potência tem uma avaliação horária e o seu valor não deve ser inferior a 0,92 indutivo ou capacitivo, dependendo da hora durante o período de 24 horas. Ainda mais, a avaliação do fator de potência é feita com base na energia e demanda reativas. Se os valores avaliados estiverem fora dos limites supracitados, a indústria será penalizada conforme já foi amplamente explanado no Capítulo 4.

d) Controle de tensão

A tensão pode ser controlada pelo SGE que atua nos tapes dos transformadores de potência, ou, no caso de autoprodução, no controle de campo das unidades de geração.

e) Controle de freqüência

O Sistema de Gerência de Energia tem como função monitorar a freqüência da rede durante transitórios resultantes de perda de cargas ou fenômenos equivalentes.

f) Reaceleração de motores

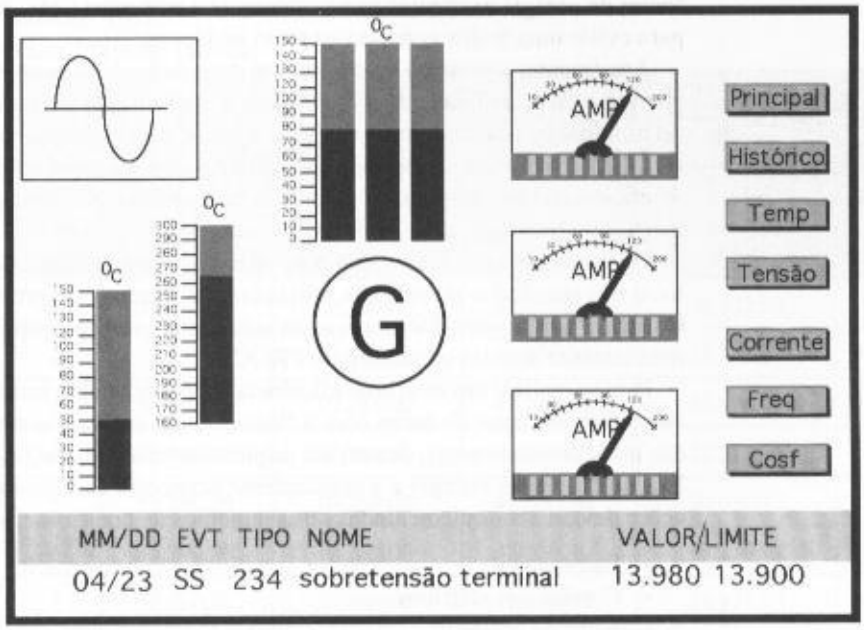
Após os transitórios não controlados, muitos motores podem ser desligados por insuficiência de tensão aplicada. Normalizadas as condições operativas, esses motores poderiam ser manobrados simultaneamente, ocasionando uma queda de tensão acentuada e provocando um novo distúrbio na rede, conforme explanado no Capítulo 7. O SGE tem a função de iniciar a aceleração de cada motor, de forma a evitar qualquer queda de tensão prejudicial por partida simultânea de duas ou mais unidades.

g) Osciloperturbografia

Essa função aquisita dados e memoriza seus valores antes, durante e depois de uma perturbação qualquer do sistema, registrando os valores pontuais de tensão, corrente e freqüência, de forma a dar subsídios à equipe técnica sobre as possíveis causas da ocorrência, bem como limites atingidos pelas grandezas elétricas envolvidas.

A título de ilustração, a Figura 14.27 mostra uma tela de monitor referente a um Sistema de Gerência de Energia.

As configurações de *hardware* e sistema de comunicação guardam as mesmas características do sistema de automação de subestação.



URA 14.27
tração de *layout* de tela de
SGE

CAPÍTULO 15

EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

15.1 INTRODUÇÃO

As sucessivas crises energéticas iniciadas em 1971 com a denominada *crise do petróleo*, que culminaram com a decisão dos países que compunham a OPEP — Organização dos Países Exportadores de Petróleo — de estabelecer que os preços do petróleo seriam fixados pela própria organização e não pelas companhias distribuidoras de petróleo, fizeram seu preço saltar de US$ 4,00 o barril para cerca de US$ 40,00. Nos dias atuais, o preço do petróleo oscila entre US$ 50,00 e US$ 70,00.

Declarada a crise, os governos e as sociedades, em geral, foram se conscientizando da necessidade de conter os desperdícios de energia e implementar programas para alcançar esse objetivo. No Brasil, os ministérios das Minas e Energia e Indústria e Comércio tomaram para si essa tarefa em 1985, instituindo o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica — PROCEL, cuja função básica era integrar as ações de conservação de energia, na época em andamento por iniciativa de várias organizações públicas e privadas.

Com o aumento do consumo de energia no mundo, a sociedade vem a cada dia se preocupando com as medidas de uso racional das diversas formas de energia utilizadas, notadamente a energia elétrica, foco da análise que será desenvolvida neste capítulo.

Há também que se considerar que a geração de energia, seja ela hidráulica, a óleo, a carvão e a gás natural, agride de uma forma ou de outra o meio ambiente. Logo, é necessário preservar as fontes de energia existentes comercialmente e aumentar a eficiência dos aparelhos consumidores para evitar uma maior agressão ao meio ambiente.

Atualmente, o governo brasileiro tem desenvolvido uma política moderada de conservação de energia com a finalidade de reduzir os desperdícios, notadamente da área industrial, comercial e de iluminação pública, buscando uma melhor utilização da energia consumida. Atualmente, o PROCEL, órgão vinculado à ELETROBRÁS, é o responsável direto pela execução das políticas de eficientização energética, agindo das mais diferentes formas, tais como na educação, na promoção, no financiamento, no incentivo etc.

Os procedimentos e as ações para reduzir os desperdícios de energia elétrica descritos neste livro são resultados de práticas utilizadas nas dezenas de projetos desenvolvidos pela CPE — Consultoria e Projetos Elétricos, associada a uma extensa pesquisa de publicações especializadas, notadamente aquelas editadas pelo PROCEL.

Para se realizar um estudo de eficiência energética numa instalação industrial, é necessário agir nos diferentes tipos de carga com a finalidade de verificar o seu potencial de desperdício. Além das mencionadas cargas, devem ser implementadas certas ações, que podem resultar na racionalização do uso de energia e a conseqüente economia na fatura mensal de energia elétrica. Essas ações devem ser implementadas nos segmentos de consumo a seguir enumerados:

- Iluminação
- Condutores elétricos
- Fator de potência
- Motores elétricos
- Consumo de água
- Climatização
- Ventilação industrial

- Refrigeração
- Aquecimento de água
- Elevadores e escadas rolantes
- Ar comprimido
- Carregamento de transformadores
- Instalação elétrica
- Administração do consumo de energia elétrica
- Controle de demanda

5.2 CÁLCULO ECONÔMICO

Todo projeto de uma instalação elétrica deve buscar a eficiência operacional. No entanto, essa eficiência deve ser medida de forma a se encontrar justificativas econômicas para a sua implementação. Não é razoável adotar procedimentos para eficientizar um projeto elétrico a qualquer custo.

Sempre que for adotada uma ação de eficiência energética esta deve ser precedida de uma análise econômica. O método de cálculo denominado Valor Presente Líquido (NPV) é de fácil execução e deve ser aplicado em todas as ações de eficiência energética.

O Valor Presente Líquido é a soma algébrica de todos os fluxos de caixa descontados para o instante $T = 0$. Pode ser determinado através da Equação (15.1).

$$F_{ac} = \sum_{T=0}^{N} \frac{F_c}{(1 + I_r)^T} \tag{15.1}$$

F_{ac} – fluxo acumulado, em R$ ou em US$;
F_c – fluxo de caixa descontado que corresponde à diferença entre as receitas e despesas realizadas a cada período considerado, em R$ ou US$;
I_r – taxa interna de retorno ou taxa de desconto;
T – tempo, em meses, trimestre ou ano, a que se refere a taxa interna de retorno;
N – número de períodos.

Através desse método pode-se determinar o tempo de retorno do investimento, observando-se a planilha de cálculo da Tabela 15.1 ou o gráfico da Figura 15.1. Quando a curva dos fluxos acumulados tocar a reta representativa do investimento, obtém-se o tempo de retorno do investimento realizado.

TABELA 15.1
Valor Presente Líquido

Investimento (US$)					**140.000,00**
Taxa de Juros Anuais (16%)					**1,1600**
Ano	**Valor das Receitas Anuais (US$)**	**Valor das Despesas Anuais (US$)**	**Receitas (US$)**	**Fluxo Atualizado (US$)**	**Fluxo Acumulado (US$)**
1	52.290,20	10.260,00	42.030,20	36.232,93	36.232,93
2	52.290,20	10.260,00	42.030,20	31.235,29	67.468,22
3	52.290,20	10.260,00	42.030,20	26.926,97	94.395,19
4	52.290,20	10.260,00	42.030,20	23.212,91	117.608,09
5	52.290,20	10.260,00	42.030,20	20.011,13	137.619,22
6	52.290,20	10.260,00	42.030,20	17.250,97	154.870,19
7	52.290,20	10.260,00	42.030,20	14.871,53	169.741,71
8	52.290,20	10.260,00	42.030,20	12.820,28	182.561,99
9	52.290,20	10.260,00	42.030,20	11.051,97	193.613,96
10	52.290,20	10.260,00	42.030,20	9.527,56	203.141,52

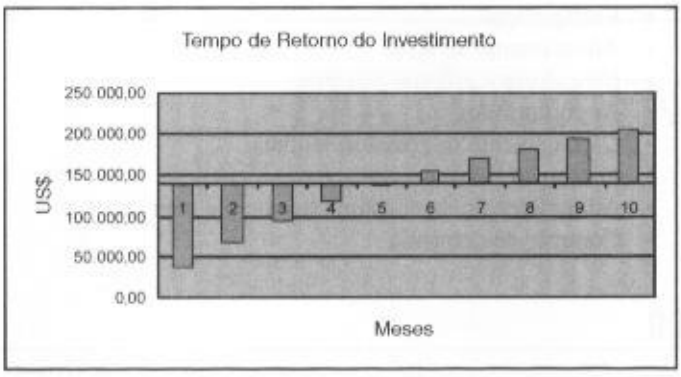


FIGURA 15.1
Tempo de retorno do investimento

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.1)

Uma determinada indústria instalou uma usina de geração térmica auxiliar de 350 kW a gás natural. O investimento foi de US$ 140.000,00. As despesas anuais com a operação e manutenção será de US$ 2.500,00. Já as despesas anuais com o gás natural será de US$ 7.760,00. A usina irá operar no período de ponta de carga. A energia paga à concessionária na hora de ponta, contabilizando os 22 dias úteis do mês, ao longo de um ano, vale US$ 52.290,20. Determinar o tempo de retorno do investimento a uma taxa de desconto de 16% ao ano.

- Valor da receita anual: R$ 52.290,20 (valor que a indústria deixará de pagar à concessionária)
- Valor das despesas anuais: R$ 2.500,00 + 7.760,00 = R$ 10.260,00
- Valor da receita líquida ou fluxo de caixa descontado: 52.290,00 − 10.260,00 = US$ 42.030,00

Aplicando a Equação (15.1), tem-se:

$$F_{ac} = \sum_{T=0}^{N} \frac{F_c}{(1+I_c)^T}$$

$$F_{ac} = \frac{42.030,00}{(1+0,16)^1} + \frac{42.030,00}{(1+0,16)^2} + \frac{42.030,00}{(1+0,16)^3} + \frac{42.030,00}{(1+0,16)^4} + \frac{42.030,00}{(1+0,16)^5} + \\ + \frac{42.030,00}{(1+0,16)^6} + \frac{42.030,00}{(1+0,16)^7} + \frac{42.030,00}{(1+0,16)^8}$$

$$F_{ac} = 36.232,75 + 31.325,13 + 26.926,97 + 23.212,91 + 20.011,13 + 17.250,97 + \\ + 14.871,53 + 12.820,28$$

$$F_{ac} = \text{US\$ } 182.561,99$$

Este valor pode ser determinado na planilha de cálculo da Tabela 15.1, observando-se no 8.º mês um fluxo de caixa acumulado de US$ 182.561,99.

Observar também na planilha de cálculo da Tabela 15.1 que no início do 6.º ano o fluxo de caixa acumulado é de US$ 154.870,19, um pouco superior ao valor do investimento que é de 140.000,00. Assim, nessas condições, a usina estaria paga no 6.º ano, considerando uma taxa de juro de 16% ao ano.

15.3 AÇÕES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

15.3.1 Iluminação

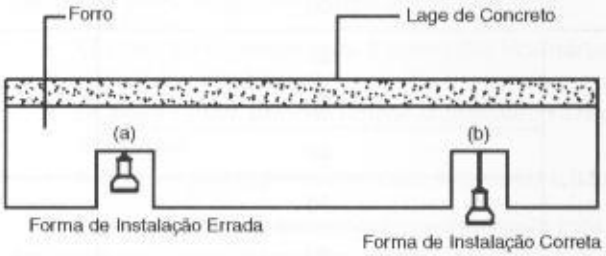
No Brasil, a iluminação representa atualmente cerca de 15% de toda a energia consumida, o que equivale aproximadamente a 46.000 GWh/ano. No ramo industrial, a energia, em média, representa de 2 a 8% do consumo da instalação.

No âmbito de uma instalação industrial, a iluminação pode ser uma das principais fontes de desperdício de energia elétrica, devido à diversidade de pontos de consumo, ao uso generalizado do serviço e ao freqüente emprego de aparelhos de baixa eficiência. Para reduzir o desperdício neste segmento é necessário seguir as orientações a seguir definidas:

15.3.1.1 Medidas de implementação a curto prazo

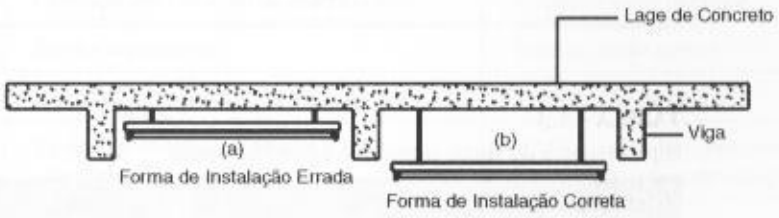
- utilizar lâmpadas adequadas para cada tipo de ambiente, conforme se sugere no Capítulo 2;
- utilizar telhas translúcidas nos galpões industriais onde não há necessidade de forro;
- deve-se dar preferência ao uso da iluminação natural;
- evitar o uso de refratores opacos, como globos, que eleva o índice de absorção dos raios luminosos, em média, de 30%;
- as luminárias de corpo esmaltado usadas por longo tempo devem ser substituídas por luminárias do tipo espelhada, que possuem maior eficiência;
- a iluminação dos ambientes deve ser desligada sempre que não houver a presença de pessoas;
- usar luminárias cuja geometria construtiva facilite a limpeza de suas partes refletoras;
- os difusores das luminárias devem ser substituídos sempre que se tornarem opacos, inibindo a passagem do fluxo luminoso;
- nos ambientes bem iluminados, deve-se verificar a possibilidade de acender alternativamente as lâmpadas neles instaladas;
- sempre que possível, deve-se utilizar lâmpadas de maior potência nominal em vez de várias lâmpadas de menor potência nominal, pois quanto maior for a capacidade das lâmpadas maior será o seu rendimento;
- evitar o uso de lâmpadas incandescentes; quando usá-las não empregar lâmpadas de bulbo fosco. É preferível utilizar lâmpadas com bulbo transparente;
- se as lâmpadas de bulbo instaladas em forro estão posicionadas no seu interior, em conformidade com a Figura 15.2 (a), devem ser reposicionadas para a condição da parte (b) da mesma figura. A mesma instrução deve ser aplicada para as lâmpadas fluorescentes, conforme Figura 15.3;

GURA 15.2
sição das lâmpadas de bulbo
butidas no forro



- em áreas externas, tais como estacionamentos, locais de carga e descarga etc., utilizar, preferencialmente, lâmpadas a vapor de sódio de alta pressão, acionadas por fotocélulas;
- utilizar células fotoelétricas ou dispositivo de tempo na iluminação externa;
- as luminárias devem ser instaladas abaixo das vigas do teto dos ambientes, conforme a Figura 15.3;

GURA 15.3
sição das lâmpadas
orescentes instaladas no teto



- os reatores devem ser desligados sempre que forem desativadas as lâmpadas fluorescentes;
- utilizar lâmpadas fluorescentes T8 de 16 ou 32 W em substituição às lâmpadas fluorescentes existentes comuns T10 de 20 e 40 W, respectivamente; as lâmpadas fluorescentes T8 são adequadas às luminárias para lâmpadas fluorescentes T10;
- em instalações novas, utilizar lâmpadas fluorescentes T5 de 14 ou 28 W que equivalem às lâmpadas fluorescentes T10 de 20 e 40 W, respectivamente; essas lâmpadas não são adequadas às luminárias para lâmpadas T8;
- reduzir a iluminação ornamental utilizada em vitrines e placas luminosas;
- as lâmpadas incandescentes devem ser substituídas por lâmpadas fluorescentes compactas, de acordo com a Tabela 15.2.

A Tabela 15.2 mostra a equivalência de fluxo luminoso entre lâmpadas incandescentes e compactas do tipo eletrônica, com reator incorporado. Já a Tabela 15.3 mostra a equivalência de fluxo luminoso entre alguns tipos de lâmpadas de uso comum em instalações comerciais e industriais (áreas administrativas).

TABELA 15.2
Equivalência de fluxo luminoso entre lâmpadas incandescentes e compactas

Tensão	Lâmpadas Incandescentes	Lâmpadas Compactas
Volts	(watt)	
127	25	5
	40	9
	50	13
	60	15
	70	
	75	
	80	20
	90	25
	100	
220	25	5
	30	9
	40	
	50	11
	60	
	70	15
	75	
	80	20
	90	23
	100	25

TABELA 15.3
Equivalência de fluxo luminoso entre lâmpadas

Lâmpada	Tipo	Lâmpada	Tipo
(W)	-	(W)	-
125	Vapor de mercúrio	70	Vapor de sódio de alta pressão
250	Mista		
20	Fluorescente T10	100	Incandescente
40	Fluorescente T10	150	
32	Fluorescente T8	40	Fluorescente T10
16	Fluorescente T8	20	Fluorescente T10

15.3.1.2 Manutenção do sistema de iluminação

Para que o usuário do sistema de iluminação tenha sempre as condições de iluminância na forma como foi inicialmente projetado é necessário que o profissional de manutenção execute as seguintes tarefas:

- as paredes, o forro e as janelas devem ser limpas com determinada freqüência, já que, normalmente, quando é projetado um sistema de iluminação, o projetista determina o número de lâmpadas de acordo com a cor das paredes, piso e teto, na condição de limpos. Se as paredes, teto e piso ficam sujos, a iluminância no recinto se torna menor, prejudicando as pessoas que utilizam o referido ambiente;
- as luminárias devem ser limpas com determinada freqüência. Todas as instalações se tornam sujas com o tempo e reduzem a iluminância. O intervalo do tempo de limpeza das luminárias e das lâmpadas depende do grau de sujeira presente no ambiente. Por exemplo, nos ambientes de cozinha, a gordura das frituras rapidamente recobrem as superfícies das luminárias e lâmpadas. Nestes locais, é conveniente proceder a limpeza desses aparelhos a cada dois meses;
- substituir semanal ou mensalmente as lâmpadas queimadas;
- se não for conveniente sob o ponto de vista de transtorno na área de produção, substituir as lâmpadas com mal funcionamento ou queimadas quando acumular um total de 10%. Observar as Tabelas 15.4, 15.5 e 15.6 para identificar os distúrbios no funcionamento de diversas lâmpadas.

Para evitar a perda de iluminância quando 10% das lâmpadas estiverem queimadas, é necessário no cálculo luminotécnico acrescentar 10% de lâmpadas. Esse acréscimo pode ser evitado se as lâmpadas forem substituídas logo que se queimem.

- O intervalo de tempo para limpeza das luminárias varia de acordo com o nível de poluição do ambiente industrial;
- de outra forma, deve-se limpar as luminárias sempre que ocorrer a troca das lâmpadas nela instaladas;
- limpar ou pintar periodicamente as paredes e teto, mantendo o piso sempre limpo.

A Tabela 15.7 ilustra uma seqüência de cálculo para avaliar o potencial de economia que pode ser encontrado num determinado ambiente.

TABELA 15.4
Distúrbios no funcionamento das lâmpadas fluorescentes

Origem das Causas	Causas Prováveis	Solução
Lâmpada que acende e apaga constantemente	Lâmpada em uso além da sua vida útil	Substituição da lâmpada
	Starter com defeito	Substuição do *starter*
Baixo fluxo luminoso	Lâmpada em uso além da sua vida útil	Substituição da lâmpada
Dificuldades para acender a lâmpada	Tensão da instalação inferior a 7% da tensão nominal	Verificar as instalações internas ou reclamar à concessionária de energia
	Reator inadequado para a lâmpada	Substituição do reator
	Temperatura do ambiente inferior à mínima recomendada pelo fabricante	Substituição da lâmpada ou da luminária por aparelhos adequados ao ambiente
Lâmpadas com os terminais luminosos	*Starter* com defeito (curto-circuito)	Substituição do *starter*
	Reator com defeito	Substituição do reator
Lâmpadas que não acendem	Ligações do reator e lâmpadas incorretas	Corrigir a ligação
	Starter com defeito	Substituição do *starter*
	Eletrodos com defeito	Substituição dos eletrodos

TABELA 15.5
Distúrbios no funcionamento das lâmpadas vapor de mercúrio

Origem das Causas	Causas Prováveis	Solução
Ruptura do bulbo	Choques mecânicos ou vibrações da luminária por instalação em local não recomendado	Instalar dispositivos antivibratórios no ponto de instalação da luminária
Baixo fluxo luminoso	Tensão da instalação inferior a 7% da tensão nominal	Verificar as instalações internas ou reclamar à concessionária de energia
	Obstrução da luz por sujeira das lâmpadas	Limpeza da lâmpada
	Obstrução da luz por sujeira da luminária	Limpeza da luminária
	Lâmpada em uso além da sua vida útil	Substituição da lâmpada
	Reator não recomendado	Substituição do reator
	Reator com defeito	Substituição do reator

TABELA 15.6
Distúrbios no funcionamento das lâmpadas vapor de sódio — alta pressão

Origem das Causas	Causas Prováveis	Solução
Ruptura do bulbo	Contato com superfícies frias	Alterar a posição da lâmpada ou luminária
	Posição irregular de funcionamento da lâmpada	Alterar a posição da lâmpada ou luminária de acordo com a orientação do fabricante
	Choques mecânicos ou vibrações da luminária por instalação em local não recomendado	Instalar dispositivos antivibratórios no ponto de instalação da luminária
Baixo fluxo luminoso	Tensão da instalação inferior a 7% da tensão nominal	Verificar as instalações internas ou reclamar à concessionária de energia
	Obstrução da luz por sujeira das lâmpadas	Limpeza da lâmpada
	Obstrução da luz por sujeira da luminária	Limpeza da luminária
	Lâmpada em uso além da sua vida útil	Substituição da lâmpada
	Reator não recomendado	Substituição do reator
	Reator com defeito	Substituição do reator

TABELA 15.7

Avaliação do potencial de economia em iluminação

Ambiente	Ilumin.	Lâmpadas atuais												Luminária								Cor Amb.			Ilum. (LUX)					Lâmpadas a serem empregadas							
	Mín.	Tipo	Pot.	Quant.	lúmens (lu)	Total		Tempo operação		Demanda total	Demanda	Energia total	Energia consum.	Fechada	Aberta	Branca	Alumínio	Espelhada	Boa	Regular	Ruim	Branco	Claro	Escuro	Sem luz natural	Com luz natural	Nº de lâmps./ lumi.	N.º de soq./ interruptor	Lâmps. queimadas/ em falta	Tipo		Pot.	Quant.	Total	Perda Rea (W)	Dem.	Cons.
	Lux	-	(W)			(W)	Real (W)	H/d	D/m	kW	kW	kWh	kW																							kW	kWh
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38
Guarita	150	F	20	1		20	3,0	8	30	0,02	0,02	5,52	5,52		x		x				x	x					1	2	0/0	F	1	16	1	16,0	1,6	0,02	4,22
Copa	200	I	60	1		60	0,0	5	30	0,06	0,06	9,00	9,00		x						x		x				1	1	0/0	C	1	11	1	11,0	1,1	0,01	1,82
Dep. produtos químicos	300	F	40	1		40	6,0	3	30	0,05	0,05	4,14	4,14		x						x	x					1	1	0/0	F	1	32	1	32,0	3,2	0,04	3,17
Trituração	150	F	40	3		120	18,0	12	30	0,14	0,14	49,68	49,68		x	x	x				x	x					1	2	1/0	F	1	32	3	96,0	9,6	0,11	38,02
Arquivo morto	100	I	60	1		60	0,0	3	30	0,06	0,06	5,40	5,40		x						x	x					1	1	0/1	C	1	9	1	9,0	0,9	0,01	0,89
WC	200	I	60	1		60	0,0	3	30	0,06	0,06	5,40	5,40		x	x					x	x					1	1	0/0	C	1	11	1	11,0	1,1	0,01	1,09
Casa de comando	200	F	20	2		40	6,0	8	30	0,05	0,05	11,04	11,04		x		x			x		x					2	1	1/0	F	1	16	2	32,0	3,2	0,04	8,45
Subestação 300 kVA	200	F	40	2		80	12,0	3	30	0,09	0,09	8,28	8,28		x		x			x		x					1	2	1/0	F	1	32	2	64,0	6,4	0,07	6,34
Casa (bombas)	150	I	60	1		60	0,0	3	30	0,06	0,06	5,40	5,40		x						x	x					1	1	1/0	C	1	11	1	11,0	1,1	0,01	1,09
TOTAIS				**13**						**0,59**	**0,59**	**103,9**	**103,9**																				**13**	**282,0**	**28,2**	**0,3**	**65,1**

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.2)

Determinar o tempo de retorno do investimento para melhoria do sistema de iluminação (*retrofitting*) da área administrativa de uma instalação industrial onde, após uma análise detalhada, foi possível elaborar o seguinte escopo de serviços:

- Troca do espelho refletor de todas as luminárias

As luminárias atuais têm espelho refletor esmaltado. Será aplicada uma película refletora espelhada no interior da luminária.

- Retirada do difusor opaco das luminárias para duas lâmpadas de 40 W

Verificou-se através de teste luminotécnico que a luminária com o refletor espelhado e sem o difusor reproduziria o mesmo fluxo luminoso que o aparelho original para uma lâmpada com o mesmo fluxo luminoso. Assim, será utilizada somente uma lâmpada de alto rendimento por luminária.

- Substituição das lâmpadas de 40 W fluorescentes com reatores eletromagnéticos por lâmpadas de 32 W com os respectivos reatores eletrônicos
- Substituição das lâmpadas de 20 W fluorescentes com reatores eletromagnéticos por lâmpadas de 16 W com os respectivos reatores eletrônicos.

a) Dados da instalação
- Demanda da instalação: 452 kW
- Quantidade de lâmpadas existentes de 40 W: 3.720
- Quantidade de lâmpadas existentes de 20 W: 196
- Perda no reator eletromagnético de 40 W: 15,3 W
- Perda no reator eletromagnético de 20 W: 14,4 W
- Quantidade de lâmpadas novas a serem instaladas de 32 W: 1.860;
- Quantidade de lâmpadas novas a serem instaladas de 16 W: 98;
- Perda no reator eletrônico de 32 W: 9,9 W;
- Perda no reator eletrônico de 16 W: 9,3 W.

Com base nessas informações obtidas através de levantamento das instalações, serão desenvolvidos os cálculos econômicos, ou seja:

- Horário de funcionamento: 13 horas/dia (das 7 às 20 horas)
- Número de dias de funcionamento: 22 dias/mês
- Funcionamento no horário de ponta: 55 horas/mês
  17h30min–20 horas → 2,5 horas × 22 dias = 55 horas
- Funcionamento fora do horário de ponta: 231 horas/mês
  22 × 13 = 286 horas − 55 horas = 231 horas
- Período anual de funcionamento: 3.432 horas
- Potência instalada atual: 212.458 W = 212,4 kW

$$P_{at} = 3.720 \times (40 + 15,3) + 196 \times (20 + 14,4) = 21.458 \text{ W} = 212,4 \text{ kW}$$

- Energia consumida atualmente
- Energia mensal consumida fora de ponta seca: 212,4 × 231 = 49.064 kWh
- Energia mensal consumida na ponta seca: 212,4 × 55 = 11.682 kWh
- Energia mensal consumida fora de ponta úmida: 212,4 × 231 = 49.064 kWh
- Energia mensal consumida na ponta úmida: 212,4 × 55 = 11.682 kWh
- Potência instalada futura: 80,4 kW

$$P_{nu} = 1.860 \times (32 + 9,9) + 98 \times (16 + 9,3) = 80.413 \text{ W} = 80,4 \text{ kW}$$

- Energia a ser consumida no futuro
- Energia mensal consumida fora de ponta seca: 80,4 × 231 = 18.572 kWh
- Energia mensal consumida na ponta seca: 80,4 × 55 = 4.422 kWh
- Energia mensal consumida fora de ponta úmida: 80,4 × 231 = 18.572 kWh
- Energia mensal consumida na ponta úmida: 80,4 × 55 = 4.422 kWh
- Vida útil das lâmpadas fluorescentes: 7.500 horas: 10,4 meses
- Custo de troca de uma lâmpada fluorescentes: US$ 0,70
- Custo de retirada de uma luminária: US$ 1,10
- Custo de instalação de uma luminária: US$ 1,30
- Custo de troca de um reator: US$ 1,44
- Preço de uma lâmpada fluorescente de 40 W: US$ 2,17
- Preço de uma lâmpada fluorescente de 20 W: US$ 1,20
- Preço de uma lâmpada fluorescente de 32 W: US$ 3,41

- Preço de uma lâmpada fluorescente de 16 W: US$ 3,20
- Preço de um reator eletromagnético de 40 W: US$ 3,00
- Preço de um reator eletromagnético de 20 W: US$ 2,80
- Preço de um reator eletrônico de 32 W: US$ 6,58
- Preço de um reator eletrônico de 16 W: US$ 5,82
- Vida útil dos reatores eletromagnéticos.: 25.000 horas: 34,7 meses
- Vida útil dos reatores eletrônicos: 80.000 horas: 111,1 meses
- Tempo de garantia dos reatores eletrônicos: 5 anos
- Quantidade de lâmpadas 40 W substituídas/mês: 3.720/10,4 = 357,6
- Quantidade de lâmpadas de 20 W substituídas/mês: 196/10,4 = 18,8
- Quantidade de lâmpadas 32 W substituídas/mês: 1.860/10,4 = 178,8
- Quantidade de lâmpadas de 16 W substituídas/mês: 98/10,4 = 9,4
- Quantidade de reatores de 40 W substituídos/mês: 3.720/34,7 = 107,2
- Quantidade de reatores de 20 W substituídos/mês: 196/34,7 = 5,64
- Quantidade de reatores de 32 W substituídos/mês: 1.860/111,1 = 16,7
- Quantidade de reatores de 16 W substituídos/mês: 98/111,1 = 0,88
- Custo de substituição do corpo refletor da luminária: US$ 3,20/luminária
- Taxa de juros mensais: 2%
- Tarifa de energia paga pela indústria (tarifa azul)
  - Demanda fora do período de ponta: US$ 3,23/MW
  - Demanda no período de ponta: US$ 9,81/MW
  - Consumo no período ponta seca: US$ 65,31/MWh
  - Consumo fora período de ponta seca: US$ 31,73/MWh
  - Consumo no período ponta úmida: US$ 60,24/MWh
  - Consumo fora período ponta úmida US$ 28,08/MWh

b) Custo do investimento inicial do sistema novo

• Material		
– Lâmpada de 32 W: 1.860 × 3,41	US$	6.342,60
– Lâmpada de 16 W: 98 × 3,2	US$	313,60
– Reatores de 32 W: 1.860 × 4,58	US$	12.424,80
– Reatores de 16 W: 98 × 5,82	US$	570,36
– Subtotal	US$	19.650,36
• Custo de mão-de-obra		
– Retirada das luminárias: (1.860 + 98) × 1,10	US$	2.153,80
– Instalação das luminárias: (1.860 + 98) × 1,30	US$	2.545,40
– Substituição do corpo refletor: (1.860 + 98) × 3,20	US$	6.265,60
– Subtotal	US$	10.964,80
• Total	**US$**	**30.616,16**

c) Custo anual de manutenção do sistema novo

• Material		
– Lâmpada de 32 W: 178,8 × 3,41 × 12	US$	7.316,49
– Lâmpada de 16 W: 9,4 × 3,2 × 12	US$	360,96
– Subtotal	US$	7.677,45
– Reatores de 32 W: 16,7 × 6,58 × 12	US$	1.318,63
– Reatores de 16 W: 0,88 × 5,82 × 12	US$	61,45
– Subtotal	US$	1.380,08
• Total	US$	9.057,53
• Mão-de-obra para substituição		
– Lâmpada de 32/16 W: (178,8 + 9,4) × 0,70 × 12	US$	1.580,88
– Reatores de 32 W: (16,7 + 0,88) × 1,10 ×12	US$	303,78
– Subtotal	US$	1.884,66
• Total anual	US$	10.469,66
• **Total mensal**	**US$**	**872,47**

d) Custo anual de manutenção do sistema existente

• Material		
– Lâmpada de 40 W: 357,6 × 2,17 × 12	US$	9.311,90
– Lâmpada de 20 W: 18,8 × 1,20 × 12	US$	270,72
– Reatores de 40 W: 107,2 × 3,00 × 12	US$	3.859,20
– Reatores de 20 W: 5,64 × 2,80 × 12	US$	189,50
– Subtotal	US$	13.631,32
• Mão-de-obra para substituição		
– Lâmpada de 40/20 W: (357,6 + 18,8) × 0,70 × 12	US$	3.161,76

– Reator de 40/20 W: (107,2 + 5,64) × 1,44 × 12	US$	1.949,87
– Subtotal	US$	5.111,63
• Total anual	US$	18.742,95
• **Total mensal**	**US$**	**1.561,91**

Para se determinar a receita resultante do investimento, deve-se calcular o valor médio anual da energia, considerando as tarifas de ponta e fora de ponta, nos períodos seco e úmido relativamente ao sistema existente e após executadas as ações de eficientização. Os custos médios podem ser determinados a partir das planilhas de cálculo das Tabelas 15.8 e 15.9.

Através da planilha de cálculo da Tabela 15.10 determina-se o tempo de retorno de investimento, que é de seis meses, e que pode ser constatado por meio da Figura 15.4.

TABELA 15.8
Custo anual da energia do sistema existente

Custo Anual de Energia — Tarifa Azul									
Tarifa com ICMS			Período		Demanda	Consumo		Demanda/Consumo	
Descrição	(US$/kW)	(US$/MWh)	(Horas/mês)	(Mês/ano)	(kW)	(kWh/mês)	(kWh/ano)	(US$/mês)	(US$/ano)
Demanda FP	3,230	-	-	12	212,4	-	-	686,05	8.232,62
Demanda P	9,810	-	-	12	212,4	-	-	2.083,64	25.003,73
Consumo FPS	-	31,73	-	7	-	49.064	343.448	1.556,80	10.897,61
Consumo PS	-	65,31	-	7	-	11.682	81.774	762,95	5.340,66
Consumo FPU	-	28,08	-	5	-	49.064	245.320	1.377,72	6.888,59
Consumo PU	-	60,24	-	5	-	11.682	58.410	703,72	3.518,62
Total Anual							728.952	-	59.881,82
Total Mensal (US$/mês)									**4.990,15**
Tarifa Média Mensal (US$/MWh)									82,15

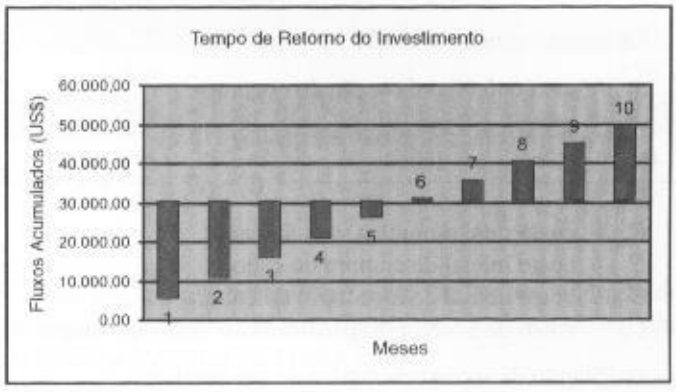
TABELA 15.9
Custo anual da energia do sistema novo

Custo Anual de Energia — Tarifa Azul									
Tarifa com ICMS			Período		Demanda	Consumo		Demanda/Consumo	
Descrição	(US$/kW)	(US$/MWh)	(Horas/mês)	(Mês/ano)	(kW)	(kWh/mês)	(kWh/ano)	(US$/mês)	(US$/ano)
Demanda FP	3,230	-	-	12	80,4	-	-	259,69	3.116,30
Demanda P	9,810	-	-	12	80,4	-	-	788,72	9.464,69
Consumo FPS	-	31,73	-	7	-	18.572	130.004	589,29	4.125,03
Consumo PS	-	65,31	-	7	-	4.422	30.954	288,80	2.021,61
Consumo FPU	-	28,08	-	5	-	18.572	92.860	521,50	2.607,51
Consumo PU	-	60,24	-	5	-	4.422	22.110	266,38	1.331,91
Total Anual							275.928	-	22.667,04
Total Mensal (US$/mês)									**1.888,92**
Tarifa Média Mensal (US$/MWh)									82,15

TABELA 15.10
Valor Presente Líquido

Calculo do VPL (Anual)							
Investimento (US$)							**30.616,16**
Taxa de Juros Mensais (2%)							**1,0200**
Mês	**Sistema Existente**		**Sistema Novo**		**Receitas (US$)**	**Fluxo Atualizado (US$)**	**Fluxo Acumulado (US$)**
	Energia	**O&M**	**Energia**	**O&M**			
1	4.990,15	1.561,91	1.888,92	872,47	5.535,61	5.427,07	5.427,07
2	4.990,15	1.561,91	1.888,92	872,47	5.535,61	5.320,66	10.747,72
3	4.990,15	1.561,91	1.888,92	872,47	5.535,61	5.216,33	15.964,05
4	4.990,15	1.561,91	1.888,92	872,47	5.535,61	5.114,05	21.078,10
5	4.990,15	1.561,91	1.888,92	872,47	5.535,61	5.013,77	26.091,87
6	4.990,15	1.561,91	1.888,92	872,47	5.535,61	4.915,46	31.007,34
7	4.990,15	1.561,91	1.888,92	872,47	5.535,61	4.819,08	35.826,42
8	4.990,15	1.561,91	1.888,92	872,47	5.535,61	4.724,59	40.551,01
9	4.990,15	1.561,91	1.888,92	872,47	5.535,61	4.631,95	45.182,96
10	4.990,15	1.561,91	1.888,92	872,47	5.535,61	4.541,13	49.724,09

FIGURA 15.4
Gráfico do tempo de retorno do investimento



15.3.2 Condutores Elétricos

O dimensionamento dos condutores elétricos, incluindo a escolha de sua isolação, pode conduzir projetos de baixa perdas elétricas.

Esse assunto foi abordado no Capítulo 3, sem a preocupação quanto à eficiência na determinação da seção dos condutores.

As principais ações que devem ser desenvolvidas são:

a) Dimensionamento da seção dos condutores
- Corrente de carga
- Queda de tensão
- Curto-circuito

b) Medidas para conservação de energia
- implantar transformadores junto aos centros de consumo: menor comprimento dos circuitos secundários;

- calcular os custos do cabo e a energia de perda;
- potências acima de 500 kVA adotar, se possível, a subestação próxima à carga;
- evitar o uso de cabos XLPE ou EPR, a plena carga contínua, de acordo com a capacidade dos mesmos. A elevação de temperatura do condutor faz crescer a resistência elétrica, conforme valores definidos na Tabela 15.11;
- aplicar a melhor maneira de instalar os condutores de forma permitida para cada particularidade do projeto.

TABELA 15.11
Elevação da resistência elétrica dos condutores de cobre com a temperatura

Fator de Correção de Temperatura	
Temperatura (°C)	**Fator de Correção**
20	1
30	1,039
40	1,079
50	1,118
60	1,157
70	1,197
80	1,236
90	1,275

c) Temperatura de trabalho dos condutores elétricos em função do carregamento

De acordo com a Tabela 15.11.

d) Valor econômico da seção do condutor

Pode ser calculado segundo a Equação (15.2).

$$C_t = C_c + C_i + C_e \tag{15.2}$$

C_t – custo total durante a vida do cabo;
C_c – custo inicial de compra do cabo;
C_i – custo inicial de instalação do cabo;
C_e – custo de energia desperdiçada ao longo do tempo.

e) Cálculo da seção econômica de um condutor

Pode ser calculado de acordo com a Equação (15.3).

$$S_c = \frac{I_c}{\frac{2,66}{\sqrt{N_h}} \times \frac{0,69}{\sqrt{1 - 0,937^{N_a}}}} \times \sqrt{\frac{C_e}{G}} \tag{15.3}$$

I_c – corrente de carga;
N_a – número de anos considerado no cálculo que corresponde ao tempo de operação do cabo;
N_h – número de horas por ano de funcionamento;
G – custo médio do cabo em US$/mm^2 × km; esse valor pode ser obtido através do preço médio de mercado dos cabos de mesmo material condutor e isolação; assim, se um cabo de cobre de 120 mm^2, isolação EPR, 06/1 kV, tem preço médio de mercado de US$ 14,80/m, G = US$ 123,33/mm^2 × km, ou seja: $\frac{14,80}{120} \times 1.000$. Em geral, o valor de G vale para os cabos das demais seções e de mesma especificação;
C_e – custo médio da energia elétrica, em US$/kWh.

TABELA 15.12
Temperatura de trabalho dos condutores isolados em função do carregamento

Relação I_c/I_{cabo}	Temperatura °C	Relação I_c/I_{cabo}	Temperatura °C
Cabo XLPE/EPR			
0,00	30	1,00	90
0,10	32	1,10	105
0,20	35	1,20	117
0,30	38	1,30	130
0,40	45	1,40	145
0,50	50	1,50	165
0,60	60	1,60	182
0,70	70	1,70	205
0,80	80	1,80	218
0,90	90	1,90	240
Cabo PVC			
0,00	30	1,00	70
0,10	31	1,10	85
0,20	34	2,20	100
0,30	36	2,30	112
0,40	38	2,40	112
0,50	42	2,50	128
0,60	48	2,60	138
0,70	52	2,70	150
0,80	57	2,80	170
0,90	65	2,90	180

Para que se possa realizar um estudo da seção econômica dos condutores de uma instalação, é necessário levantar os dados de campo dos circuitos a serem trabalhados, o que pode ser feito através da planilha fornecida na Tabela 15.13.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.3)

Determinar a seção econômica de um condutor, cuja carga é de 210 A e funciona 13 horas ao dia durante 22 dias ao mês. A tarifa média de energia elétrica da instalação é de US$ 80,00/MWh. O tempo de operação considerado para o cabo é de 10 anos.

$$S_c = \frac{210}{\frac{2,66}{\sqrt{13 \times 22 \times 12}} \times \frac{0,69}{\sqrt{1 - 0,937^{10}}}} \times \sqrt{\frac{80/1.000}{123,33}}$$

$S_c = 118 \text{ mm}^2$ (seção mínima)

$S_c = 120 \text{ mm}^2$

TABELA 15.13
Avaliação do potencial de economia de energia elétrica nos condutores

Perdas nos Condutores Elétricos											
Circuito	Seção	Compr. Circuito	Resist.	Corrente		Taxa de Carga	Tempo		Perdas Mensais	Proteção	
				Nominal	Carga		Hora/Dia	Dias/Sem.		Fusível	Disjuntor
	(mm^2)	(m)	($m\Omega/m$)	A	A	(%)			(kWh)	A	A

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.4)

Calcular a alternativa de alimentação de uma carga de 210 A utilizando inicialmente um circuito em condutor XLPE e comprimento de 175 m, instalado em canaleta fechada ou adotando um condutor de PVC de capacidade equivalente. A instalação opera 13 horas ao dia durante 22 dias ao mês. A indústria é do grupo tarifário convencional. Adotar uma taxa de juro de 2% ao mês.

a) Condutor de isolação PVC (70°C)

- Seção

$$I_{cac} = 210 \text{ A} \rightarrow S_{nc} = 150 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 230 \text{ A}$$

- Carregamento

$$R_i = \frac{210}{230} = 0{,}91 \rightarrow T = 65°\text{C (Tabela 15.12)}$$

- Fator de correção da resistência

$$T = 65°\text{C} \rightarrow F_{cr} = 1{,}177 \text{ (valor interpolado da Tabela 15.11)}$$

- Perda ôhmica de potência no condutor

$$P_{ca} = \frac{3 \times \text{R} \times F_{cr} \times I^2}{1.000}$$

$$P_{ca} = \frac{3 \times 0{,}150\ \Omega/\text{km} \times 1{,}177 \times 0{,}175 \text{ km} \times 210^2}{1.000}$$

$$P_{ca} = 4 \text{ kW}$$

- Perda ôhmica de energia no condutor

$$E = P_{ca} \times T = 4 \times 13 \times 22 = 1.144 \text{ kWh/mês}$$

- Custo mensal de energia (tarifa convencional A4)

$$C_{150} = 4 \times \text{US\$ } 4{,}19/\text{kW} + 1.144 \times \text{US\$ } 53{,}07/1.000 \text{ kWh}$$
$$C_{150} = \text{US\$ } 77{,}47$$

Os valores das tarifas podem ser obtidos no Capítulo 1, Tabela 1.11

b) Condutor de isolação XLPE ou EPR 90°C

- Seção

$$I_{cac} = 210 \text{ A} \rightarrow S_{nc} = 95 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 211 \text{ A}$$

- Carregamento

$$R_i = \frac{210}{211} = 0{,}99 \rightarrow T = 90°\text{C (Tabela 15.12)}$$

- Fator de correção da resistência

$$T = 90°\text{C} \rightarrow F_{cr} = 1{,}275$$

- Perda ôhmica de potência no condutor

$$P_{ca} = \frac{3 \times R \times F_{cr} \times I^2}{1.000}$$

$$P_{ca} = \frac{3 \times 0{,}2352\ \Omega/\text{km} \times 1{,}275 \times 0{,}175 \text{ km} \times 210^2}{1.000}$$

$$P_{ca} = 6{,}9 \text{ kW}$$

- Perda ôhmica de energia no condutor

$$E = P_{ca} \times T = 6{,}9 \times 13 \times 22 = 1.973 \text{ kWh/mês}$$

- Custo mensal de energia (tarifa convencional A4)

$$C_{95} = 6{,}9 \times \text{US\$ } 4{,}19/\text{kW} + 1.973 \times \text{US\$ } 53{,}07/1.000 \text{ kWh}$$
$$C_{95} = \text{US\$ } 133{,}61$$

c) Diferença mensal na fatura

$$\Delta C = 133{,}61 - 77{,}47 = \text{US\$ } 56{,}14$$

d) Diferença de investimentos

- Preço do cabo instalado de 150 mm²/PVC: US$ 8,43/m
- Preço do cabo instalado de 95 mm²/XLPE: US$ 7,93/m

$$P_c = (8{,}43 - 7{,}93) \times 175 \text{ m} \times 3 = \text{US\$ } 262{,}50$$

e) Tempo de retorno do investimento

De acordo com a planilha de cálculo da Tabela 15.14, o tempo de retorno do investimento é de cinco meses, conforme visto na Figura 15.5.

O gráfico da Figura 15.5, originário da Tabela 15.4, permite também determinar o tempo do retorno do investimento, que é de pouco mais que cinco meses.

TABELA 15.14
Cálculo do Valor Presente Líquido

Cálculo do VPL (Mensal)							
Investimento (US$)							**262,00**
Taxa de Juros Mensais (2%)							**1,0200**
Mês	**Condutor de XLPE**		**Condutor PVC**		**Receitas (US$)**	**Fluxo Atualizado (US$)**	**Fluxo Acumulado (US$)**
	Energia Consumida (US$)	**O&M (US$)**	**Energia Consumida (US$)**	**O&M (US$)**			
1	133,61	0,00	77,47	0,00	56,14	55,04	55,04
2	133,61	0,00	77,47	0,00	56,14	53,96	109,00
3	133,61	0,00	77,47	0,00	56,14	52,90	161,90
4	133,61	0,00	77,47	0,00	56,14	51,86	213,77
5	133,61	0,00	77,47	0,00	56,14	50,85	264,61
6	133,61	0,00	77,47	0,00	56,14	49,85	314,46
7	133,61	0,00	77,47	0,00	56,14	48,87	363,34
8	133,61	0,00	77,47	0,00	56,14	47,91	411,25
9	133,61	0,00	77,47	0,00	56,14	46,98	458,23
10	133,61	0,00	77,47	0,00	56,14	46,05	504,28

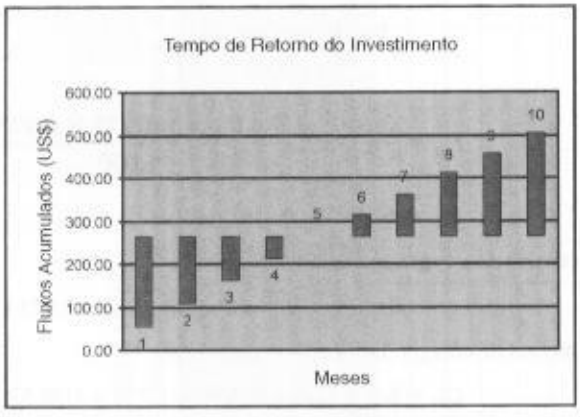


FIGURA 15.5
Tempo de retorno do investimento

15.3.3 Correção do Fator de Potência

Em todo estudo de eficiência energética de uma instalação é de fundamental importância o controle do fator de potência, cujo assunto foi tratado no Capítulo 4.

15.3.4 Motores Elétricos

Os motores elétricos numa instalação industrial consomem, em média, 75% da energia demandada. Por isso, devem ser motivo de avaliações periódicas para determinar se estão operando na faixa de melhor desempenho. Em geral, para motores de potência nominal não superior a 100 cv são válidas as seguintes informações constatadas pelos catálogos dos fabricantes:

- quanto maior a sua potência nominal, mais elevado é o seu rendimento máximo;
- os motores, em geral, operam com o seu rendimento máximo quando carregados a 75% da sua potência nominal;
- os motores que operam com uma taxa de carregamento igual ou inferior a 50% de sua potência nominal apresentam um rendimento acentuadamente declinante;
- os motores que operam com uma taxa de carregamento igual ou superior a 75% de sua potência nominal apresentam um rendimento próximo a seu rendimento máximo.

A especificação, a utilização e os cuidados com os motores elétricos podem resultar na eliminação ou redução dos desperdícios de energia elétrica, ou seja:

- substituir os motores elétricos que operam com carga inferior a 60% de sua capacidade nominal (relação entre a potência útil e a potência nominal);
- instalar inversores nos motores elétricos de indução que operam por um longo período de tempo com carga de potência variável, tais como ventiladores, compressores etc;
- instalar inversores nos motores utilizados nas estações de tratamento de esgoto nos períodos de baixo consumo.

A Figura 15.6 mostra a característica de desempenho de um motor elétrico de indução 175 cv/IV pólos, tipo *standard*. Já a Figura 15.7 mostra a curva de desempenho de um motor de 50 cv/IV pólos, do tipo alto rendimento.

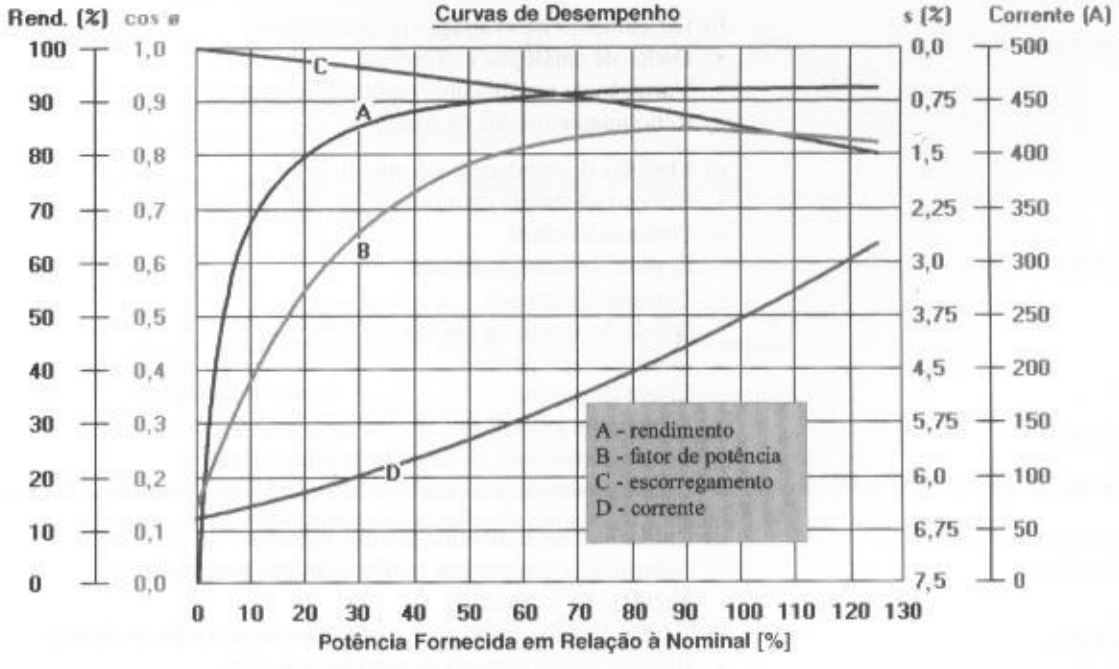


FIGURA 15.6
Curva de desempenho do motor de 175 cv/IV pólos

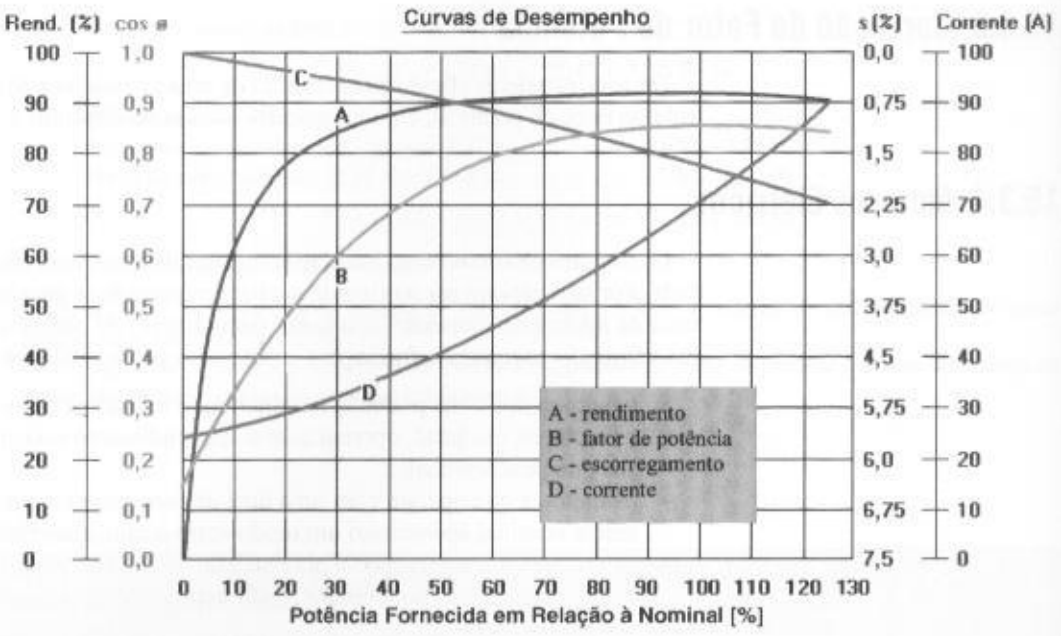


FIGURA 15.7
Curva de desempenho do motor alto rendimento de 50 cv/IV pólos

Para se determinar o potencial de economia de energia elétrica que pode ser obtida na operação dos motores elétricos seguir a orientação.

a) Avaliação do desperdício de energia elétrica
- Baixa qualidade da energia fornecida
- Dimensionamento inadequado do motor
- Tensão elétrica inadequada
- Utilização inadequada do motor
- Condições operativas inadequadas
- Condições de manutenção inadequadas
- Baixo fator de potência do motor
- Transmissão motor-máquina desajustada
- Temperatura ambiente elevada

b) Dificuldades de avaliação de desperdícios
- Dados de catálogos incorretos
- Variação de rendimentos entre fabricantes
- Rebobinamento dos motores

c) Medidas de combate ao desperdício
- Seleção adequada do motor relativamente à:
  - Potência nominal
  - Regime de funcionamento
  - Corrente de partida
  - Queda de tensão na partida
  - Conjugado de partida
  - Chave de partida
  - Temperatura ambiente
- Dimensionamento do circuito de alimentação
  - Dimensionamento econômico dos condutores, conforme Seção 15.3.2.

d) Cuidados com a substituição dos motores
- Substituição sempre por motores de alto rendimento
- Verificação da rotação
- Verificação das tensões de placa comparadas com as da rede
- Verificação do número de partidas por hora
- Regime de funcionamento do motor
- Capacidade da chave de partida

- Capacidade do condutor de alimentação
- Redimensionamento da proteção

e) Potencial de economia dos motores

Para se determinar o potencial de economia dos motores elétricos de uma instalação específica, devem-se implementar os seguintes procedimentos:

- Listar os motores de maior potência nominal
  - Potência nominal
  - Tensão de operação
  - Conjugado de partida
  - Regime de operação
- Medir a corrente nas condições normais de trabalho
- Analisar a curva de desempenho do motor
  - Fator de potência
  - Rendimento para a corrente medida

O potencial de economia de energia elétrica pode ser analisado em três diferentes situações operacionais do motor, ou seja:

15.3.4.1 Avaliação da substituição de motores do tipo *standard* em subcarga

Neste caso, foi constatado que o motor em operação era do tipo *standard* e operava com carga visivelmente inferior à sua capacidade nominal. Esse motor deverá ser substituído por motor de alto rendimento com potência adequada à carga.

O potencial de economia pode ser obtido de acordo com o roteiro de cálculo que se segue:

a) Análise operacional do motor existente (motor *standard*)

- Cálculo da relação de subcarga

$$\Delta I\% = \frac{I_{op1}}{I_{nm1}} \tag{15.4}$$

I_{op1} – corrente operacional (de trabalho) do motor *standard*, em A;
I_{nm1} – corrente nominal do motor *standard*, em A.

- Cálculo da potência ativa do motor *standard*

$$P_{a1} = \sqrt{3} \times V_{op} \times I_{op1} \times \cos\psi \quad \text{(kW)} \tag{15.5}$$

V_{op} – tensão de operação, em V;
ψ – ângulo de fator de potência.

- Cálculo da energia mensal consumida pelo motor ao mês
  - Fora de ponta de carga

$$E_{1p} = P_{a1} \times N_{hfd} \times N_{dm} \text{ (kWh)} \tag{15.6}$$

N_{hfd} – número de horas de funcionamento por dia fora de ponta;
N_{dm} – número de dias por mês de funcionamento do motor.

  - Na ponta de carga

$$E_{1p} = P_{a1} \times 66 \text{ (kW)} \tag{15.7}$$

Como alternativa, pode-se determinar o custo médio mensal, com base nos valores de tarifa horo-sazonais, como mostra a planilha de cálculo da Tabela 15.16.

- cálculo da potência útil do motor

$$P_{u1} = \frac{P_{a1} \times \eta_1}{0,736} \text{ (cv)} \tag{15.8}$$

η_1 – Rendimento do motor

- Relação entre a potência útil e a potência nominal

$$\Delta I_{un} = \frac{P_{u1}}{P_{nm1}} \tag{15.9}$$

Se $\Delta I_{un} \geq 0{,}60 \rightarrow$ não existe potencial de economia de energia elétrica e, portanto, não se deve prosseguir na análise.

Se $\Delta I_{un} < 0{,}60 \rightarrow$ existe potencial de economia de energia elétrica.

b) Seleção da potência nominal do novo motor de alto rendimento

$$P_{nm2} = (1{,}1 \text{ a } 1{,}3) \times P_{u1} \text{ (cv)} \tag{15.10}$$

- Cálculo da relação de subcarga do motor de alto rendimento

$$\Delta I\% = \frac{I_{op2}}{I_{nm2}} \tag{15.11}$$

I_{op2} – corrente operacional do motor de alto rendimento, em A; o valor dessa corrente é determinado através do gráfico de desempenho do motor, conforme Figura 15.7.

I_{nm2} – corrente nominal do motor de alto rendimento, em A.

- Cálculo da potência ativa do motor de alto rendimento

$$P_{a2} = \sqrt{3} \times V_{op} \times I_{op2} \times \cos\psi \quad \text{(kW)} \tag{15.12}$$

- Cálculo da redução da potência ativa com o novo motor

$$\Delta P_a = P_{a1} - P_{a2}$$

- Cálculo da energia consumida pelo mês

– Fora de ponta de carga

$$E_{2fp} = P_{a2} \times N_{hfpd} \times N_{dm} \text{ (kWh)} \tag{15.13}$$

– Na ponta de carga

$$E_{2p} = P_{a2} \times 66 \tag{15.14}$$

Como alternativa, pode-se determinar o custo médio mensal, com base nos valores de tarifa sazonais, como mostra a planilha de cálculo da Tabela 15.17.

- Cálculo da redução do custo da fatura mensal

$$\Delta C = CE_1 - CE_2 \tag{15.15}$$

CE_1 – custo médio da energia do motor *standard*, dado na planilha de cálculo da Tabela 15.16;

CE_2 – custo médio da energia do motor de alto rendimento, dado na planilha de cálculo da Tabela 15.17.

- Determinação do tempo de retorno do investimento

Aplicar a planilha de cálculo que determina o Valor Presente Líquido.

Durante o levantamento em campo dos motores que devem ser estudados para determinar a economicidade de sua substituição pode ser utilizada a planilha da Tabela 15.15.

Deve-se considerar como econômico, para fins práticos de mercado, um tempo de retorno de investimento não superior a cinco anos.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.5)

Calcular o potencial de economia encontrado na operação de um motor elétrico antigo, sem valor comercial, tipo *standard*, com potência nominal de 175 cv/380 V/IV pólos, instalado numa indústria trabalhando em subcarga. Simular a substituição deste motor por outro de menor potência e alto rendimento, sabendo-se que o seu regime de funcionamento é S1. O consumidor é do grupo tarifário horo-sazonal azul, segmento A4. A indústria trabalha 24 horas durante 30 dias ao mês.

- Corrente medida nos terminais do motor: 81,5 A
- Tarifas de energia pagas pela indústria (tarifa azul)
  - Demanda fora do período de ponta: US$ 3,23/MW
  - Demanda no período de ponta: US$ 9,81/MW
  - Consumo no período de ponta seco: US$ 65,31/MWh
  - Consumo fora período de ponta seco: US$ 31,73/MWh
  - Consumo no período de ponta úmido: US$ 60,24/MWh
  - Consumo fora período de ponta úmido US$ 28,08/MWh
- Preço do motor *standard*: US$ 150,00 (valor depreciado)
- Características de placa do motor *standard* de 180 cv
  - Corrente nominal: 255 A
  - Fator de potência nominal: 0,85 (a 100% da potência nominal)
  - Rendimento nominal: 92,7 (a 100% da potência nominal)
- Taxa anual de juros: 16%

a) Cálculo da relação de subcarga do motor *standard*

$$\Delta I\% = \frac{81,5}{255} \times 100 = 31,9\%$$

- Fator de potência: 0,66 para 31,9% de carregamento (gráfico do motor visto na Figura 15.6)
- Rendimento: 0,85 para 31% de carregamento (gráfico do motor visto na Figura 15.6)

a) Cálculo da potência ativa do motor *standard*

$$P_a = \sqrt{3} \times V_{ap} \times I_{ap} \times \cos\psi$$
$$P_{a1} = \sqrt{3} \times 0,38 \times 81,5 \times 0,66 = 35,4 \text{ kW}$$

b) Energia mensal consumida
- Fora da hora de ponta

$$CE_{1fp} = 35,4 \times 21 \times 30 + 35,4 + 4 \times 2 \times 24 = 29.098 \text{ kWh} = 29,0 \text{ MWh}$$

O valor ($35,4 \times 4 \times 2 \times 24$) corresponde à energia mensal consumida aos sábados e domingos

- Hora de ponta

$$CE_{1p} = 35,4 \times 66 = 2.336 \text{ kWh} = 2,3 \text{ MWh}$$

c) Cálculo da potência útil do motor

$$P_{u1} = \frac{P_{a1} \times \eta_1}{0,736} = \frac{35,4 \times 0,85}{0,736} = 40,8 \text{ cv}$$

d) Relação entre a potência útil e a potência nominal

$$R = \frac{P_u}{P_n} = \frac{40,8}{175} = 0,233$$

Para R inferior a 0,6 existe potencial de economia.

e) Seleção do motor de alto rendimento

$$P_{nm} = 1,2 \times P_{u1} = 1,2 \times 40,8 \times 48,9 \text{ cv}$$

- Potência selecionada: 50 cv
- Corrente nominal: 71,2 A
- Rendimento: 0,93 (a 100% da potência nominal)
- Fator de potência: 0,85 (a 100% da potência nominal)
- Custo do motor: US$ 3.240,00 (preço do motor + instalação)

f) Relação de subcarga do motor de alto rendimento

$$\Delta C = \frac{40,8}{50} \times 100 = 81,6\%$$

g) Potência ativa do motor de alto rendimento

$$P_{a2} = \sqrt{3} \times 0,38 \times 58 \times 0,83 = 31,6 \text{ kW}$$

TABELA 15.15
Dados a serem levantados dos motores elétricos (exemplo numérico)

Levantamento de Dados dos Motores Elétricos							
Cliente:							
Unidade:							
Identificação do Motor:							
Item	**Dados**	**Unid.**	**Motor**				
			1	**2**	**3**	**4**	**5**
1	Quantidade	ud	1	1	5	1	3
2	Modelo	-	ND	ND	ND	ND	ND
3	Fabricante		WEG	WEG	WEG	WEG	WEG
4	Potência nominal	cv	30	5	2,5	10	50
5	Tensão nominal	V	440	440	440	440	440
6	Fator de serviço	-	1,15	ND	ND	ND	1,15
7	Freqüência nominal	Hz	60	60	60	60	60
8	Rotação nominal	rpm	1765	ND	1750	ND	ND
9	Conjugado nominal	Nm	ND	ND	ND	ND	ND
10	Conjugado de partida	x Cn	ND	ND	ND	ND	ND
11	Conjugado máximo	x Cn	ND	ND	ND	ND	ND
12	Condições de carga	%	ND	ND	ND	ND	ND
13	Fator de potência	-	0,83	ND	ND	ND	0,85
14	Rendimento	-	90,5	ND	ND	ND	92,5
15	Corrente nominal	A	18,5	ND	ND	ND	ND
16	Corrente de partida a 100% da tensão	A	ND	ND	ND	ND	ND
17	Corrente de partida a 60% e 80% da tensão	A	ND	ND	ND	ND	ND
18	Corrente com rotor bloqueado	A	ND	ND	ND	ND	ND
19	Potência de partida	kVA	ND	ND	ND	ND	ND
20	Tipo de ligação do estator	-	ESTRELA	ESTRELA	ESTRELA	ESTRELA	ESTRELA
21	Número de terminais do estator	Ud	3	3	3	3	3
22	Número de partidas permissíveis	Ud	NI	NI	NI	NI	NI
23	Tempo máximo permitido p/cada partida	s	NI	NI	NI	NI	NI
24	Classe de isolação	-	N	N	N	N	N
25	Elevação de temperatura c/FS 1,0	°C	ND	ND	ND	ND	ND
26	Elevação de temperatura c/FS 1,15	°C	ND	ND	ND	ND	ND
27	Normas gerais aplicadas	-	NBR7094	NBR7094	NBR7094	NBR7094	NBR7094
28	Tipo de proteção/refrigeração	-	IP 55	IP 56	IP 57	IP 58	IP 59
29	Tipo de construção	-	ND	ND	ND	ND	ND
30	Tipo de mancais	-	ROLAMENTO	ROLAMENTO	ROLAMENTO	ROLAMENTO	ROLAMENTO
31	Lubrificação dos mancais	-	GRAXA	GRAXA	GRAXA	GRAXA	GRAXA
32	Momento de inércia	kgf·m	ND	ND	ND	ND	ND
33	Sentido de rotação	-	HORÁRIO	HORÁRIO	HORÁRIO	HORÁRIO	ANTI -HOR
34	Peso aproximado	kg	160				
35	Número horas de operações por dia	-	24	24	24	24	24

(continua)

TABELA 15.15
Dados a serem levantados dos motores elétricos (exemplo numérico) *(continuação)*

Levantamento de Dados dos Motores Elétricos							
Cliente:							
Unidade:							
Identificação do Motor:							
Item	**Dados**	**Unid.**	**Motor**				
			1	**2**	**3**	**4**	**5**
36	Tempo de uso do motor	-					
	Menos de 1 ano	-				X	
	Mais de 1 ano e inferior a 5 anos	-	X	X	X		
	Igual ou superior a 5 anos	-					X
37	Estado de conservação do motor	-					
	Original	-					X
	Enrolado 1 vez	-	X				
	Enrolado mais de 1 vez	-		X	X	X	
38	Estado de conservação do CCM	-					
	Excelente	-					
	Bom	-		X	X	X	X
	Regular	-	X				
	Ruim	-					
39	Tipo de chave de partida	-					
	Contatora/relé térmico	-	X				X
	Disjuntor	-		X	X	X	
	Estrela-triângulo	-					
	Compensadora	-					
	Softstarter	-					X
40	Proteção contra curto-circuito	-					
	Fusível NH/TDZ	-	X				X
	Disjuntor termomagnético	-		X	X	X	
41	Proteção sobrecarga	-					
	Relé térmico	-	X				
	Disjuntor termomagnético	-		X	X	X	X
42	Valores das correntes de ajuste da proteção	-					
	Sobrecarga	-	32	5,8	ND	ND	63
	Curto-circuito	-	ND	ND	ND	ND	ND
NOTAS X - OPÇÃO APLICÁVEL ; NI - NÃO INFORMADO ; ND - NÃO DISPONÍVEL ; NC - NÃO CONFORMIDADE							

- Corrente de operação: 58 A (gráfico do motor visto na Figura 15.7)
- Fator de potência: 0,83 (gráfico do motor visto na Figura 15.7)
- Rendimento: 0,92 (gráfico do motor, visto na Figura 15.7)

h) Redução da potência ativa

$$\Delta P_a = P_{a1} - P_{a2}$$
$$\Delta P_a = 35{,}4 - 31{,}6 = 3{,}8 \text{ kW}$$

i) Energia mensal consumida
- Fora da hora de ponta

$$C_1 = 31{,}6 \times 21 \times 30 + 31{,}6 \times 4 \times 2 \times 24 = 25.975 \text{ kWh} = 25{,}9 \text{ MWh}$$

- Hora de ponta

$$C_1 = 31{,}6 \times 3 \times 22 = 2.085 \text{ kWh} = 2{,}0 \text{ MWh}$$

j) Redução de custo médio mensal na fatura de energia elétrica
- Operação com motor de 175 cv

CE_1 = US$ 1.488,27 (planilha de cálculo da Tabela 15.16)

- Operação com motor de 50 cv

CE_1 = US$ 1.328,51 (planilha de cálculo da Tabela 15.17)

k) Redução do custo da fatura mensal

$$\Delta F = 1.488{,}27 - 1.328{,}51 = \text{US\$ } 159{,}76/\text{mês}$$

TABELA 15.16
Custo de operação do motor de 175 cv

Custo Anual de Energia — Tarifa Azul									
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo		Demanda/Consumo	
Descrição	(US$/kW)	(US$/MWh)	(Horas/mês)	(Mês/ano)	(kW)	(kWh/mês)	(kWh/ano)	(US$/mês)	(US$/ano)
Demanda FP	3,230	-	-	12	35,4	-	-	114,34	1.372,10
Demanda P	9,810	-	-	12	35,4	-	-	347,27	4.167,29
Consumo FPS	-	31,73	286	7	-	29.098	203.686	923,28	6.462,96
Consumo PS	-	65,31	66	7	-	2.336	16.352	152,56	1.067,95
Consumo FPU	-	28,08	286	5	-	29.098	145.490	817,07	4.085,36
Consumo PU	-	60,24	66	5	-	2.336	11.680	140,72	703,60
Total anual							377.208	-	17.859,26
Total mensal (US$/mês)									1.488,27
Tarifa média mensal (US$/MWh)									47,35

TABELA 15.17
Custo de operação do motor de 50 cv

Custo Anual de Energia — Tarifa Azul									
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo		Demanda/Consumo	
Descrição	(US$/kW)	(US$/MWh)	(Horas/mês)	(Mês/ano)	(kW)	(kWh/mês)	(kWh/ano)	(US$/mês)	(US$/ano)
Demanda FP	3,230	-	-	12	31,6	-	-	102,07	1.224,82
Demanda P	9,810	-	-	12	31,6	-	-	310,00	3.719,95
Consumo FPS	-	31,73	286	7	-	25.975	181.825	824,19	5.769,31
Consumo PS	-	65,31	66	7	-	2.085	14.595	136,17	953,20
Consumo FPU	-	28,08	286	5	-	25.975	129.875	729,38	3.646,89
Consumo PU	-	60,24	66	5	-	2.085	10.425	125,60	628,00
Total anual							336.720	-	15.942,17
Total mensal (US$/mês)									1.328,51
Tarifa média mensal (US$/MWh)									47,35

l) Diferença entre o preço de um motor instalado de 50 cv e do motor retirado de 175 cv: US$ 3.090,00
m) Valor Presente Líquido

Com base nas receitas mensais calculadas no item *k* e no investimento inicial, pode-se determinar o tempo de retorno do referido investimento, através da planilha de cálculo da Tabela 15.18, que é de 2 anos. Já a Figura 15.8 identifica graficamente também o tempo de retorno do investimento.

Pode-se observar que é possível vender o motor de 175 cv com deságio para pagar o motor de 50 cv, anulando o valor do investimento.

TABELA 15.18
Tempo de retorno do investimento

Cálculo do VPL (Anual)							
Investimento (US$):							**3.090,00**
Taxa de Juros Mensais (16%)							**1,1600**
Ano	**Motor *standard***		**Motor alto rendimento**		**Receitas (US$)**	**Fluxos Atualizados (US$)**	**Fluxos Acumulados (US$)**
	Custo da Energia Consumida (US$)	**O&M (US$)**	**Custo da Energia Consumida (US$)**	**O&M (US$)**			
1	17.859,26	0,00	15.942,17	0,00	1.917,09	1.652,66	1.652,66
2	17.859,26	0,00	15.942,17	0,00	1.917,09	1.424,71	3.077,37
3	17.859,26	0,00	15.942,17	0,00	1.917,09	1.228,20	4.305,57
4	17.859,26	0,00	15.942,17	0,00	1.917,09	1.058,79	5.364,36
5	17.859,26	0,00	15.942,17	0,00	1.917,09	912,75	6.277,12

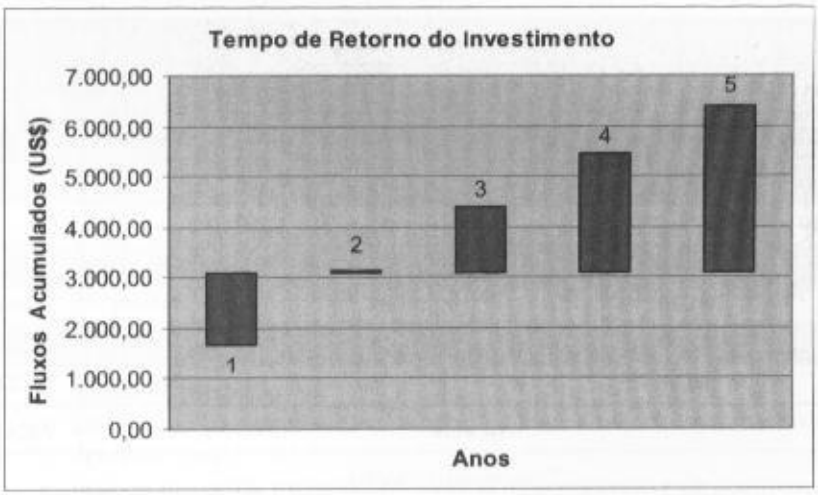


FIGURA 15.8
Tempo de retorno do investimento

15.3.4.2 Avaliação da substituição de motores *standard* com carga nominal por motores de alto rendimento

Neste caso, o motor em operação é do tipo *standard* e está adequadamente dimensionado para a carga acoplada ao seu eixo. No entanto, deve-se avaliar o benefício econômico-financeiro que se obtém ao substituir o motor do tipo *standard* por motor de alto rendimento de mesma potência nominal.

Observar, neste caso, que o investimento já foi realizado com aquisição do motor *standard*. Um novo investimento será realizado.

Para que se possa tomar uma decisão de substituir os motores do tipo *standard* é necessário determinar o tempo de retorno de investimento com a aquisição do motor de alto rendimento. A Equação (15.16) fornece o tempo de retorno de investimento, em anos.

$$T_r = \frac{C_{ar}}{0,736 \times P_{nm} \times N_{ha} \times C_{kwh} \times \left(\frac{100}{\eta_s} - \frac{100}{\eta_{ar}}\right)} \tag{15.16}$$

C_{ar} – custo do motor de alto rendimento, em R$ ou US$;
P_{nm} – potência nominal do motor, em cv;
N_{ha} – número médio de horas de operação do motor ao ano;
C_{kwh} – custo médio do valor da energia consumida pela indústria, em R$/kWh ou US$/MWh;
η_s – rendimento do motor *standard*;
η_{ar} – rendimento do motor de alto rendimento.

15.3.4.3 Avaliação de aquisição de motores *standard* ou de motores de alto rendimento

Neste caso, está-se avaliando a possibilidade de se adquirir um motor do tipo *standard* ou um motor de alto rendimento. Como se sabe, o custo de aquisição dos motores de alto rendimento é significativamente superior ao custo de aquisição dos motores do tipo *standard*. Assim, deve-se determinar o tempo de retorno do investimento, de acordo com a Equação (15.17).

$$T_r = \frac{C_{ar} - C_{ms}}{0,736 \times P_{nm} \times N_{ha} \times C_{kwh} \times \left(\frac{100}{\eta_s} - \frac{100}{\eta_{ar}}\right)} \tag{15.17}$$

C_{ms} – custo do motor *standard*, em R$ ou US$.

TABELA 15.19
Tarifa média

Custo Anual de Energia — Tarifa Azul									
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo		Demanda/Consumo	
Descrição	(US$/kW)	(US$/MWh)	(Horas/mês)	(Mês/ano)	(kW)	(kWh/mês)	(kWh/ano)	(US$/mês)	(US$/ano)
Demanda FP	3,230	-	-	12	1.400	-	-	4.522,00	54.264,00
Demanda P	8,810	-	-	12	1.200	-	-	10.572,00	126.864,00
Consumo FPS	-	31,73	-	7	-	76.300	534.100	2.421,00	16.946,99
Consumo PS	-	65,31	-	7	-	742.400	5.196.800	48.486,14	339.403,01
Consumo FPU	-	28,08	-	5	-	76.300	381.500	2.142,50	10.712,52
Consumo PU	-	60,24	-	5	-	742.400	3.712.000	44.722,18	223.610,88
Total anual							9.824.400	-	771.801,40
Total mensal (US$/mês)									64.316,78
Tarifa média mensal (US$/MWh)									78,56

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.6)

Uma indústria deseja adquirir 10 motores de 100 cv/380 V. Os motores devem operar a plena carga durante 24 horas. A indústria não opera aos sábados e domingos. Os consumos e demandas médios dos últimos seis meses são:

- Demanda faturada fora da ponta de carga: 1.400 kW
- Demanda faturada na hora de ponta de carga: 1.200 kW
- Consumo de energia fora da ponta de carga: 742.400 kWh
- Consumo de energia na hora de ponta de carga: 76.300 kWh

Avaliar se é economicamente interessante adquirir os motores do tipo *standard* ou motores de alto rendimento. O tempo de operação anual do motor é de 6.480 horas. O custo de aquisição do motor de 100 cv/IV pólos/380 V do tipo *standard* é de US$ 3.100,00. Já o custo de aquisição do motor de alto rendimento equivalente é de US$ 4.430,00.

- Determinação da tarifa média da indústria

O custo médio da energia pode ser determinado segundo a Tabela 15.19.

$$T_r = \frac{C_{ar} - C_{as}}{0,736 \times P_{aw} \times N_{hc} \times C_{kWh} \times \left(\frac{100}{\eta_s} - \frac{100}{\eta_{ar}}\right)} = \frac{4.430 - 3.100}{0,736 \times 100 \times 6.480 \times \frac{78,56}{1.000}\left(\frac{100}{92,5} - \frac{100}{94,5}\right)}$$

T_r = 1,5 ano (18 meses)
η_s = 92,5 (catálogo do fabricante WEG)
η_{ar} = 94,5 (catálogo do fabricante WEG)

Com a taxa de retorno de investimento em 18 meses conclui-se que é viável adquirir os motores de alto rendimento.

15.3.5 Consumo de Água

15.3.5.1 Desperdício de água e energia

Os vazamentos de água ao longo da tubulação são responsáveis por um excessivo consumo desse líquido nas instalações industriais. Como conseqüência, o motor da bomba d'água necessita trabalhar além do normal para compensar o volume d'água desperdiçado no sistema hidráulico e na reservação, aumentando o consumo de energia elétrica. Nesse caso, haverá tanto desperdício de água quanto de energia elétrica, onerando, conseqüentemente, os custos operacionais da instalação.

Quanto maior for o consumo de água desperdiçada na instalação consumidora, maior será o volume necessário de água nas estações de tratamento, as chamadas ETAs e o uso de material de tratamento.

Assim, é necessário que os responsáveis pela manutenção monitorem periodicamente toda tubulação de água para descobrir vazamentos e façam os reparos necessários.

Para que os custos operacionais com o consumo de água e energia elétrica sejam racionalizados, podem ser adotadas as seguintes instruções:

a) Recomendações aos responsáveis pela manutenção
- as áreas ajardinadas devem receber a quantidade de água apenas necessária para preservar a vida das plantas. Os excessos e falta de água são desaconselhados e prejudicam as plantas;
- não usar a mangueira de água para remover a sujeira em calçadas, pátios etc. Usar, neste caso, a vassoura;
- não usar a mangueira com água corrente. Usar apenas a quantidade de água necessária à limpeza da área;
- inspecionar rotineiramente as conexões das tubulações de água quente e água fria das máquinas da produção;
- inspecionar rotineiramente os tanques de água bruta e tratada, além dos *boilers* ou aquecedores de água;
- realizar inspeções rotineiras no sistema de suprimento e de distribuição de água;
- regular a válvula de descarga dos vasos sanitários.

b) Recomendações aos funcionários burocráticos e de chão de fábrica
- manter bem fechadas as torneiras, de forma a evitar que pinguem continuamente;
- comunicar aos responsáveis pela manutenção a existência de vazamentos em torneiras diversas, chuveiros, conexões, vasos sanitários etc.;
- as máquinas de lavar roupa, louça etc. devem ser utilizadas com sua capacidade máxima.
- dar atenção aos vazamentos no sistema de água quente para evitar concomitantemente a perda de água, a perda de gás e, finalmente, a perda de energia elétrica;
- acionar, minimamente, as válvulas dos aparelhos sanitários;
- não deixar a torneira aberta enquanto escovar os dentes ou fazer a barba;
- deve ser mínimo o tempo de banho.

15.3.5.2 Identificação de vazamentos no sistema de suprimento e de distribuição

Em qualquer instalação industrial existem dois tipos de vazamentos: vazamentos visíveis e vazamentos não visíveis.

Os vazamentos visíveis ocorrem com maior freqüência nas torneiras, conexões com as máquinas, chuveiros, bidês e no extravasor das caixas d'água cuja bóia não funciona adequadamente. Nos sistemas industriais de maior porte existem controles através de sensores elétricos em alguns pontos importantes do sistema hidráulico.

Os vazamentos não visíveis normalmente são de difícil identificação. Esses vazamentos ocorrem, em geral, nos vasos sanitários (pequenos vazamentos) ou nos reservatórios ao nível do solo ou subterrâneos.

Para orientar as equipes de manutenção seguem algumas recomendações.

a) Realização de teste em reservatórios construídos no solo

Utilizar a Figura 15.9 para a realização do teste de vazamento:

- abrir o registro do hidrômetro;
- fechar o registro de limpeza e o de saída do reservatório;
- vedar a entrada de água, fechando a bóia através de um fio ou barbante;
- desligar a bomba de recalque, evitando conduzir água para o reservatório superior;
- medir o nível da água no reservatório através de uma tira de madeira ou outro material que possa identificar a marca d'água;
- após cerca de três horas, em média, medir novamente o nível da água no reservatório. Para reservatórios muito grandes esperar pelo menos cinco horas para realizar a referida medição;
- comparando os dois níveis medidos pode-se concluir se houve vazamento no reservatório;
- caso confirmado, verificar se o vazamento ocorreu por trinca no reservatório ou nos pontos de saída e entrada de tubulação.

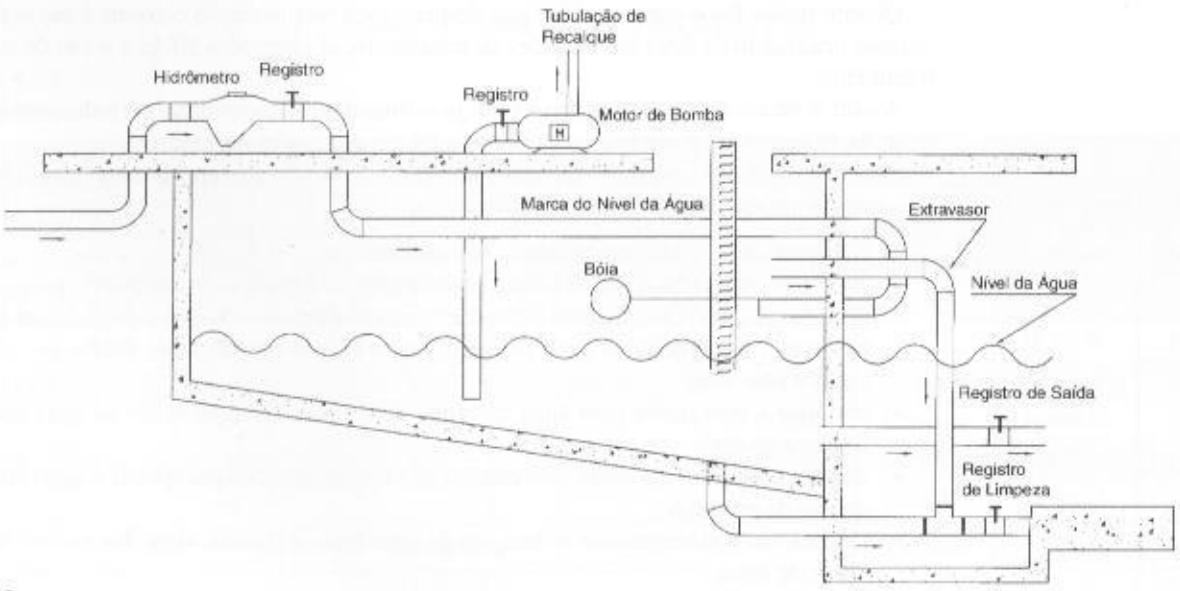


FIGURA 15.9
Teste de vazamento

b) Realização de teste em aparelhos sanitários

Existem vários testes que podem ser aplicados. Seguir a orientação de um teste bastante simples auxiliado pela Figura 15.10, ou seja:

- acionar a botão de descarga, para deixar o nível da água no seu nível normal;
- através de um marcador de tinta, traçar uma marca no interior do aparelho sanitário, ligeiramente acima do nível da água, conforme Figura 15.10 (a);
- através de um recipiente, retirar cerca da metade do volume de água do fundo do aparelho sanitário, conforme Figura 15.10 (b);
- esperar cerca de 30 minutos;

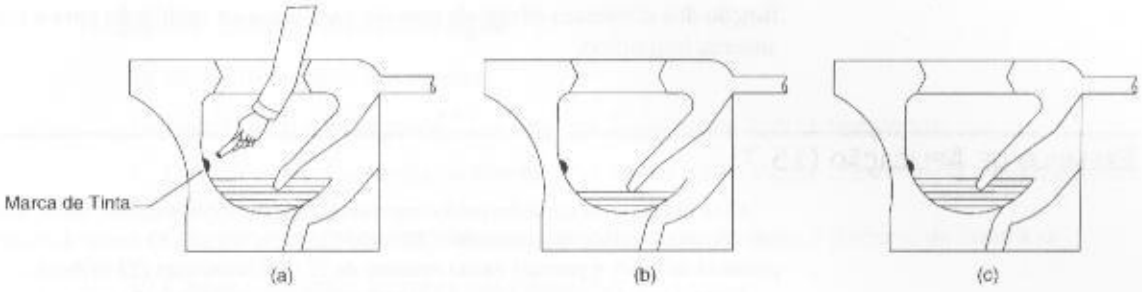


FIGURA 15.10
Teste de vazamento em aparelhos sanitários

- observar se o nível da água elevou-se e atingiu a marca anteriormente realizada;
- se a água subiu de nível, concluir que o aparelho sanitário permite o vazamento de água. Caso contrário, o aparelho está funcionando normalmente;
- em caso de vazamento, verificar se a válvula de descarga está danificada.

15.3.5.3 Quantificação das perdas de água e energia elétrica devido aos vazamentos

Para que se possa quantificar os desperdícios de água e energia elétrica numa unidade consumidora sujeita a vazamentos utilizar as Tabelas 15.20 e 15.21. A Tabela 15.20 fornece o desperdício de água em função do gotejamento nas torneiras e registros ou aberturas dos mesmos permitindo a passagem de um fio de água corrente. Já a Tabela 15.21 fornece o desperdício de água em

TABELA 15.20
Desperdício de água através de orifício à pressão atmosférica – PROCEL

Desperdício de Água		
Condições	**Média Diária**	**Média Mensal**
Gotejando	46 litros	1.380 litros ou 1,38 m^3
Abertura de 1 mm	2.068 litros	62.040 litros ou 62,04 m^3
Abertura de 2 mm	4.512 litros	135.360 litros ou 135,36 m^3
Abertura de 6 mm	16.400 litros	492.000 litros ou 492,00 m^3
Abertura de 9 mm	25.400 litros	762.000 litros ou 762,00 m^3
Abertura de 12 mm	33.984 litros	1.019.520 litros ou 1.019,52 m^3

TABELA 15.21
Desperdício de água através de orifício em função da pressão (pressão: 5 kg/cm^2) – PROCEL

Diâmetro do Orifício	Vazamento (litros)		m^3 por	
(mm)	**(minutos)**	**(hora)**	**(dia)**	**(mês)**
0,5	0,33	20	0,48	14,4
4	14,8	890	21,4	644
7	39,3	2.360	56,8	1.700
Percentual do Volume dos Vazamentos Acima Mencionados com as Diversas Pressões				
1 kg/cm^2 - 45%		6 kg/cm^2 - 110%		
2 kg/cm^2 - 63%		7 kg/cm^2 - 118%		
3 kg/cm^2 - 77%		8 kg/cm^2 - 127%		
4 kg/cm^2 - 89%		9 kg/cm^2 - 134%		
5 kg/cm^2 - 100%		10 kg/cm^2 - 141%		

função dos diferentes níveis de pressão existentes na tubulação para a condição de vazamento no sistema hidráulico.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.7)

Uma indústria de tamanho médio apresenta, em condições normais, isto é, sem existência de vazamento, um consumo mensal em torno de 3.500.000 litros (3.500 m³). O motor da bomba de recalque possui uma potência de 10 cv e permite vazão máxima de 22.000 litros/hora (22 m³/hora).

Determinar o consumo mensal e o percentual de desperdício de energia elétrica em condições normais (sem vazamento) e nas condições de vazamento no sistema hidráulico, nas seguintes hipóteses:

- Em 10 pontos do sistema hidráulico observou-se gotejamento de registros e conexões da tubulação de água com as máquinas.
- Foram encontrados 5 aparelhos sanitários com vazamento de água, correspondente aproximadamente a 1 mm de abertura.

a) Instalação em condições normais de funcionamento (sem vazamento)

- Tempo de operação do motor da bomba

$$T_{opm} = \frac{C_{me}}{Q_m} = \frac{\dfrac{3.500\ \text{m}^3}{\text{mês}}}{\dfrac{22\ \text{m}^3}{\text{hora}}} = 159\ \text{horas/mês}$$

C_{me} – consumo de água mensal, em $\dfrac{\text{m}^3}{\text{mês}}$;

Q_m – quantidade de água bombeada (vazão) pela bomba, em $\dfrac{\text{m}^3}{\text{mês}}$.

- Consumo mensal de energia da bomba

$$C_{kWhm} = P_{mn} \times T_{opm} = 10 \times 0{,}736 \times 159 = 1.170\ \text{kWh/mês};$$

P_{mn} – potência nominal do motor da bomba, em cv.

b) Instalação em condição de vazamento

- Cálculo do desperdício de água
- 1 registro gotejando → 1.380 litros/mês (Tabela 15.20)
- 1 aparelho sanitário vazando → 62.040 litros/mês (Tabela 15.20)

$$C_{at} = N_{tor} \times C_{tor} + N_{apr} \times C_{apr} = 10 \times 1.380 + 5 \times 62.041 = 324.000\ \text{litros/mês}$$

N_{tor} – número de registros gotejando;
C_{tor} – consumo mensal de cada torneira devido ao desperdício, em litros/mês;
N_{apr} – número de aparelhos sanitários com vazamento;
C_{apr} – consumo de cada aparelho sanitário devido ao desperdício.

- Cálculo do consumo adicional de água devido ao desperdício

$$C_{ada} = \frac{C_{at}}{Q_m} = \frac{\dfrac{324.000\ \text{litros}}{\text{mês}}}{\dfrac{22\ \text{m}^3}{\text{mês}}} = \frac{\dfrac{324\ \text{m}^3}{\text{mês}}}{\dfrac{22\ \text{m}^3}{\text{mês}}} = 14{,}7\ \text{horas/mês}$$

C_{ada} – consumo adicional de água.

- Cálculo do consumo adicional de energia elétrica devido ao desperdício de água

$$C_{ade} = P_{mn} \times 0{,}736 \times C_{ada} = 10 \times 0{,}736 \times 14{,}7 = 108{,}2\ \text{kWh/mês}$$

- Cálculo do percentual de desperdício de energia elétrica

$$D_e\% = \frac{108{,}2}{1.170} \times 100 = 9{,}2\%$$

15.3.5.4 Bombeamento de água

a) Aspectos técnicos das bombas

De acordo com a Equação (6.2), podem ser feitos os seguintes comentários:

- Quanto maior a potência da bomba (P_b), maior será a vazão, conservando a mesma altura manométrica (H);
- Quanto maior for a altura manométrica (H), maior deve ser a potência da bomba (P_b).

b) Causas das perdas de carga nas tubulações
- Excesso de curvas
- Turbulência no sistema hidráulico
- Alteração na velocidade do líquido

c) Plano de manutenção

Deve-se considerar como medida mitigadora dos desperdícios de água o reparo permanente dos pontos de vazamento da rede hidráulica. Porém, outras medidas práticas devem ser adotadas para reduzir esses desperdícios, ou seja:

- verificar se o conjunto motor-bomba está adequado às necessidades da indústria;
- utilizar motor de alto rendimento;
- verificar se as pás rotóricas apresentam alto índice de corrosão;
- verificar se há vibração no funcionamento do motor;
- manter os filtros do sistema hidráulico sempre limpos;
- evitar o consumo desnecessário de água;
- verificar se há válvulas de bloqueio na tubulação e se esta está parcialmente fechada;
- verificar se há possibilidade de reduzir o número de acessórios existente na tubulação;
- verificar se a tubulação está com diâmetro adequado, para evitar perdas hidráulicas e, conseqüentemente, o consumo de energia elétrica;
- eliminar (se existir) o sistema de entrada intencional de ar na tubulação como recurso para reduzir a vazão;
- eliminar (se existir) a redução concêntrica da tubulação, evitando o turbilhonamento do fluxo de água na entrada da bomba, reduzindo o rendimento.

15.3.6 Climatização

De uma forma geral, os sistemas de climatização provocam grandes desperdícios de energia elétrica nas instalações industriais e comerciais, independentemente se são utilizados aparelhos do tipo janeleiro ou sistemas centralizados.

Atualmente, o PROCEL tem incentivado muito a eficiência de unidades de climatização. Os aparelhos comercializados com selo PROCEL apresentam uma taxa média de 0,95 kW/10.000 BTU contra uma taxa média de 1,35 kW/10.000 BTU de aparelhos um pouco mais antigos, permitindo, assim, um ganho de eficiência de cerca de 30%. Esse ganho já viabiliza economicamente a substituição dos aparelhos antigos por aparelhos certificados pelo PROCEL, dependendo do tempo de utilização diário.

Para melhor compreensão serão definidos alguns termos básicos relativamente aos sistemas de climatização, ou seja:

a) Circuitos de condensação

É constituído pelos equipamentos empregados no arrefecimento do fluido frigorígeno (por exemplo, amônia) no condensador do sistema, tais como bombas, torres de resfriamento, instrumentos, dispositivos etc.

b) Circuito de água gelada

É constituído pelos equipamentos de circulação de água gelada, tais como bombas, instrumentos, dispositivos, tubulação e *fan-coils*.

c) Circuito de distribuição de ar

É constituído pelos equipamentos utilizados na circulação do ar tratado, tubulações e os diversos elementos para insuflamento, tais como o retorno de ar e admissão de ar do meio exterior.

Para reduzir os desperdícios de energia elétrica adotar as seguintes orientações:

15.3.6.1 Medidas de implementação a curto prazo

a) Aparelho de ar condicionado tipo janeleiro

- utilizar somente aparelhos de ar condicionado certificados pelo PROCEL;
- evitar a entrada do ar exterior no ambiente climatizado, mantendo as portas e janelas sempre fechadas;
- limpar periodicamente os filtros do aparelho para melhorar o rendimento e higienizar o ar circulante;
- evitar que áreas climatizadas fiquem expostas ao sol para impedir o aumento da carga térmica; para tanto, utilizar cortinas, persianas ou película de proteção solar nas janelas;
- desligar o aparelho de ar condicionado quando não houver nenhuma pessoa no ambiente climatizado.
- evitar que a saída de ar do aparelho seja obstruído;
- manter a temperatura do ambiente climatizado em 23°C, que é a temperatura mais agradável para o ser humano;
- nos dias de frio manter funcionando apenas os ventiladores dos aparelhos de ar condicionado; proceder o mesmo para as centrais de climatização;
- desligar o aparelho de ar condicionado em ambientes não utilizados ou que fiquem longo tempo desocupados;
- designar um funcionário da empresa para desligar os aparelhos de ar condicionado em horários predefinidos, como, por exemplo, durante o horário de almoço.

b) Aparelho de ar condicionado tipo central

- verificar, periodicamente, se o termostato está em pleno funcionamento;
- verificar as condições dos condensadores das serpentinas;
- verificar se há incrustações nas superfícies dos trocadores de calor;
- verificar se há vazamento do fluido frigorígeno;
- verificar a perda de pressão nos trocadores de calor do equipamento de geração de frio;
- verificar se há vazamentos de água no circuito de condensação;
- realizar periodicamente a limpeza das serpentinas dos *fan-coils*;
- realizar periodicamente a limpeza das serpentinas de arrefecimento do ar, dos filtros de ar e dos ventiladores.

15.3.6.2 Medidas de implementação a médio prazo

- isolar termicamente as tubulações de ar das centrais de climatização para evitar a perda de calor (frio);
- tratar quimicamente a água de refrigeração;
- reparar janelas e portas quebradas ou fora de alinhamento;
- reparar fugas de ar, água e fluido refrigerante;
- evitar a circulação de ar condicionado nos reatores de lâmpadas fluorescentes e, se necessário, removê-los para outro ambiente.

15.3.6.3 Medidas de implementação a longo prazo

- elaborar estudos técnicos e econômicos para a implantação de um sistema de termoacumulação ou água gelada, onde é possível a sua utilização. O sistema de termoacumulação ou água gelada não reduz o consumo, apenas permite que os compressores do sistema de climatização não operem na hora da ponta de carga;
- em edificações antigas reavaliar o projeto de climatização adequando aos critérios mais modernos;
- dimensionar os aparelhos de ar condicionado utilizando a carga térmica do ambiente. Para pequenos ambientes, pode-se utilizar a Tabela 15.22;

TABELA 15.22
Dimensionamento de aparelhos de ar condicionado – PROCEL

Cálculo da Carga Térmica (BTU)									
Área (m^2)	Sombra o Dia Todo			Sol da Manhã			Sol da Tarde		
	Condição do Ambiente								
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
15	6.000	7.000	8.000	8.000	10.000	11.000	10.000	12.000	11.000
20	6.000	8.000	11.000	8.000	12.000	14.000	11.000	14.000	14.000
30	6.000	9.000	14.000	8.000	14.000	18.000	12.000	16.000	17.000
40	7.000	12.000	16.000	10.000	14.000	18.000	13.000	17.000	22.000
60	10.000	16.000	22.000	14.000	20.000	30.000	17.000	23.000	30.000
70	10.000	18.000	23.000	14.000	22.000	30.000	18.000	30.000	30.000
90	12.000	22.000	30.000	16.000	20.000	35.000	20.000	30.000	40.000

A – ambiente sob outro pavimento
B – ambiente sob telhado com forro
C – ambiente sob laje descoberta

- utilizar barreiras verdes (árvores) para proteger a edificação contra a entrada de raios solares nos ambientes dotados de janelas e portas de vidro.

A utilização dessa tabela remete às seguintes considerações:

- o cálculo da carga térmica com base da Tabela 15.22 considera a permanência de duas pessoas no ambiente. Deve-se acrescentar 600 BTU por hora para cada pessoa a mais presente no ambiente;
- para uma melhor distribuição do ar refrigerante nos grandes ambientes é prudente empregar dois ou mais aparelhos, cuja capacidade seja equivalente à encontrada na Tabela 15.22.

15.3.6.4 Centrais de climatização

- dimensionar as centrais de climatização nos casos em que os ocupantes dos ambientes beneficiados trabalhem em horários comuns. Para ambientes em que a ocupação ocorra em horário diferente do normal, prever a utilização de ar condicionado do tipo janeleiro.
- instalar e utilizar aparelhos do tipo janeleiro nos ambientes servidos por ar condicionado central, cujos ocupantes normalmente utilizam os referidos ambientes além do expediente normal. Nesse caso, a central de ar condicionado deve ser desligada;
- os compressores e *chillers* devem operar a plena carga;
- evitar o uso de ar condicionado em ambientes desocupados;
- eliminar penetração de ar falso nos dutos e ventiladores;
- utilizar somente centrais de climatização de alta eficiência;
- manter lubrificados os mancais dos motores e todas as partes móveis de acordo com as recomendações do fabricante;
- reduzir o fluxo de ar para todas as áreas ao nível mínimo aceitável;
- eliminar a existência de vazamentos de fluido refrigerante em torno de vedações, visores, tampas de válvulas, flanges, conexões, válvula de segurança de condensador e nas ligações da tubulação, válvulas e instrumentação;
- limpar periodicamente os ventiladores dos aparelhos;
- verificar as perdas em todas as juntas do compressor;
- manter limpa a torre de refrigeração para minimizar as quedas de pressão de ar e de água;

TABELA 15.23

Planilha de cálculo da energia atual consumida no sistema de climatização do tipo janeleiro

Levantamento e Análise dos Aparelhos de Ar Condicionado																							
Instituição: Responsável pelo Levantamento:																							
Local de Instalação do Aparelho	Área	Condicionador de Ar			Capacidade do Aparelho Janeleiro		Corr. Nom.	Condições de Uso do Aparelho			Condições de Instalação dos Aparelhos de Ar Condicionado					Medição		Fat. pot.	Dem.	Potência de Demanda	Tempo Operação		Energia Anual Consumida
																Tens.	Cp.						
	m²	Tipo	Procel	Quant	BTU	kW	A	Bom	Reg	Ruim	Prot.	Mold.	Isol. Térm.	Caixa	Func.	V	A	-	kVA	kW	H/d	D/m	kWh/ano
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Sala Operador	22,8	J	N	1	10.000	1,30	6,3		x		N	S	S	S	S	209	7,8	0,81	1,63	1,3	24	30	11.232
GPROD	25,2	J	N	1	10.000	1,30	6,3		x		S	S	S	S	S	220,5	5,9	0,81	1,30	1,1	10	22	3.432
Controle Administrativo	32,8	J	N	1	10.000	1,30	6,3		x		S	S	S	S	S	221,5	5,6	0,81	1,24	1,0	10	22	3.432
Treinamento	36,6	J	N	1	15.000	1,97	9,6		x		S	S	S	S	S	221,8	6,5	0,81	1,44	1,2	3	22	1.560
Treinamento		J	N	1	18.000	2,30	11,2			x	N	N	S	S	S	221,6	11,3	0,81	2,50	2,0	3	22	1.822
Controle de qualidade	60,5	J	N	1	10.000	1,30	6,3		x		S	S	S	N	S	222	8,2	0,81	1,82	1,5	24	30	11.232
Controle de qualidade		J	N	1	12.000	1,58	7,6		x		S	S	S	N	S	221	7,7	0,81	1,70	1,4	24	30	13.651
Controle Operacional	29,5	J	N	1	10.000	1,30	6,3		x		S	S	S	S	S	210,6	8	0,81	1,66	1,3	8	26	3.245
Chefia Oficina Eletrom.	10,25	J	N	1	7.500	0,98	4,7		x		S	S	S	S	S	220	5	0,81	0,99	0,8	8	26	2.446
TOTALIZAÇÃO				**9**		**13,33**	**64,6**										**65**		**14,29**	**11,6**			**52.052**

- verificar periodicamente o indicador de umidade e de água. Se a cor do refrigerante indicar "úmido", significa que há água no sistema;
- verificar periodicamente se há bolhas no fluxo do refrigerante, o que pode ser observado através do indicador de umidade e água. Isso indica que o sistema deve estar com refrigerante reduzido;
- verificar se o compressor está funcionando continuamente ou realiza paradas e partidas muito freqüentes, o que indica que há desajuste operacional;
- em regiões frias, instalar e operar um sistema de aeração natural que leve para os ambientes climatizados o ar exterior quando esse registrar uma temperatura inferior à temperatura do ar interior aos referidos ambientes, evitando que o mesmo passe pelo sistema de resfriamento dos aparelhos de ar condicionado;
- isolar os tubos, ligações e válvulas de água quente nos locais condicionados, para minimizar as perdas e a absorção de calor.

A Tabela 15.23 ilustra uma seqüência de cálculo para determinação do potencial de economia com a utilização de novas unidades de climatização de maior eficiência.

TABELA 15.24
Avaliação da substituição de aparelhos de ar condicionado do tipo janeleiro

Sistema Atual										
Tempo de Operação Médio Diário dos Aparelhos (horas)										**15**
Número de Dias por Mês de Funcionamento dos Aparelhos										**22**
Custo Médio da Energia da Unidade Consumidora (US$/MWh)										**78,00**
TIPO DE EQUIPAMENTO (Aparelho de janela)	**Capacidade dos Aparelhos de Ar Condicionado Existentes**									
	7.500	10.000	-	12.000	-	15.000	18.000	21.000	30.000	**TOTAL**
	BTU									
Quantidade	2	3	-	2	0	7	2	1	1	18
Potência do aparelho (kW)	1,16	1,35	-	1,70	-	2,10	2,30	2,90	4,10	-
Potência total (kW)	2,32	4,05	-	3,40	-	14,70	4,60	2,90	4,10	36,07
Energia consumida (kWh/ano)	9.187	16.038	-	13.464	-	58.212	18.216	11.484	16.236	142.837
Custo da energia gasta por ano (US$)										**11.141,30**
Sistema Proposto										
TIPO DE EQUIPAMENTO (Aparelho de janela)	**Capacidade dos Aparelhos de Ar Condicionado Propostos (selo PROCEL)**									
	7.500	-	10.500	-	12.500	-	18.000	21.000	30.000	**TOTAL**
	BTU									
Quantidade	2		3	-	2	-	9	1	1	18
Potência do aparelho (kW)	0,72	-	1,03	-	1,18	-	1,81	2,18	3,15	-
Potência total (kW)	1,44	-	3,09	-	2,36	-	16,27	2,18	3,15	28,50
Energia consumida (kWh/ano)	5.702	-	12.248	-	9.346	-	64.437	8.633	12.474	112.840
Custo da energia gasta por ano (US$)										**8.801,54**
Resultados Obtidos										
Redução de potência (kW)	0,88	-	0,96	-	1,04	-	3,03	0,72	0,95	7,58
Energia conservada (kWh/ano)	3.485	-	3.790	-	4.118	-	11.991	2.851	3.762	29.997
Economia(%)	38	-	24	-	31	-	16	25	23	21
Economia anual de energia (US$)										**2.339,77**

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.8)

Foi realizado um levantamento dos aparelhos de ar condicionado da área administrativa de uma indústria obtendo-se o número de aparelhos constantes da Tabela 15.24 (Sistema Atual). Analisar a conveniência econômica de substituição dos aparelhos antigos por aparelhos com selo PROCEL. O custo com a aquisição dos novos aparelhos com selo PROCEL foi de US$ 11.034,00. O custo médio da energia paga pela indústria é de US$ 78,00/MWh.

Através da planilha de cálculo da Tabela 15.24 determina-se que a economia anual de energia elétrica por ano será de US$ 2.339,77.

O tempo de retorno do investimento pode ser conhecido através da planilha de cálculo da Tabela 15.25 e vale 3,2 anos. A Figura 15.11 mostra o mesmo resultado. Foi considerada uma taxa de juro de 1,6% ao ano (juro subsidiado).

TABELA 15.25
Tempo de retorno do investimento

Cálculo do VPL (Anual)							
Investimento (US$)							**11.034,00**
Taxa de Juros Anuais (1,6%)							**1,0160**
Ano	**AC normal**		**AC selo PROCEL**		**Receitas (US$)**	**Fluxo Atualizado (US$)**	**Fluxo Acumulado (US$)**
	Custo da Energia Consumida (US$)	**O&M (US$)**	**Custo da Energia Consumida (US$)**	**O&M (US$)**			
1	11.141,30	779,89	8.801,54	264,05	3.383,70	3.330,41	3.330,41
2	11.141,30	779,89	8.801,54	264,05	3.383,70	3.277,96	6.608,37
3	11.141,30	779,89	8.801,54	264,05	3.383,70	3.226,34	9.834,72
4	11.141,30	779,89	8.801,54	264,05	3.383,70	3.175,53	13.010,25
5	11.141,30	779,89	8.801,54	264,05	3.383,70	3.125,52	16.135,77

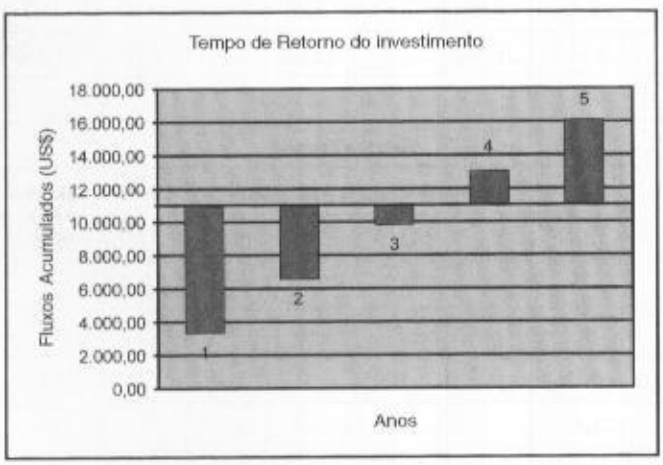


FIGURA 15.11
Tempo de retorno do investimento

15.3.7 Ventilação Industrial

Em muitas indústrias existem grandes ventiladores que são responsáveis por uma parcela ponderável do consumo de energia elétrica. Esses ventiladores fazem parte do processo produtivo e devem ser analisados para identificar o potencial de desperdício de energia elétrica.

O principal ponto que pode ser analisado é a possibilidade de reduzir a velocidade dos ventiladores. Se factível, o meio mais fácil para reduzir a velocidade dos ventiladores é a substituição das polias do motor e/ou do próprio ventilador, ou ainda o uso de chaves inversoras.

Para se determinar o potencial de economia com a mudança da velocidade e, conseqüentemente, a troca de polias é necessário adotar o seguinte procedimento.

a) Determinação da nova velocidade do ventilador

A velocidade do motor com o diâmetro da polia reduzida é dada pela Equação (15.7).

$$W_2 = \frac{W_1 \times N_2}{N_1} \tag{15.18}$$

W_2 – velocidade do ventilador com o diâmetro da polia reduzido;
W_1 – velocidade em que opera o ventilador;
N_1 – volume de movimentação do ar realizado pelo ventilador;
N_2 – volume de movimentação do ar realizado pelo ventilador com o diâmetro da polia reduzido.

b) Determinação do diâmetro das polias

• Polia do motor

O diâmetro da polia do motor é dado pela Equação (15.19).

$$D_{m2} = \frac{D_{m1} \times N_2}{N_1} \tag{15.19}$$

D_{m2} – diâmetro da nova polia do motor;
D_{m1} – diâmetro da polia atual do motor.

• Polia do ventilador

O diâmetro da polia do ventilador é dado pela Equação (15.20).

$$D_{v2} = \frac{D_{v1} \times N_2}{N_1} \tag{15.20}$$

D_{m2} – diâmetro da nova polia do ventilador;
D_{m1} – diâmetro da polia atual do ventilador.

c) Determinação da potência útil do motor

A potência útil do motor é dado pela Equação (15.21).

$$P_{um} = P_{nm} \times \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^3 \tag{15.21}$$

P_{um} – potência útil do motor na condição de operação na rotação N_2;
P_{nm} – potência atual do motor.

d) Redução da energia consumida no mês

É dada pela Equação (15.22).

$$\Delta E = (P_{nm} - P_{um}) \times 0{,}736 \times T_{op} \text{ (kWh)} \tag{15.22}$$

T_{op} – tempo de operação do ventilador durante o mês, em horas.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.9)

Uma indústria de moagem de trigo opera um ventilador cuja potência é de 50 cv/IV pólos/380 V. O ventilador é acoplado ao motor através de uma correia. O diâmetro da polia do motor é de 230 mm. A velocidade atual do ventilador é de 510 rpm. Determinar a redução do consumo de energia elétrica e do faturamento correspondente se o volume de ar utilizado for reduzido de 15%. A indústria funciona oito horas por dia durante 22 dias úteis do mês. O custo médio da energia consumida é de US$ 55,00/MWh

a) Determinação da nova velocidade do ventilador

$$W_2 = \frac{W_1 \times N_2}{N_1} = \frac{510 \times (0{,}85 \times N_1)}{N_1} = 433{,}5 \text{ rpm}$$

b) Determinação do diâmetro da nova polia do motor

$$D_{m2} = \frac{D_{m1} \times N_2}{N_1} = 230 \times \frac{0{,}85 \times N_1}{N_1} = 196 \text{ mm}$$

c) Determinação da potência útil do motor

$$P_{um} = P_{am} \times \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^3 = 50 \times \left(\frac{0{,}85 \times N_1}{N_1}\right)^3 = 30{,}7 \text{ cv}$$

d) Redução da energia consumida no mês

$$\Delta E = (P_{am} - P_{um}) \times 0{,}736 \times 8 \times 22 = (50 - 30{,}7) \times 0{,}736 \times 8 \times 22 = 2.500 \text{ kWh}$$

Logo, a redução mensal na fatura é de:

$$R_f = \Delta E \times T_{méd} = 2.500 \times \frac{55{,}00}{1.000} = \text{US\$ } 137{,}00$$

15.3.8 Refrigeração

Os sistemas de refrigeração, se não gerenciados adequadamente, constituem uma grande fonte de desperdício de energia elétrica. Para se alcançar uma melhor eficiência operacional desses equipamentos seguir os procedimentos básicos descritos.

15.3.8.1 Medidas de implementação imediata

- somente adquira refrigeradores certificados pelo PROCEL;
- evitar utilizar os refrigeradores com portas ou tampas abertas;
- evitar armazenar produtos quentes;
- evitar armazenar produtos que necessitem apenas de refrigeração no mesmo local dos produtos congelados;
- nos balcões frigoríficos respeitar a linha de carga marcada pelo fabricante. O armazenamento de produtos acima dessa marca eleva a freqüência do descongelamento;
- degelar periodicamente os refrigeradores;
- em locais onde existem câmaras frigoríficas funcionando continuamente, aproveitar as mesmas para realizar o pré-congelamento dos produtos a serem armazenados nos balcões frigoríficos;
- afastar os produtos armazenados pelo menos 10 cm das paredes dos refrigeradores, para garantir uma melhor circulação do ar de refrigeração;
- evitar instalar os refrigeradores e *freezers* próximos a equipamentos que produzem calor, tais como fogões, fornos etc.;
- usar com moderação o uso de expositores ofertados por fabricantes ou fornecedores de produtos resfriados ou congelados;
- os termostatos das câmaras frigoríficas devem ser ajustados para permitir que os produtos armazenados sejam mantidos a uma temperatura de referência dada na Tabela 15.26;
- no interior das câmaras frigoríficas devem ser instaladas lâmpadas fluorescentes compactas tubulares de alta eficiência, com especificação adequada para baixas temperaturas. A iluminância deve ser de 200 lux;
- é conveniente que numa mesma câmara frigorífica sejam armazenados produtos que requeiram a mesma temperatura e o mesmo percentual de umidade;
- manter sempre em bom funcionamento e limpos os termostatos que operam com válvulas de três vias e/ou com válvulas de expansão;

15.3.8.2 Medidas de implementação a curto prazo

- verificar periodicamente a vedação das portas das antecâmaras;
- verificar e reparar, se for o caso, a vedação das portas e tampas dos refrigeradores, *freezers* e câmaras;

TABELA 15.26
Características básicas para armazenamento de produtos – PROCEL

Produto	Condições de Armazenamento					
	Curto Prazo		Longo prazo		Máximo Tempo de Armazenagem	Percentual de Água (%)
	Bulbo Seco (°C)	Umidade Relativa (%)	Bulbo Seco (°C)	Umidade Relativa (%)		
Manteiga	7	60-80	−23	65-85	12 meses	15
Queijo	4	70-80	0	70-80	2 meses	55
Ovos em caixa	4	70-85	−1	70-85	9 meses	73
Sorvete	−18	60-80	−23	60-80	2 semanas	60
Leite fresco	4	60-70	0	60-70	5 dias	83
Feijão seco	10	60-70	0	60-70	12 meses	13
Couve	2	80-90	0	80-90	4 meses	92
Milho em grão	10	60-70	2	60-70	12 meses	11
Alface	2	80-90	0	80-90	3 meses	95
Cebola	10	75-85	0	75-85	6 meses	89
Batata	4	80-90	2	80-90	6 meses	79
Tomate maduro	4	80-85	4	80-85	10 dias	95
Maçãs verdes	2	80-88	−1	80-88	7 dias	84
Banana madura	13	80-85	13	80-85	10 dias	75
Uva	2	80-85	−1	80-85	8 semanas	82
Manga	0	80-85	0	80-85	10 dias	93
Laranja	4	80-85	0	80-85	10 semanas	86
Pêssego verde	2	80-88	−1	80-85	4 semanas	86
Pêra verde	2	80-88	−1	80-88	7 meses	84
Abacaxi verde	15	80-88	10	80-88	4 semanas	88
Abacaxi maduro	7	80-88	4	80-88	4 semanas	88
Carne verde	2	80-87	0	80-87	6 meses	68
Carne porco cong.	2	70-87	0	70-87	3 dias	60
Peixe fresco	2	80-85	0	80-90	15 dias	70

- automatizar a porta das câmaras frigoríficas, de forma que a iluminação interna seja desligada quando as portas permanecerem fechadas.

15.3.8.3 Medidas de implementação de longo prazo

- abrigar os condensadores dos raios solares;
- nas câmaras frigoríficas desprovidas de antecâmaras utilizar cortinas de ar;
- realizar estudos técnicos e econômicos visando ao aproveitamento do calor rejeitado nas torres de resfriamento, utilizando-o no aquecimento de água ou outros produtos.

15.3.9 Aquecimento de Água

15.3.9.1 Medidas de implementação imediata

- os aquecedores de água devem ser ajustados para a temperatura de trabalho de 55°C;
- utilizar as máquinas de lavar roupa e lavar louça somente com plena carga;
- utilizar duchas e torneiras com baixa vazão;
- verificar o isolamento térmico da tubulação, reservatórios e demais elementos do sistema de aquecimento;
- manter em 55°C a temperatura da água quente dos aquecedores centrais utilizados para higiene pessoal.

15.3.9.2 Medidas de implementação a médio e longo prazo

- analisar a possibilidade de lavagem a frio de alguns produtos do processo produtivo;
- realizar estudos técnicos e econômicos visando à recuperação de calor das unidades de refrigeração;
- é conveniente separar a produção de água quente e de vapor;
- instalar redutores de fluxo de água em ramais alimentadores de grupo de torneiras que operam com elevada vazão;
- analisar a viabilidade e avaliar os custos de substituição de chuveiros elétricos por sistema de aquecimento de água a gás natural ou energia solar;
- analisar a viabilidade técnica e avaliar os custos para aproveitamento da água quente de drenagem das cozinhas, lavanderias e unidades de refrigeração para preaquecimento da água quente de utilização;
- analisar a viabilidade de instalação de coletores solares para o aquecimento de água em substituição aos aquecedores elétricos;
- quando utilizar coletores solares e os respectivos reservatórios térmicos adquirir equipamentos certificados pelo PROCEL — INMETRO.

15.3.10 Elevadores e Escadas Rolantes

15.3.10.1 Medidas de implementação a curto prazo

- implementar campanha junto aos usuários para evitar utilizar os elevadores quando se deslocarem para um andar acima ou um andar abaixo;
- identificar os horários de maior movimento de usuário para disponibilizar todos os elevadores. Fora desse horário reduzir o número de unidades em funcionamento;
- verificar a possibilidade de controlar os elevadores quando existir duas ou mais unidades, de forma a que atendam a andares alternados.

15.3.10.2 Medidas de implementação a médio e longo prazo

- dotar os elevadores de sistemas automáticos inteligentes para controle de tráfego, evitando o deslocamento simultâneo de mais de um elevador para atendimento a um mesmo chamado;
- reservar as áreas de atendimento ao público (clientes) no andar térreo para evitar o uso dos elevadores.
- instalar dispositivos inteligentes para cancelamento de chamadas falsas, isto é, se o elevador parar em mais de três andares sem que haja movimentação de usuários as demais chamadas serão canceladas;
- indicar na entrada da edificação os diversos locais de atendimento às diferentes questões de interesse do público (clientes), evitando desperdício de tempo e uso das instalações locais desnecessariamente, tais como elevadores, telefone, ar condicionado etc.;
- verificar a conveniência de instalar dispositivo de acionamento automático nas escadas rolantes.

15.3.11 Ar Comprimido

Uma fonte de desperdício de energia elétrica bastante conhecida é a operação do sistema de ar comprimido, cujos pontos básicos devem ser motivo de cuidados permanentes.

a) Qualidade do ar comprimido
- evitar que o ar comprimido seja contaminado pelo óleo ou pela água em alguma parte do processo;
- as tomadas de ar devem ser providas de um ou dois filtros de abertura adequada ao tamanho das partículas em suspensão no local.

b) Rede de distribuição
- manter a pressão do sistema de ar comprimido tecnicamente adequado ao bom funcionamento da máquina;
- nunca introduzir na rede do sistema de ar comprimido qualquer elemento restritor de pressão para atendimento às exigências de uma única máquina;
- tentar evitar que o ar circulando em alta velocidade arraste o condensado formado no interior do sistema para os pontos de uso das máquinas, acarretando mal funcionamento das mesmas.

c) Pressão
- cada máquina deve receber do sistema a pressão nominal indicada pelo fabricante.
- deve-se dimensionar tantas redes de distribuição de ar comprimido quantas forem as máquinas com pressões nominais diferentes.

d) Vazamento nos dutos e válvulas
- evitar vazamentos nos diversos elementos da rede de ar comprimido, pois a quantidade de ar desperdiçada é proporcional ao nível de pressão da rede.

15.3.12 Desequilíbrio de Tensão

As perdas ôhmicas nas instalações industriais são muito variadas. Como valor médio pode-se considerar, sob tensão equilibrada, da ordem de 3%. Essa perda pode ser avaliada para diferentes valores de desequilíbrio de tensão, de acordo com a Figura 15.12.

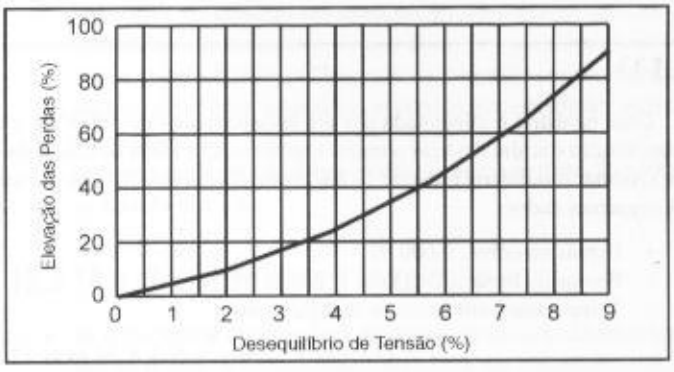


FIGURA 15.12
Curva de elevação das perdas elétricas em função do desequilíbrio de tensão

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.10)

Uma instalação industrial consome por mês 980.000 kWh, considerando que as tensões estão praticamente equilibradas. Porém, modificações na rede da concessionária resultaram nas seguintes tensões primárias entre fases: A-B: 13.810 V; B-C: 13.670 V; C-A: 13.790 V. Determinar o aumento das perdas ôhmicas da indústria.

a) Perdas normais aproximadas do sistema com tensão equilibrada

$$P_p = \frac{3}{100} \times 990.000 = 29.700 \text{ kWh}$$

b) Desequilíbrio percentual de tensão

$$\Delta V = \frac{13.810 - 13.670}{13.800} \times 100 = 1{,}01\%$$

c) Perdas do sistema sob tensão desequilibrada (veja Figura 15.12)

$$\Delta P = \frac{4}{100} \times 29.700 = 1.188 \text{ kWh}$$

d) Custo das perdas considerando uma tarifa média mensal de US$ 55,00/MWh, tem-se:

$$C_p = 1.188 \times \frac{55{,}00}{1.000} = \text{US\$ } 65{,}34/\text{mês}$$

15.3.13 Carregamento dos Transformadores

A operação dos transformadores de força deve ser estudada para evitar desperdícios de energia elétrica. Assim, logo no projeto da indústria deve-se considerar a possibilidade de utilizar transformadores de luz e força separadamente.

As principais ações que devem ser implementadas num estudo de eficiência energética na utilização dos transformadores são:

- utilizar transformador para iluminação em indústrias com baixo fator de carga;
- utilizar subestações unitárias próximas a grandes cargas concentradas;
- desligar os transformadores em operação a vazio no período de carga leve (não há deterioração do óleo);
- verificar as perdas de transformadores antigos e comparar com as perdas dos transformadores novos;
- projetar os Quadros de Comando (QGF — Quadro Geral de Força e QGL — Quadro Geral de Luz) de forma a possibilitar a transferência de carga entre transformadores de força e entre transformadores de iluminação, mantendo o nível de carregamento adequado próximo a 80%;
- adquirir transformadores com baixas perdas no ferro e no cobre;
- em geral, os transformadores possuem rendimento elevado, não se obtendo grandes economias quando operados nos níveis de carregamento anteriormente definidos.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.11)

Uma indústria é alimentada por um transformador de 500 kVA e outro de 225 kVA. O engenheiro de manutenção decidiu desligar o maior transformador todos os dias após o término do expediente e nos finais de semana. A indústria trabalha 10 horas por dia durante 22 dias por mês. O transformador de 500 kVA tem os seguintes dados:

- Perdas no cobre: 6.000 W
- Perdas no ferro: 1.700 W
- Tempo anual em horas de desligamento

$$T = (22 \text{ dias} \times 14 \text{ h} + 8 \text{ dias} \times 24 \text{ h}) \times 12 = 6.000 \text{ horas}$$

- Economia de energia durante o ano

$$E_{ener} = \frac{1.700 \text{ W}}{1.000} \times 6.000 \text{ h} = 10.200 \text{ kWh}$$

Para uma tarifa média de US$ 55,00/MWh, o valor da economia anual é de:

$$E_{eco} = \frac{10.200 \times 55}{1.000} = \text{US\$ } 561{,}00$$

15.3.14 Instalação Elétrica

A execução, de modo sistemático, de um adequado programa de manutenção das instalações elétricas está inserida no contexto da filosofia de conservação de energia elétrica, visto que a sua ausência implica aumento de perdas térmicas, custos adicionais imprevistos em virtude da incidência de defeitos nas instalações, maior consumo, maior probabilidade de ocorrência de incêndios etc. Portanto, deve-se seguir as seguintes orientações:

15.3.14.1 Recomendações gerais

- verificar a instalação elétrica periodicamente para localizar defeitos monopolares (fugas de corrente) por deficiência da isolação ou emendas de condutores mal executadas;
- verificar se os condutores elétricos dos circuitos estão dimensionados adequadamente para a carga instalada.

15.3.14.2 Limpeza e conservação

As tarefas de limpeza, quando bem planejadas, podem reduzir o consumo de energia elétrica. Para tal, sempre que possível, implementar os seguintes procedimentos:

- as tarefas de limpeza devem ser realizadas durante o dia;
- deve-se iniciar as tarefas de limpeza nos andares superiores das edificações de vários pavimentos, mantendo-se desligada a iluminação dos ambientes dos demais pavimentos.

15.3.14.3 Segurança

A segurança nas instalações elétricas deve ser motivo para implementação de rotinas, de forma a eliminar a possibilidade falhas ou procedimentos perigosos.

Algumas recomendações de segurança podem ser adotadas.

- o uso de conexões do tipo "T" é uma prática muito perigosa e que deve ser evitada, principalmente quando diversos aparelhos elétricos são ligados numa mesma tomada;
- inspecionar periodicamente as instalações elétricas, substituindo imediatamente os condutores elétricos desgastados;
- evitar empregar condutores já utilizados e cujo estado de conservação esteja a desejar;
- substituir os condutores com seção transversal inferior às necessidades da carga a ser alimentada;
- segurar pelo bulbo as lâmpadas queimadas, evitando tocar o soquete;
- ao trabalhar com aparelhos elétricos em operação, evitar tocar em canos d'água ou de gás canalizado;
- antes de realizar qualquer intervenção na instalação elétrica desligue a chave correspondente àquele circuito.

15.3.14.4 Proteção para a instalação

- se o disjuntor ou o fusível de proteção de um circuito operar procure identificar a causa antes de religar o mencionado disjuntor ou substituir o fusível;
- nunca prenda a alavanca do disjuntor se este dispositivo realizar disparos contínuos;
- nunca use arames ou fios de qualquer espécie em substituição aos fusíveis.

15.3.14.5 Motivos de fugas de corrente

- condutores elétricos com isolação ressequida, normalmente por uso inadequado;
- emendas mal executadas;
- deficiência da isolação devido a perfurações por objetos obtusos ou dentada de ratos;
- aparelhos consumidores com defeito.

15.3.15 Administração do Consumo de Energia Elétrica

A administração do consumo de energia elétrica numa instalação industrial é de fundamental importância para obtenção de ganhos de produtividade. Assim, a administração de energia deve envolver o projeto, a construção, a implantação e a operação da planta. Os principais procedimentos que devem envolver essa tarefa são:

a) Projeto e construção

Devem ser considerados os seguintes aspectos:

- iluminação: máximo aproveitamento da iluminação natural;
- ventilação: máximo aproveitamento dos ventos;
- tensão: adotar a tensão trifásica de distribuição que produza menores perdas, como, por exemplo, 440 V em vez de 380 V para o sistema de força. Nunca adotar o sistema 220 V para o sistema de força;
- subestação: adotar uma ou mais subestações de forma que fiquem mais próximas aos centros de carga;
- condutores elétricos: dimensionar os condutores elétricos de forma a se obter menores perdas. Esse assunto pode visto na Seção 15.3.2 deste capítulo;
- máquinas: selecionar as máquinas que levem em consideração a eficiência energética, dando preferência aos modelos que apresentem menores perdas ou menor consumo específico para realizar a mesma tarefa.

b) Programação e controle da produção

Uma produção industrial bem programada resulta normalmente em economia de energia elétrica. Para essa programação, deve-se considerar:

- devem-se evitar os picos de produção para não onerar a conta de energia no quesito demanda máxima mensal;
- operar as máquinas o mais próximo possível de sua capacidade nominal;
- sempre que possível, a produção deve ser contínua;
- as cargas eletrointensivas, sempre que possível, devem operar nos períodos fora de ponta.

c) Especificação do produto fabricado

- reavaliar a especificação técnica do produto, sempre que possível, de forma a reduzir o seu consumo de energia;
- selecionar adequadamente, sob o ponto de vista de eficiência energética, os materiais a serem aplicados na fabricação do produto.

d) Aprimoramento dos processos produtivos

Questionar a forma e o processo pelos quais cada produto é fabricado, de forma a resultar em menor consumo de energia e maior rentabilidade.

e) Qualidade do produto acabado

Quando o produto é inspecionado ao longo da linha de produção, o índice de rejeição é drasticamente reduzido, o que reduz a energia gasta no total dos produtos fabricados, pois, se a qualidade melhora reduz a quantidade de energia agregada aos refugos.

f) Automação dos processos

A automação, além de aumentar a produtividade da planta industrial, melhora a qualidade do produto acabado, reduz a quantidade de matéria-prima utilizada a ele agregada, reduzindo o consumo de energia elétrica ao longo do processo de fabricação.

g) Manutenção industrial

- quando uma máquina opera fora de suas condições nominais, consome, em geral, mais energia do que necessita para fabricar o produto;
- recuperar os vazamentos de água potável, de forma a evitar o excesso de bombeamento;
- recuperar os vazamentos de ar comprimido, de forma a evitar o excesso de funcionamento do compressor;

- recuperar o sistema de ar condicionado no que tange ao isolamento térmico dos dutos;
- lubrificar de acordo com o manual de manutenção as máquinas operatrizes.

5.3.16 Controle de Demanda

Como já foi estudado, a demanda de potência representa um custo expressivo nos custos operacionais de uma instalação industrial. Assim, a indústria deve operar com a menor demanda possível, sem, no entanto, prejudicar o processo produtivo.

Dessa forma, o controle de demanda deve ser realizado dentro de uma estreita faixa para que a demanda contratada não seja superada pela demanda de carga acima dos limites legais previstos em contrato.

Como se sabe, para efeito de faturamento, a demanda é integralizada pelos medidores da concessionária a cada intervalo de 15 minutos. Para que o valor da demanda de carga não supere a demanda contratada utiliza-se o controlador de demanda. Para isso, é necessário que se estabeleça uma programação de entrada e saída das cargas elétricas da instalação ao longo do ciclo de carga, notadamente no período de ponta de carga. Essa programação deve priorizar as cargas que serão inicialmente desligadas até atingir o valor de demanda aceitável. Para se estimar o quanto é possível reduzir a demanda de carga, basta aplicar a Equação (23).

$$R_d = \frac{\sum[(P_{nm} \times 0{,}736 \times F_u \times T_d) + P_c \times T_d]}{\frac{\eta}{15}} \text{ (kW)} \qquad (15.23)$$

P_{nm} – potência nominal do motor;
P_c – potência nominal das demais cargas;
F_u – fator de utilização do motor;
T_d – tempo de desligamento da carga em minutos;
η – rendimento do motor.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (15.12)

Uma determinada indústria possui quatro grandes motores que podem ser desligados por pequenos intervalos de tempo e cujas potências são 100, 150, 2 × 200 cv. A demanda máxima da carga é de 625 kW. Se for possível desligar os referidos motores durante os tempos a seguir programados a cada 15 minutos durante um dia de serviço, ao longo de um mês, poderá ser obtida uma redução de demanda da instalação, ou seja:

- Motor de 100 cv: 5 minutos
- Motor de 150 cv: 4 minutos
- Motor de 200 cv: 3 minutos
- Motor de 200 cv: 5 minutos

A redução de demanda será de:

$$R_d = \frac{\frac{100 \times 0{,}736 \times 0{,}87}{0{,}92} \times 5 + \frac{150 \times 0{,}736 \times 0{,}87}{0{,}95} \times 4}{15} + \frac{\frac{200 \times 0{,}736 \times 0{,}87}{0{,}95} \times 3 + \frac{200 \times 0{,}736 \times 0{,}87}{0{,}95} \times 5}{15}$$

$$R_d = \frac{348{,}0 + 404 + 404{,}4 + 674{,}0}{15} = 122 \text{ kW}$$

Os fatores de utilização e rendimento dos motores podem ser obtidos, respectivamente, na Tabela. 6.3.

Logo, a nova demanda máxima será de 625 − 122 = 503 kW, que corresponde a uma redução de 19,5% na demanda.

Deve-se observar que esta solução implica a verificação da capacidade de manobra dos motores, das chaves de acionamento, das proteções e dos condutores elétricos, já que o número de desligamentos é muito elevado. Essa solução somente encontra praticidade em cargas com inércia térmica, tais como câmaras frigoríficas, aquecedores e similares.

15.3.17 Geração na Hora de Ponta

A geração na hora de ponta é considerada uma ação de eficiência energética sob o ponto de vista de otimizar o sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Do ponto de vista da indústria o enfoque passa ser a redução da fatura de energia elétrica devido ao alto preço das tarifas de demanda no horário de ponta de carga.

Este assunto será tratado no Capítulo 16.

15.3.18 Co-geração

Este assunto será tratado convenientemente no Capítulo 16, já que envolve a implementação de uma unidade de geração.

CAPÍTULO 16

USINAS DE GERAÇÃO INDUSTRIAL

16.1 INTRODUÇÃO

A crise de energia elétrica em 2002 e a expectativa de novas crises para os anos subseqüentes motivaram as indústrias a repensar a sua tradicional forma de contratar a energia que consome, isto é, o suprimento através da concessionária de distribuição local e, mais raramente, no caso de grandes indústrias, diretamente de produtores independentes. No primeiro caso, o consumidor é denominado *cativo*. Já no segundo caso, é denominado *consumidor livre*.

O novo modelo do setor elétrico, que instituí o consumidor livre, também ofertou às indústrias novas formas de contratação da energia elétrica. Essas indústrias podem comprar sua energia da concessionária local, da central geradora local ou regional ou de outras fontes distantes da sede de sua unidade industrial.

Essa liberdade oferecida pela legislação fez os empresários buscarem uma alternativa muita conhecida há várias décadas passadas. Naquele tempo, não havia as grandes unidades de geração no Brasil, e a maior parte das indústrias possuía unidades geradoras próprias e ainda forneciam a energia sobejante ao município onde se localizavam.

Atualmente, não só os parques industriais buscam gerar a sua própria energia, mas outros segmentos da atividade econômica também aderem a essa nova forma de autogeração, tais como hotéis, *shopping centers* etc.

Algumas indústrias possuem grupos geradores próprios para operarem na falta do suprimento pela empresa fornecedora de energia. Em geral, a potência dessas unidades suprem somente parte da carga, denominada *carga prioritária*, tais como iluminação de emergência, máquinas que operam com materiais plásticos que endurecem no seu interior, sistemas de frio de fábricas de cerveja etc.

O conceito de geração agora tomou nova forma. A indústria pode adquirir a sua unidade de geração com a capacidade superior as suas necessidades atuais, conectando-se ao mesmo tempo à rede elétrica da concessionária. Se o custo da energia gerada por ele for inferior ao valor da energia comprada do seu fornecedor, a indústria deixa de comprar desse fornecedor dentro dos limites contratuais e passa a gerar a sua própria energia vendendo o excesso, se houver, no mercado livre. Caso contrário, a geração própria poderia ser utilizada somente no horário de ponta de carga, reduzindo substancialmente o valor da fatura de energia elétrica. Mas antes de tomar qualquer decisão, o industrial deve consultar a legislação vigente e as expectativas do mercado de energia elétrica.

Os objetivos para a instalação de usinas de geração em uma unidade industrial podem ser definidos como se segue:

- substituir a energia da concessionária de forma permanente (autoprodutor);
- substituir a energia da concessionária na hora de ponta de carga;
- implantar um sistema de co-geração.

No entanto, para o empresário nem sempre é fácil tomar a decisão de investir nesse segmento, considerando os seguintes aspectos:

a) O investimento inicial é muito elevado.
b) O tempo de retorno do investimento normalmente varia entre 5 e 8 anos.
c) A geração de energia elétrica não é o foco do seu negócio.

d) O preço do combustível permite riscos do negócio.
e) Se o negócio é co-geração algumas questões podem ser levantadas:
- compatibilizar o consumo de combustível com a geração de energia elétrica e térmica, esta última associada ao calor exausto dos motores ou turbinas;
- ausência de um mercado de fácil negociação quando houver sobra de energia elétrica;
- ausência de mercado ou impossibilidade para a venda do excesso de calor produzido pela usina.

16.2 CARACTERÍSTICAS DAS USINAS DE GERAÇÃO

As usinas de geração de energia elétrica localizadas fora ou dentro das instalações industriais podem ser concebidas de diferentes formas, dependendo de sua capacidade nominal, tipo de aplicação etc., recebendo a seguinte classificação:

a) Usinas para a produção de energia elétrica

São aquelas destinadas à geração de energia elétrica em larga escala para venda, normalmente, em grandes blocos de carga. Podem ser utilizados:

- motores a combustível líquido de grande capacidade;
- motores a gás natural;
- turbinas a gás natural;
- turbinas a vapor.

b) Usinas de co-geração

São aquelas destinadas à geração de energia elétrica e térmica, esta última nas suas diversas formas: vapor, água quente e água fria. São mais, freqüentemente, utilizados:

- motores a gás natural;
- turbinas a gás natural.

c) Usinas de autoprodução

São aquelas destinadas à geração de energia elétrica para uso da própria unidade consumidora, podendo vender o excesso de energia produzido para o mercado livre. São mais, freqüentemente, utilizados:

- motores a combustível líquido;
- motores a gás natural;
- turbinas a gás natural;
- turbinas a vapor.

d) Usinas de emergência

São aquelas destinadas ao fornecimento de energia elétrica à unidade consumidora quando há falta de suprimento pela rede pública de energia elétrica. São mais, freqüentemente, utilizados:

- motores a óleo diesel;
- motores a gás natural.

O número de unidades de geração que compõem uma usina termelétrica depende da exigência da carga e do nível de contingência pretendido.

As usinas termelétricas de emergência normalmente utilizam uma ou duas unidades de geração. Para pequenas unidades é dimensionado um grupo gerador, constituído de um motor, gerador, quadro de comando e tanque de combustível.

Já as usinas termelétricas de autoprodução utilizam uma certa quantidade de unidades de geração para atender até a 2.ª contingência, isto é, a usina funcionaria normalmente quando ocorresse um defeito numa unidade de geração no momento em que outra unidade estivesse em manutenção. Ou ainda, a quebra simultânea de duas unidades de geração. O mesmo procedimento é, normalmente, utilizado nas usinas de co-geração.

As usinas de produção de energia, em geral, operam sem nenhuma contingência. No caso de avaria numa máquina, seria contratada energia no mercado para satisfazer às necessidades do cliente, ou outra forma de acordo, conforme estabelece o contrato.

16.2.1 Quanto ao Tipo de Combustível

Existem diferentes possibilidades de utilização de combustível para geração de energia. No entanto, serão tratados apenas aqueles com maior aplicação nas unidades em operação.

16.2.1.1 Óleo diesel

É o combustível mais utilizado nas máquinas primárias destinadas à geração de energia elétrica de pequeno e médio portes. A larga aplicação desse combustível permite fazer a seguinte análise:

a) Vantagens

- facilidade de aquisição;
- relativa estabilidade de preço no mercado;
- praticidade do transporte da base de venda até o ponto de consumo;
- regularidade de suprimento;
- facilidade de estocagem;
- facilidade de manuseio;
- largo conhecimento do produto pelos profissionais da área.

b) Desvantagens

Apesar de todas as vantagens anteriormente mencionadas, o óleo diesel apresenta alguns questionamentos que podem ser assim definidos:

- preço elevado da energia gerada;
- custo de manutenção elevado;
- relação horas de trabalho/horas de manutenção muito baixa;
- emissões de poluentes de natureza tóxica;
- restrição dos órgãos de controle ambiental à aprovação de projetos.

16.2.1.1.1 Características gerais do óleo diesel

O óleo diesel é uma mistura de derivados do petróleo enquadrados em uma faixa de destilação que possui características específicas determinadas segundo a legislação em vigor. São formulados através da mistura de diversas correntes como gasóleos, nafta pesada, diesel leve e diesel pesado, provenientes das diversas etapas de processamento do petróleo bruto.

As especificações dos produtos combustíveis são regulamentadas e fiscalizadas pela ANP – Agência Nacional do Petróleo e os métodos de análise, que fornecem ao produto as características específicas individuais, são normatizadas, em âmbito nacional, pela ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, e a nível internacional, pela ASTM – *American Society for Test and Materials*.

No Brasil, atualmente são especificados os seguintes tipos básicos de óleo diesel para uso em motores de ônibus, caminhões, carretas, veículos utilitários, embarcações marítimas etc.

a) Óleo diesel tipo B

Disponível para uso em todas as regiões do Brasil exceto para as principais regiões metropolitanas onde não é disponibilizado o diesel D. Deve ter o teor de enxofre de até 0,50% m/m.

b) Óleo diesel tipo D

Disponível desde 1.º de janeiro de 1998 para uso em regiões metropolitanas e cujo teor de enxofre dever ser de até 0,20% m/m.

c) Óleo diesel marítimo

Produzido exclusivamente para utilização em motores de embarcações marítimas. Seu teor de enxofre vai até 1,0% m/m.

d) Óleo diesel padrão

Desenvolvido para atender às exigências específicas dos testes de avaliação de consumo e emissão de poluentes pelos motores a diesel. É utilizado pelos fabricantes de motores e pelos órgãos responsáveis pela homologação dos mesmos.

TABELA 16.1
Especificações técnicas do óleo diesel tipo D

Características		Unidade	Métodos		Limites	
			Nacional	Internacional	Mínimo	Máximo
Aparência	Aspecto	-	Visual	Visual	-	-
	cor ASTM	-	MB 351	ASTM D1500	-	3
Composição	Enxofre	% m/m	MB 902	ASTM D1522/D2622/D4294	-	0,2
Volatilidade	Destilação (50% recuperado)	°C	(MB 45) NBR 9619	ASTM D86	245	310
	Destilação (85% recuperado)	°C	(MB 45) NBR 9619	ASTM D87	-	360
	Densidade a 20°C	-	(MB 104) NBR 7148	ASTM D1298/D4052	0,82	0,87
Fluidez	Viscosidade a 40°C	cSt	NBR 10441	ASTM D445	1,6	6
	Ponto de entupimento de filtro a frio	°C	-	IP 309	-	-
Corrosão	Corrosidade ao cobre	-	MB 287	ASTM D130	-	2
Combustão	Cinzas	% m/m	(MB 47) NBR 9842	ASTM D482	-	0,02
	Resíduo de carbono Ramsbotton (10% finais dest.)	% m/m	MB 290	ASTM D524	-	0,25
	Número de cetano	-	-	ASTM D613	42	-
Contaminantes	Água e sedimentos	% v/v	-	ASTM D1769	-	0,05

Na Tabela 16.1, são destacadas as especificações atualmente em vigor para o óleo diesel tipo D, comumente utilizado em usinas termelétricas.

Quanto ao aspecto, o óleo diesel é um líquido límpido (isento de material em suspensão), de cor máxima de 3,0 (método MB351), com odor típico. Possui faixa de destilação de 100 a 400°C a 760 mmHg (método NBR 9619) e densidade variando de 0,82 a 0,88 a 20/4°C (método NBR 10441).

Possui solubilidade em água desprezível e boa solubilidade em solventes orgânicos. Ponto de fulgor entre 0 e 100°C (método MB 48) e temperatura de decomposição de 400°C.

É importante destacar que o combustível em questão é formulado a partir de uma mistura de hidrocarbonetos destilados e/ou craqueados com características variáveis, de forma a atender à especificação da Tabela 16.1.

16.2.1.1.2 Características relevantes de utilização do óleo diesel em motor

O motor a diesel é dito de "ignição por compressão", o que quer dizer que a mistura combustível é inflamada quando uma nuvem de óleo é injetada pela bomba de alta pressão no ar quente contido no cilindro. O aquecimento do ar deve-se à compressão praticamente adiabática (sem troca de calor com o exterior) efetuada pelo pistão do motor. Ao contrário, no motor do ciclo Otto a ignição é desencadeada pela centelha que salta entre os eletrodos da vela de ignição. Esta diferença entre os modos de inflamar a carga impõe características físico-químicas distintas aos combustíveis usados em um e outro desses motores.

O combustível do ciclo Otto utiliza derivados leves do petróleo (naftas leves, propano, butano etc.), gás natural, álcool e outras substâncias gasosas ou que possam ser facilmente vaporizadas antes de entrar no cilindro do motor. Por outro lado, estes combustíveis devem resistir à compressão moderada típica do ciclo Otto (de 1 para até 12 atmosferas) sem entrar em ignição, que seria, nestes casos, explosiva devido à elevada velocidade de propagação de chama nesses combustíveis e à decomposição e recomposição molecular. O parâmetro que caracteriza a resistência à ignição por compressão é o Número de Octano (NO), sendo desejável para o combustível do ciclo Otto elevado número de octano.

Por outro lado, a facilidade de um combustível entrar em ignição por compressão é expressa pelo Número de Cetano (NC).

O número de cetano do combustível diesel caracteriza, em certa medida, a cinética de combustão e tem, portanto, influência no espectro de substâncias emitidas pelo motor. O combustível diesel é uma mistura de hidrocarbonetos de moléculas mais pesadas do que as dos hidrocarbonetos da gasolina e, em conseqüência, de menor razão de massas hidrogênio/carbono, o que determina elevada emissão de compostos de carbono por unidade de energia final entregue ao motor. Entretanto, as características do ciclo diesel que asseguram rendimento térmico superior ao do ciclo Otto (como o fato de operar com grande excesso de ar) compensam amplamente a desvantagem decorrente da composição do combustível, quando o parâmetro de interesse é emissão de poluentes e energia de utilização.

No Brasil, a partir do início da década de 1990 houve um movimento de melhoria da qualidade do diesel motivado pela legislação sobre a qualidade do ar. Na atualidade, há quatro faixas de especificação do número de cetano para uso rodoviário, urbano, metropolitano, ensaios e outros usos. A faixa de variação vai de NC = 40 a 45. Nos países onde a legislação ambiental é mais rigorosa, o diesel urbano tem NC = 50.

Outras características relevantes do combustível diesel (para emissões) são a densidade, a viscosidade, a composição, o teor de enxofre, a presença de contaminantes, o teor de hidrocarbonetos cíclicos (aromáticos, derivados da cadeia fundamental do benzeno) e, obviamente, o poder calorífico.

16.2.1.2 Gás natural

É o combustível que está ganhando mercado crescente na geração de energia elétrica, devido principalmente à política de expansão do produto por parte da Petrobras. Com a implantaçãao da rede de gasodutos da Petrobras nas diferentes regiões do Brasil, o gás natural vem-se popularizando e ganhando a competição com o óleo diesel. Pode ser feita a seguinte análise:

a) Vantagens
- preço relativamente baixo da energia gerada;
- baixo nível de poluição;
- baixa restrição dos órgãos de controle ambiental à aprovação de projetos;
- uso intensivo em vários segmentos do processo industrial;

b) Desvantagens
- ausência de rede de gasodutos em muitas áreas industriais;
- dificuldades no transporte de grandes quantidades do combustível via cilindros especiais; o gás natural não tem boa compressibilidade;
- preço dependente das condições externas e ainda sem uma política confiável no Brasil.

O gás natural fornecido pela Petrobras na Região Nordeste apresenta, em média, a seguinte composição:

- Metano (CH_4): 83,7%
- Etano (C_2H_6): 11,0%
- Propeno (C_3H_4): 0,84%
- Nitrogênio (N_2): 1,51%
- Dióxido de carbono (CO_2): 2,93%
- Ácido sulfídrico (H_2S): 20 mg/m³

16.2.1.3 Biomassa

A biomassa já é muito utilizada como combustível para geração de energia. Existem diferentes tipos de combustível oriundo da biomassa. Os mais conhecidos são:

a) Bagaço da cana de açúcar

Sua utilização é mais intensa na geração de energia na área rural, especialmente nas áreas de produção de açúcar e álcool.

b) Casca da amêndoa do caju

A sua produção está restrita ao Nordeste do Brasil, especialmente nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte.

c) Óleo de mamona

É derivado da mamona encontrada abundantemente no sertão nordestino, já que faz parte da sua vegetação natural. Esse combustível está sendo produzido em escala muito pequena.

16.2.1.4 Gás de processos industriais

Algumas indústrias produzem gases como resultado do seu processo industrial e que, se não aproveitados convenientemente, são liberados para atmosfera. O mais conhecido é o gás de alto-forno produzido pela indústria siderúrgica.

16.2.2 Quanto ao Tipo de Máquina Primária

Existem diferentes tipos de máquinas primárias utilizadas na geração de energia elétrica. As principais são:

16.2.2.1 Motor a ciclo diesel

É um motor a combustão interna que utiliza elevadas taxas de compressão para assegurar a queima do combustível introduzido após a compressão do ar.

O funcionamento dos motores a óleo diesel é explicado através da análise do denominado *ciclo diesel*. Nesse caso, o ar é comprimido a uma pressão e temperatura até atingir a condição de inflamar o combustível que é injetado na câmara ao final do tempo de compressão.

Nos motores a ciclo diesel, é necessário que a taxa de compressão seja muito elevada, bem superior aos níveis utilizados no ciclo Otto, devido à inexistência do combustível durante o tempo de compressão do ar.

A Figura 16.1 mostra uma unidade de geração (motor primário + gerador + quadro de comando), normalmente denominada grupo gerador, e de larga utilização em diferentes atividades econômicas e sociais.

Já a Figura 16.2 mostra o interior (corte transversal) de um motor a ciclo diesel. Há muitos componentes idênticos utilizados também nos motores a gás natural.

16.2.2.2 Motor a gás natural (ciclo Otto)

É um motor a explosão que funciona através da ignição por centelha elétrica ocorrida no meio de uma mistura de ar-combustível no interior da câmara de combustão, onde é comprimida e queimada.



FIGURA 16.1
Unidade de geração (grupo gerador) de pequeno porte

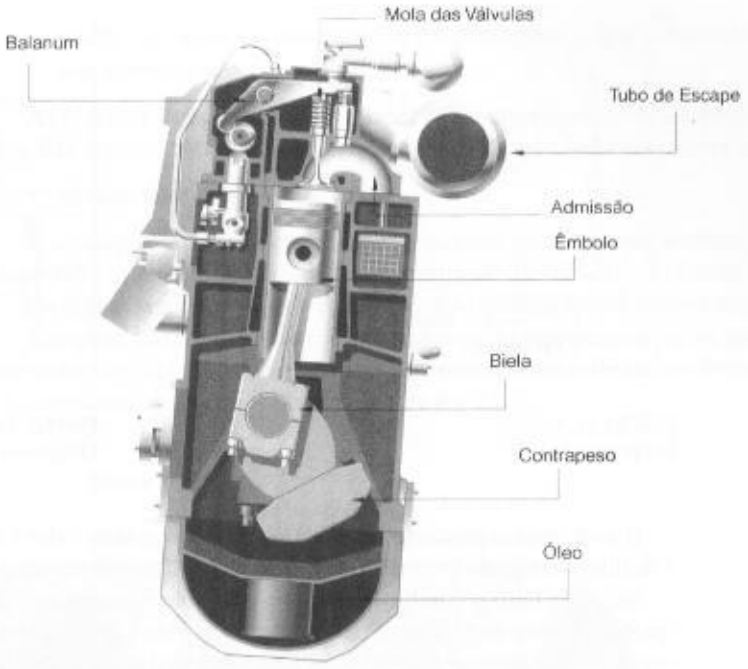


FIGURA 16.2
Vista interna em corte transversal de um motor a ciclo diesel

A Figura 16.3 mostra uma vista externa de um motor a gás natural.

Os motores a gás natural operam com uma eficiência que pode variar entre 36% e 48%, superior à eficiência das turbinas a gás natural, normalmente compreendida entre 22% e 35% para turbinas de pequeno e médio portes e de 37% a 40% para turbinas de grande porte, que funcionam a elevadas temperaturas.

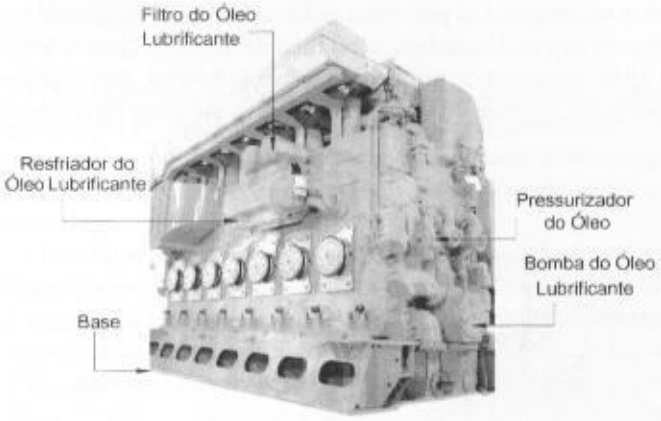


FIGURA 16.3
Vista externa de um motor a gás natural

Vale salientar que todo calor dos motores que pode ser recuperado está contido no líquido utilizado para resfriar o bloco do motor e o óleo do sistema de lubrificação e no *aftercooler*; o restante é eliminado pelo sistema de exaustão dos gases.

O funcionamento dos motores a gás natural é explicado através da análise do denominado *ciclo Otto*, constituído de quatro processos distintos e mostrados nas Figuras 16.4 e 16.5, respectivamente representadas pelos diagramas *P-V* e *T-S*.

O gás natural é, inicialmente, introduzido numa câmara de compressão, à pressão constante, na condição do ponto 1, numa quantidade volumétrica dada no ponto 2. Em seguida, o gás é comprimido isentropicamente, passando da condição do ponto 2 ao ponto 3. A seguir, é adicionada uma determinada quantidade de calor a volume constante atingindo o ponto 4 do diagrama $P \times V$. Seguindo o processo, o gás sofre uma expansão isentrópica tendo como resultado a produção de trabalho, o que ocorre no processo de 4 para 5, liberando-se, finalmente, calor a volume constante, no processo de 5 para 2.

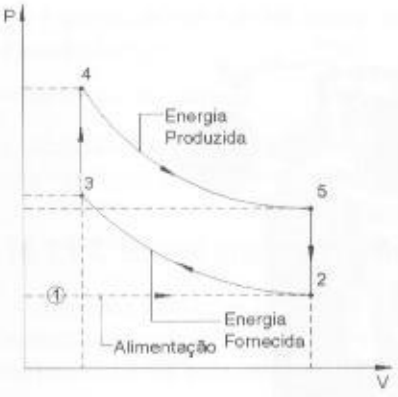


FIGURA 16.4
Diagrama $P \times V$

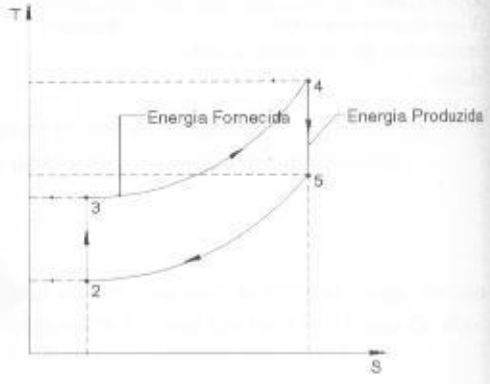


FIGURA 16.5
Diagrama da entropia $T \times S$

Diz-se que um processo é adiabático quando nenhum calor é transferido. O processo isentrópico é definido como no processo adiabático reversível, de entropia crescente.

No ciclo Otto o combustível é misturado ao ar antes que ocorra a compressão, obtendo-se a ignição através da produção de uma centelha elétrica temporizada. Como a mistura do combustível com o ar deve ser comprimida é necessário que o combustível utilizado no processo seja volátil ou de rápida vaporização, como ocorre com o uso do gás natural ou do óleo diesel vaporizado, ambos utilizados nos motores à gás natural.

16.2.2.3 Turbina a gás natural

A primeira turbina a gás na forma que hoje conhecemos foi construída em 1906, apesar de outras tentativas anteriores. Mas as limitações quanto à resistência dos materiais trabalhando em grandes temperaturas foi um obstáculo intransponível até os meados dos anos de 1940, quando então foram empregadas as primeiras turbinas de forma comercial na indústria aeronáutica, que as utilizou em aviões de combate já no final da Segunda Guerra Mundial. Em conseqüência, na década de 1950, surgiram as turbinas para uso industrial, denominadas aeroderivativas. A Figura 16.6 mostra uma turbina do tipo aeroderivativa utilizada na produção de energia elétrica.

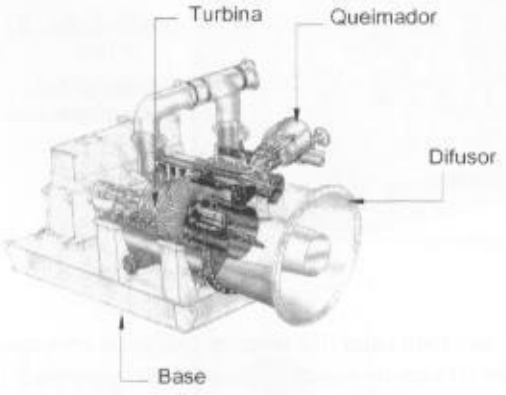


FIGURA 16.6
Vista interna de uma turbina aeroderivativa

No entanto, a indústria de produção de equipamentos de geração, anos mais tarde, desenvolveu um outro projeto de turbina de concepção mais pesada e destinada à geração de grandes blocos de energia. São denominadas *heavy duty*. As turbinas industriais, ou *heavy duty*, apresentam as seguintes diferenças em relação às turbinas aeroderivativas:

- ampla faixa de capacidade, indo desde as microturbinas com potência nominal de 30 kW até grandes turbinas com potência nominal de 250 MW;
- maior flexibilidade quanto ao tipo de combustível; podem queimar, alternativamente, combustíveis mais pesados, facilitando a operação das usinas termelétricas numa eventual falha no fornecimento de gás natural;

- maior facilidade de montagem e desmontagem, o que reduz o tempo de construção de usinas termelétricas.

As turbinas à gás natural são normalmente empregadas em instalações de médio e grande portes. São compostas das seguintes partes principais, conforme mostra a Figura 16.7.

- Compressor de ar

É o equipamento responsável pelo seqüestro do ar do meio ambiente o qual, após filtrado para supressão das partículas sólidas, é comprimido e conduzido à câmara de combustão.

Os compressores podem ser também dos tipos escoamento centrífugo ou de escoamento axial.

Em geral, são empregados compressores do tipo escoamento axial, que é constituído por palhetas de múltiplos estágios, de acordo com a capacidade da turbina, conforme mostrado na Figura 16.7. A quantidade de estágios pode variar de 8 a 25.

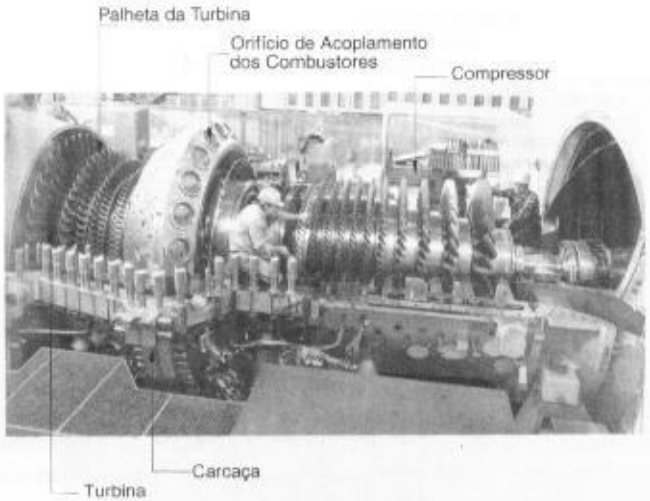


FIGURA 16.7
Vista interna de uma turbina a gás natural

O compressor de escoamento centrífugo retira o ar da atmosfera no centro do rotor, forçando a penetração do mesmo na direção do eixo do compressor, a velocidades muito elevadas, até ser conduzido ao difusor do tipo estacionário, onde é desacelerado obtendo-se como resultado um substancial aumento de pressão. Nas turbinas aeroderivadas, são empregados compressores do tipo centrífugo.

O compressor de escoamento axial é constituído de palhetas em forma de aerofólios e montadas ao longo do eixo do compressor em forma de anéis. Normalmente, cada anel de palhetas móveis é seguida de um anel de palhetas fixas. As primeiras são responsáveis pela aceleração do ar em cada anel móvel no interior do compressor na forma de um movimento helicoidal. Já as palhetas fixas são responsáveis pela formação da pressão do ar no interior do compressor, através de sua desaceleração, a cada anel fixo. Assim, como o volume de ar diminui ao longo do eixo do compressor, devido ao aumento da pressão, então o compressor toma a forma cônica dada na Figura 16.7. Para um compressor de grande porte, isto é, com 25 estágios de compressão, considerando um aumento da pressão de 10%, para cada estágio de compressão, a pressão será aumentada de 10,8 vezes em relação à pressão inicial.

Como a temperatura, pressão e umidade do local onde opera a usina variam de região para região é padrão considerar, para fins comparativos, a temperatura de 15°C, à pressão de 1,013 bar e à umidade de 60%.

- Câmara de combustão ou combustor

A câmara de combustão é a parte da máquina onde é feita a mistura do ar recebido do compressor e do gás natural injetado no seu interior. É composta por vários bicos injetores de gás natural montados em forma de anel, em conformidade com a Figura 16.8.

- Turbina propriamente dita

Seu princípio de funcionamento pode ser entendido através da Figura 16.9, ou seja, o ar atmosférico é sugado para o interior do compressor, à temperatura ambiente e pressão atmosférica, que

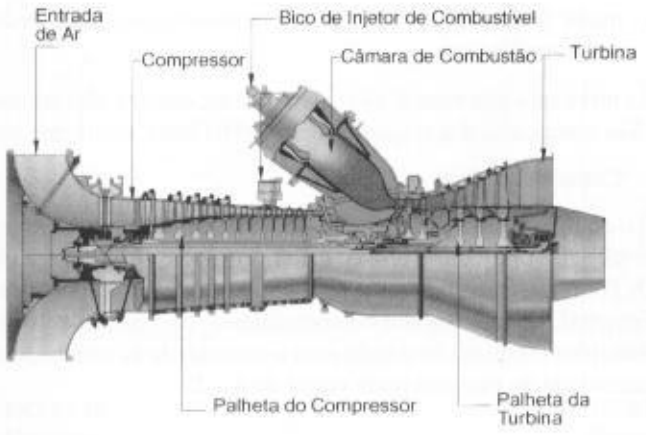


FIGURA 16.8
Detalhe da câmara de combustão de uma turbina a gás natural

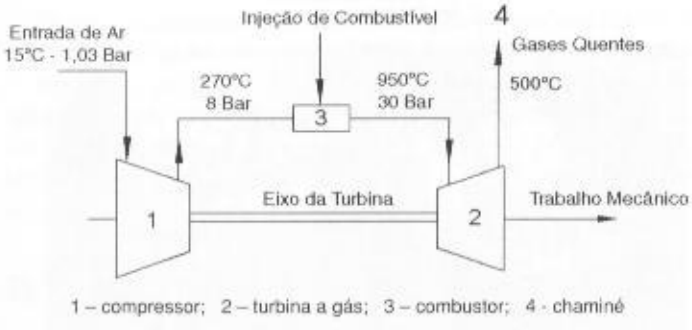


FIGURA 16.9
Princípio de funcionamento de uma turbina a gás natural

o comprime a uma pressão próxima a 8 bar e eleva a temperatura do ar para cerca de 270°C antes de penetrar no combustor. Parte da massa de ar comprimido que sai do compressor é conduzida para o interior da câmara de combustão onde se mistura com o combustível injetado, e a outra parte é conduzida para o exterior da referida câmara e tem como finalidade resfriá-la. A massa de ar atmosférico oferece o oxigênio necessário ao processo de combustão. Devido à elevação de temperatura dos gases formados pelo combustível injetado (gás natural ou óleo diesel fluido) e da massa de ar no interior da câmara de combustão, há uma grande expansão desses gases, que são conduzidos à turbina a uma temperatura de cerca de 950°C, a uma pressão de 30 bar. Após a sua expansão no interior da turbina em seus vários estágios, os gases são levados ao meio ambiente, já a uma temperatura de cerca de 500°C e à pressão atmosférica. Apenas parte da energia gerada pelos gases aquecidos no interior da turbina é convertida em trabalho mecânico transferido ao gerador de energia elétrica que está acoplado mecanicamente ao eixo da turbina. A maior parte é conduzida à atmosfera em forma de perda.

A Figura 16.10 mostra a vista interna de uma turbina, detalhando a montagem de suas palhetas, em forma de anéis, em torno do eixo da turbina.

Vale salientar que todo calor das turbinas que pode ser recuperado está contido nos gases exaustos.

A pressão do gás natural disponível nos gasodutos normalmente varia entre 20 e 100 bar. Já a pressão necessária ao funcionamento das turbinas de grande porte, por exemplo, é da ordem de 38 bar. Assim, muitas vezes, é necessário instalar uma estação de recompressão nas proximidades da usina. Já para os motores a gás, a pressão necessária é de cerca de 2 a 5 bar, normalmente atendida pela maioria da rede de gasodutos.

A Figura 16.11 mostra a vista externa de uma turbina industrial, detalhando os seus principais elementos.

O comportamento dos gases numa turbina é explicado através da análise do chamado ciclo de Brayton.

16.2.2.3.1 Ciclo de Brayton

O ciclo de Brayton, também denominado ciclo de Joule, é a forma como os gases submetidos a diferenças de pressão e temperatura são capazes de gerar energia mecânica de utilização.

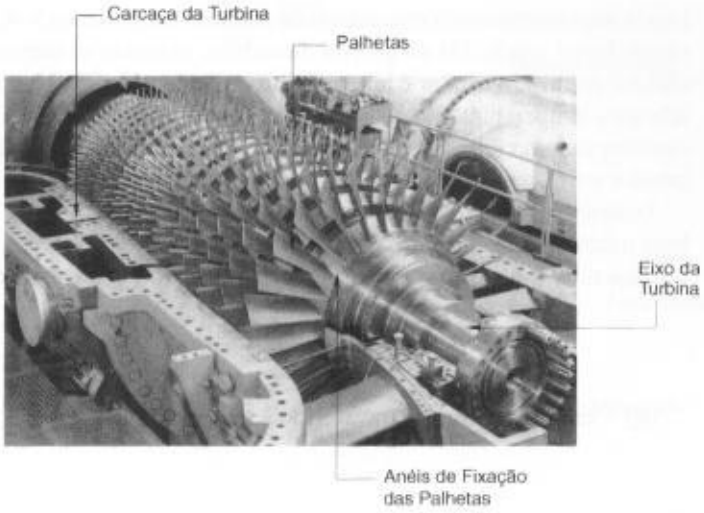


FIGURA 16.10
Detalhes da posição das palhetas no rotor da turbina a gás natural

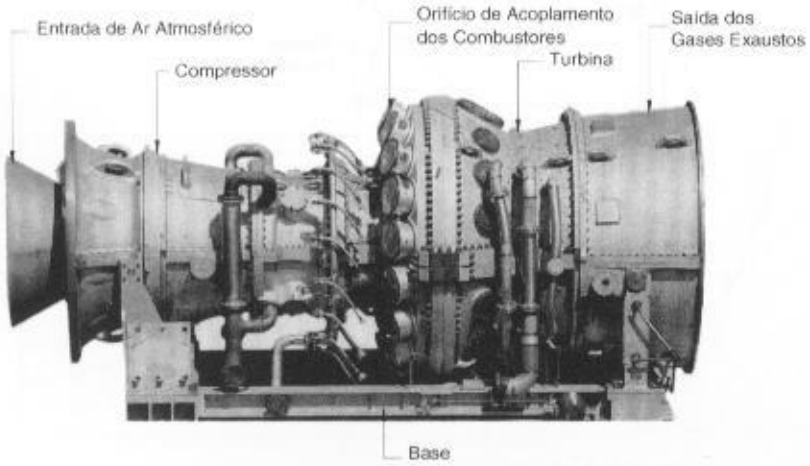


FIGURA 16.11
Vista externa de uma turbina a gás natural

O gráfico *P-V* da Figura 16.12 mostra o ciclo de Brayton, a partir do qual será explicado o processo, onde são utilizados três diferentes equipamentos, ou seja, o compressor, a câmara de combustão e a turbina propriamente dita, sendo o compressor e a turbina responsáveis pelo processo de produção de energia. Considerar uma determinada quantidade de ar que é isentropicamente comprimida pelo compressor no processo 1–2 e injetada na câmara de combustão, na qual há uma forte redução do volume e aumento da pressão. Durante esse estágio, será fornecido ao sistema uma determinada quantidade de trabalho. Na câmara de combustão, é fornecido um certo volume de gás, formando uma mistura gás-ar. Ao longo do processo 2–3, à pressão constante, fica adici-

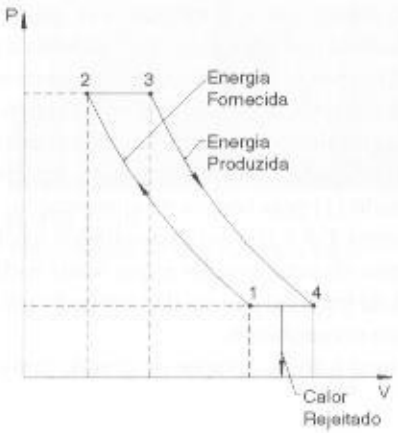


FIGURA 16.12
Diagrama $P \times V$

onada uma determinada quantidade de calor. Já no processo 3–4, onde a mistura gás-ar (gás superaquecido) é conduzida ao interior da turbina, expande-se isentropicamente até a sua pressão inicial, no ponto 4, e o calor é rejeitado, produzindo trabalho. Num processo fechado, o gás é resfriado até a temperatura inicial, a do ponto 1, onde é reinjetado no compressor, no estado do ponto 1 recomeçando o ciclo. Na prática, o ar de escape não é reconduzido ao compressor, mas o compressor retira constantemente o ar da atmosfera na temperatura do ponto 1.

O mesmo processo é explicado também no diagrama *T-S* da Figura 16.13, tomando-se como base o conceito de *entropia*. Assim, num processo internamente reversível, a variação da entropia de uma substância, fornecendo ou recebendo calor, pode ser definido pela Equação (16.1).

$$dS = \frac{dQ}{T} \tag{16.1}$$

dQ – representa o calor transferido à temperatura T.

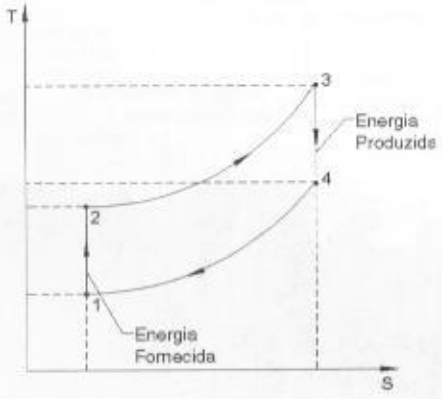


FIGURA 16.13
Diagrama da entropia $T \times S$

16.2.2.4 Turbina a vapor

A produção de energia elétrica ocorrida no final do século XIX e início do século XX foi praticamente dominada pelas turbinas a vapor, utilizando como combustível primário a lenha extraída das florestas ou o carvão vegetal.

Até hoje as turbinas a vapor estão presentes na maioria das grandes unidades de geração a combustível gasoso, aumentando, consideravelmente, a eficiência do ciclo para geração de energia nas suas diversas formas.

O funcionamento das turbinas a vapor é explicado através da análise do denominado ciclo Rankine ou, simplesmente, ciclo a vapor, e que consiste de quatro processos distintos, cujos elementos básicos do ciclo estão contidos na Figura 16.14.

Uma bomba de alimentação de água (2) conduz esse líquido saturado até um gerador de vapor ou, simplesmente, caldeira, para a qual é fornecida uma determinada quantidade de energia em forma de calor Q. A água contida no interior da caldeira toma a forma de vapor (3) e é conduzido (4) a uma turbina a vapor. O vapor expande-se isentropicamente no interior da turbina (5), realizando trabalho mecânico no seu eixo, deixando a mesma e sendo conduzido (6) a um condensador, que tem a função de absorver o calor contido no vapor até condensá-lo. Isso é realizado pela água, à temperatura natural, utilizada pelo condensador para o resfriamento do vapor. Nesse ponto, o vapor condensado é bombeado (1) pela bomba de alimentação, recomeçando todo o processo do ciclo Rankine, cujos diagramas *T-S* e *H-S* estão mostrados nas Figuras 16.15 e 16.16.

A perda de energia térmica no condensador e que reduz a eficiência do processo é necessária para evitar que a substância de trabalho que sai da turbina forme bolhas, originando o processo de cavitação da bomba e o dano conseqüente.

A Figura 16.17 mostra uma turbina a vapor de grande porte, indicando-se os seus principais componentes.

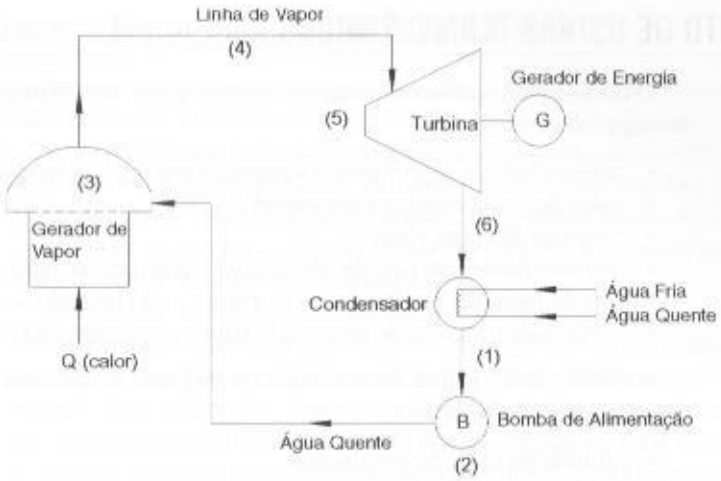


FIGURA 16.14
Esquema básico de funcionamento do ciclo Rankine

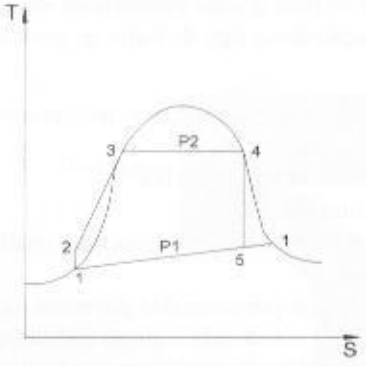


FIGURA 16.15
Diagrama $T \times S$

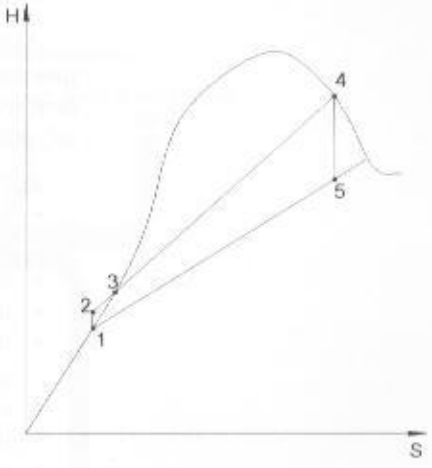


FIGURA 16.16
Diagrama da entropia $H \times S$



FIGURA 16.17
Vista externa de uma turbina a vapor

16.3 DIMENSIONAMENTO DE USINAS TERMELÉTRICAS

O critério para o dimensionamento de uma usina termelétrica está relacionado com os seguintes aspectos:

- necessidade de suprimento do mercado regional de energia elétrica;
- valor da carga elétrica a ser suprida;
- natureza da carga elétrica;
- disponibilidade do tipo de combustível: gás natural, óleo diesel, carvão mineral etc.;
- tipo de usina a ser adotada: ciclo aberto, ciclo fechado, autogeração, co-geração;
- sistema de transmissão de energia para escoamento da energia gerada.

A eficiência das usinas termelétricas empregando turbinas ou motores está intimamente ligada às seguintes condições:

- altitude do local de instalação;
- temperatura ambiente;
- temperatura do meio refrigerante;
- umidade relativa do ar;
- tipo de combustível empregado.

A construção de uma usina termelétrica produtora de energia é precedida de uma série de eventos que pode variar em função das condições econômicas e políticas de cada país. Essas usinas podem ser construídas no interior de uma grande indústria ou em local independente. De forma geral, pode-se roteirizar a construção desse tipo de fonte de geração na seguinte seqüência:

a) Primeira fase
- caracterização do mercado de energia elétrica, quanto a seu crescimento e oferta de geração;
- política tributária do setor de energia elétrica;
- definição da carga a ser suprida;
- definição do financiamento do projeto: financiamento tradicional ou através de uma operação do tipo *project finance*;
- definição dos incentivos fiscais por parte dos governos municipais, estaduais e federal;
- localização da área onde será construído o empreendimento;
- estudo de viabilidade de conexão da usina com a rede elétrica pública;
- elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e do Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) ou simplesmente EIA-RIMA.

b) Segunda fase

Se a usina termelétrica for construída para suprimento da unidade industrial e para venda da energia sobejante ao mercado, as seguintes ações devem ser implementadas:
- definição do contrato de fornecimento da energia a ser gerada: contrato de venda de energia para operação contínua (operação *inflexível*) ou para despacho da usina pelo órgão de controle do sistema elétrico por necessidade de geração (operação flexível) e que, no Brasil, é de responsabilidade do ONS – Operador Nacional do Sistema;
- definição dos contratos de conexão e uso do sistema: CUSD – Custo do Uso do Sistema de Distribuição e CUST – Custo do Uso do Sistema de Transmissão.

c) Terceira fase
- elaboração do projeto executivo;
- definição do tipo de máquina a ser adquirida: contatos com os fabricantes de turbinas e demais componentes de uma planta termelétrica;
- especificação dos equipamentos empregados;
- aquisição dos equipamentos.

d) Quarta fase
- construção da usina;
- construção do sistema de distribuição ou de transmissão.

e) Quinta fase
- comissionamento;
- operação comercial.

16.3.1 Usinas Termelétricas a Motor com Combustível Líquido

Enquadram-se nessa categoria as usinas termelétricas a motores movidos a óleo diesel ou a óleo combustível ou a outros tipos de óleo mais pesados, como o óleo marítimo.

Com o crescente interesse pela geração distribuída, os motores a combustível líquido, notadamente os motores a óleo diesel, voltaram a ganhar mercado. Sua popularidade é grande devido à flexibilidade de montagem, à instalação em qualquer ponto de utilização, já que só depende do caminho de acesso para o transporte do combustível e ao maior número de profissionais com conhecimento de manutenção e operação etc.

Vale registrar que, nos últimos tempos, os Motores a Combustão Interna, conhecidos também como MCI, sofreram uma grande evolução tecnológica com o emprego da eletrônica de potência, que tornou possível gerenciar o seu funcionamento, tanto no controle das emissões de poluentes e redução do nível de ruído, quanto na introdução de novos componentes mecânicos, como, por exemplo, a substituição do carburador pela injeção eletrônica. Essa evolução tecnológica também trouxe ganhos preciosos no rendimento desses motores, cuja eficiência aumenta quanto maior for sua potência nominal.

A distribuição média de produção e perda de energia de uma usina termelétrica a motor a diesel pode ser conhecida através do gráfico da Figura 16.18.

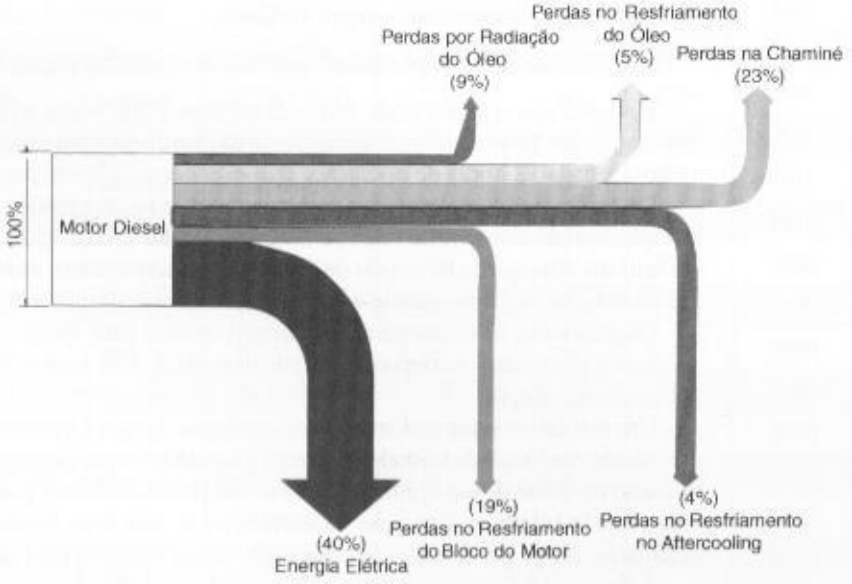


FIGURA 16.18
Gráfico de distribuição média de produção e perda de energia de usina a motor a diesel

16.3.1.1 Determinação da potência nominal

A potência das unidades de geração deve ser definida de forma que a usina termelétrica opere com, pelo menos, 50% da carga nominal. Para níveis de geração inferiores, isto é, fator de carga menor que 30% resulta a operação da máquina primária a temperaturas abaixo da temperatura adequada para a realização de uma combustão completa, provocando a deterioração do óleo lubrificante.

O número de unidades de geração que deve compor uma usina termelétrica é função do nível de contingência requerido, evitando-se, por conseguinte, a rejeição de carga. Para um nível de contingência $N_{ug} - 2$, o maior fator de carga obtido é dado pela Equação (16.2).

$$F_c = \frac{N_{ug} - 2}{N_{ug} - 1} \tag{16.2}$$

N_{ug} – quantidade de unidades de geração que compõe a usina.

Assim, uma usina com 15 unidades de geração pode operar com um $F_c = 0{,}92$, atendendo à condição para quando duas unidades de geração estiverem fora de operação, ou seja:

$$F_c = \frac{N_{ug} - 2}{N_{ug} - 1} = \frac{15 - 2}{15 - 1} = 0{,}92$$

A potência da usina é definida a partir do diagrama das potências ativas e reativas. A potência ativa fornecida pela máquina depende das condições locais de sua instalação, conforme já comentado anteriormente, das características da carga, das variações de carga no tempo e da necessidade de sobrecarga durante o regime de operação. A norma ISO 3046-1 para motores a diesel estabelece cinco diferentes valores de potência da máquina, sendo normalmente encontrada no catálogo dos fabricantes, ou seja:

a) Potência nominal

É aquela declarada pelo fabricante da máquina.

b) Potência básica

É aquela que o motor pode fornecer no seu eixo durante um período de tempo não limitado.

c) Potência contínua

É aquela que o motor pode fornecer continuamente operando com carga constante e igual a 100% de sua potência nominal durante um período de tempo limitado, a 8.400 horas por ano sem possibilidade de sobrecarga.

d) Potência de emergência ou standby

É a máxima potência que o motor pode fornecer no seu eixo durante um período limitado a 300 horas por ano, alimentando cargas variáveis.

e) Potência contínua por tempo limitado ou potência prime

É aquela que o motor pode fornecer durante 1.000 horas ao ano e normalmente expressa nos catálogos dos fabricantes alimentando cargas variáveis com capacidade de sobrecarga de 10% por 1 hora a cada 12 horas de operação, sem exceder a 25 horas por ano.

De forma geral, a queda de tensão nos terminais do gerador não deve ser superior a 15% e a freqüência não deve variar mais de 10% em relação à freqüência nominal. Em alguns casos, pode-se admitir uma queda de tensão de até 20%, quando existem motores elétricos durante o processo de partida. No entanto, podem-se estabelecer valores limites a depender da sensibilidade da carga.

Os geradores, de forma geral, são dimensionados para operar com fator de potência igual a 0,80, podendo alimentar a maioria das cargas industriais sem aplicar banco de capacitores para injeção de potência reativa.

Um dos fatores que influenciam na potência líquida fornecida pela usina de geração é o comprimento dos dutos de tomada de ar e de exaustão dos gases quentes. Muitas vezes, devido à localização da usina de geração, esses dutos são projetados com grandes extensões. Outro cuidado a ser tomado refere-se à posição da tomada de ar que deve ficar distante da posição dos gases de exaustão. Neste caso, a sua localização deve ser definida pela direção dos ventos.

A Tabela 16.2 informa os dados básicos de unidades de geração montadas pela empresa brasileira Stemac – Grupos Geradores.

Cabe salientar que a potência do motor diesel varia de acordo com a velocidade do eixo do motor. No caso de motores diesel aplicados a geradores de corrente alternada, a velocidade do eixo do motor pode variar levemente. No caso de motores diesel aplicados a geradores de corrente contínua, tais como em locomotivas a diesel-elétricas, a velocidade do motor diesel pode variar numa grande faixa de valores. Neste caso, são utilizados motores diesel apropriados. A Tabela 16.3 fornece a variação da potência de um motor diesel de fabricação Guascor, em função da velocidade do eixo.

16.3.1.1.1 Usinas de autoprodução

É por definição a usina de geração concebida para gerar somente energia elétrica para as necessidades próprias do empreendedor, podendo no entanto vender o excesso de energia gerada para terceiros.

O uso de unidades de geração com fornecimento de potência contínua ocorre em locais onde a concessionária não dispõe de rede de energia elétrica pública, ou quando a indústria opta por uma unidade de autogeração.

O dimensionamento de uma unidade de geração para atender cargas variáveis, de tipo e potência, deve observar as seguintes instruções:

TABELA 16.2
Informações técnicas de unidades de geração a óleo diesel

Potência do Gerador				Características do Motor				Dimensões			Peso
Contínua por Tempo Limitado		Emergência ou Intermitente		Fabricante	Modelo	Pot mec.	Núm. de	Comp.	Largura	Altura	
(kVA)	(kW)	(kVA)	(kW)			(cv)	Cilindros	(mm)	(mm)	(mm)	(kg)
10,5	8,4	11,7	9,4	Lombardini	LDW 602	16	2	1120	530	750	120
21	16,8	23,4	18,7	Lombardini	LDW 1204	33,2	4	1270	530	800	185
37	30	40	32	MWM	D229-3	50	3	1745	720	1170	765
50	40	55	44	MWM	D229-4	66	4	1880	720	1170	840
78	62	81	65	MWM	D229-6	99	6	2150	720	1160	1030
77	61,5	86	67	Cummins	4BT3.9-GE	103	4	1730	625	1230	690
106	85	115	92	MWM	TD229EC-6	137	6	2300	720	1310	1140
122	98	135	108	Cummins	6BT5.9-G2	168	6	2240	960	1400	1010
141	113	150	120	MWM	6.10T	180	6	2695	1020	1525	1270
150	120	170	136	Cummins	6CT8.3-G	209	6	2580	960	1400	1280
168	134	180	144	MWM	6.10TCA	215	6	2840	1020	1525	1490
180	144	200	160	Cummins	6CTA8.3-G1	239	6	2720	960	1400	1530
210	168	230	184	Cummins	6CTA8.3-G2	281	6	2720	960	1400	1570
230	184	255	204	Cummins	6CTAA8.3-G	317	6	2720	960	1400	1570
260	208	290	232	Mercedes	OM-447 A	300	6	2690	1110	1870	1510
280	224	310	248	Cummins	NT855-G4	380	6	3260	1000	1800	2650
310	248	340	272	Cummins	NT855-G5	395	6	3260	1000	1800	2820
325	260	360	288	Cummins	NT855-G6	441	6	3260	1000	1800	2820
345	276	380	304	Cummins	NTA855-G2	471	6	3290	1000	1800	2980
405	324	450	360	Volvo	TAD1232BR	533	6	3000	1090	1680	2390
405	324	450	360	Cummins	NTA855-G3	542	6	3290	1000	1900	3140
438	350	500	400	Volvo	TWD1630GE	605	6	3125	1173	1780	2630
505	404	557	445	Volvo	TAD1630GE	672	6	3325	1090	1826	2980
513	450	563	450	Daewoo	P180LE	734	10V	2800	1400	1700	2880
513	410	563	450	Cummins	KTA19-G3	695	6	3962	1524	1971	4672
556	500	625	500	Daewoo	P180LE	734	10V	2800	1400	1700	2880
569	455	625	500	Cummins	KTA19-G4	765	6	3962	1524	1971	4672
569	455	631	504	Volvo	TAD1631GE	759	6	3325	1260	1826	3040
676	541	750	600	Daewoo	P222LE	883	12V	3500	1400	1800	2540
681	545	750	600	Cummins	VTA28-G5	913	12V	4305	1830	2242	7149
900	720	1000	800	Cummins	QST30-G2	1217	12V	4361	1743	2328	7973
1023	818	1125	900	Cummins	QST30-G3	1369	12V	4361	1743	2328	7973
1125	900	1250	1000	Cummins	QST30-G4	1510	12V	4361	1980	2547	7973
1375	1100	1563	1250	Cummins	KTA50-G3	1876	16V	5651	2276	2507	11435
1600	1280	1941	1553	Cummins	KTA50-G9	2251	16V	5651	2276	2507	11553
2000	1600	2188	1750	Cummins	QSK60-G5	2591	16V	6251	2789	3175	15875
2250	1800	2500	2000	Cummins	QSK60-G6	2961	16V	6251	2789	3175	15875

a) Somar todas as cargas lineares da instalação industrial, dadas em kW.

b) Somar todas as cargas não-lineares da instalação industrial, dadas em kW.

c) Medir a distorção harmônica da carga, se houver.

d) Determinar a corrente de partida do maior motor da instalação.

e) É aconselhável que o gerador seja dimensionado para uma potência nominal 10% acima dos valores da soma das cargas lineares e não-lineares (para valores inferiores a 20% da carga total e distorção harmônica menor e igual a 5%).

f) A partida do maior motor não deve provocar uma queda de tensão no gerador superior a 20%.
- considerar de 20% (quando não conhecido o valor real) a reatância subsíncrona do eixo direto do gerador para cálculo da queda de tensão durante a partida do motor.

g) Dimensionar o gerador diferentemente para regime intermitente ou standby e para regime contínuo.

A determinação da potência nominal de uma usina termelétrica depende do tipo de carga a ser alimentada e da potência dos motores presentes, notadamente aqueles de grande capacidade nominal, cuja corrente de partida possa provocar uma queda de tensão superior aos limites anteriormente estabelecidos.

A potência nominal de uma usina termelétrica pode ser determinada a partir da Equação (16.3), ou seja:

$$P_{ng} = K \times \Sigma P_{cnl} + 1{,}10 \times \Sigma P_{cl} \tag{16.3}$$

P_{cnl} – potência das cargas não-lineares;
P_{cl} – potência das cargas lineares;
$K = 1$ – quando a distorção harmônica for inferior a 5%;
$K = 1{,}5$ – quando a distorção harmônica não for conhecida.

TABELA 16.3
Dados de desempenho do motor a óleo diesel para operação com velocidade variável

Velocidade (rpm)	Potência Básica (kW)	Torque (N · m)	BMEP (kPa)	Consumo (L/h)	BSFC (g/kW - h)
1.300	783	5.752	1.397	197,1	211
1.200	676	5.383	1.307	168,4	209
1.100	570	4.948	1.201	142,1	209
1.000	463	4.425	1.075	118,5	215
900	356	3.787	919	98,6	222

16.3.1.1.2 Usinas de co-geração

Este assunto será discutido na Seção 16.5.

16.3.1.1.3 Usinas de emergência

Se a usina termelétrica é destinada a serviço emergencial, deve-se considerar as seguintes condições de projeto:

- estudar e definir um sistema de rejeição de carga para evitar a saída intempestiva da geração;
- dimensionar a máquina considerando a corrente de partida dos motores elétricos acionados em conformidade com o tipo de chave de manobra, ou seja, diretamente da rede, chave *soft-starter* etc.

- dimensionar a máquina para suportar a corrente de magnetização dos transformadores elevadores da unidade de geração;
- definir um sistema de partida rápida e confiável no instante da operação da unidade de geração;
- dimensionar um sistema em rampa para operar, momentaneamente, em paralelo com a rede pública da concessionária quando a unidade de geração também destinar-se a suprir a unidade consumidora durante o período de ponta de carga.

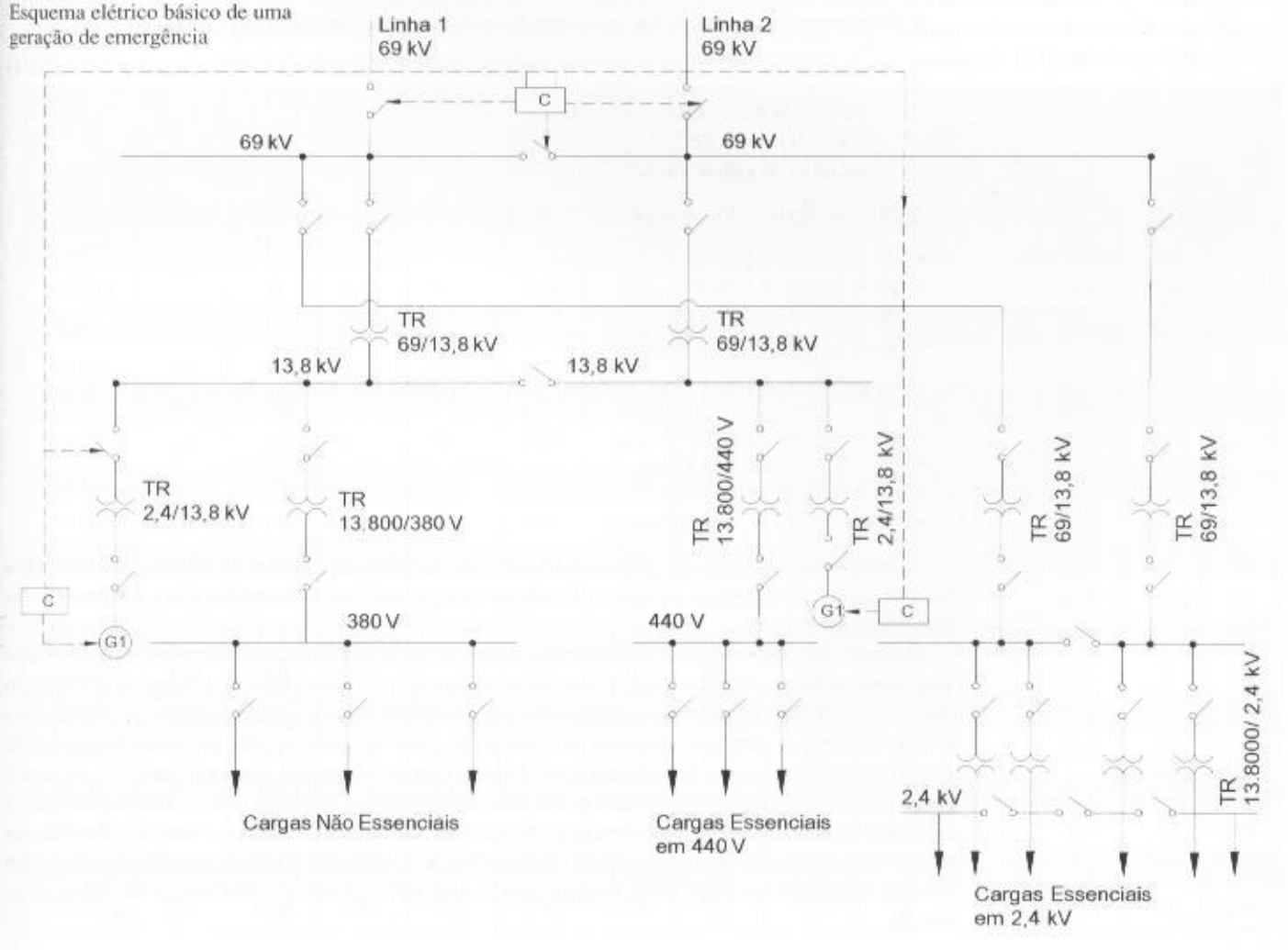
A Figura 16.19 mostra um esquema elétrico básico de uma unidade de geração de emergência. Neste caso, observa-se que as unidades de geração podem operar em paralelo entre si e com a rede pública de energia elétrica.

A geração de emergência pode ser concentrada em um único ponto da planta industrial ou em vários pontos, dependendo do *layout* da indústria. Para indústria de pequeno porte, normalmente a unidade de geração é projetada para fornecer energia em baixa tensão, conectando-se ao QGF da subestação de potência. Para indústria de médio e de grande portes, a unidade de geração é dotada de uma subestação elevadora e conectada ao sistema industrial na média tensão, de acordo com a Figura 16.19. Há grandes vantagens em concentrar a geração de emergência em um único ponto, ou seja:

- custos menores por kVA instalado;
- custos menores para manter uma capacidade de reserva;
- facilidade de reversão da alimentação da concessionária para a unidade de geração;

Muitas aplicações de motores a diesel estão relacionadas ao suprimento de *nobreaks*, denominados UPS, em instalações onde não pode haver a ruptura do ciclo senoidal. Como as UPSs são constituídas de fontes chaveadas, produzindo tensões harmônicas, o dimensionamento das unida-

FIGURA 16.19
Esquema elétrico básico de uma geração de emergência



des de geração devem considerar esta condição, a não ser que o fabricante da UPS garanta a instalação de filtros que possibilitem distorções harmônicas inferiores a 5%. Caso contrário, é necessário consultar o fabricante da unidade de geração para definir a potência do motor.

Um dos requisitos básicos para a especificação de uma usina de emergência é o tempo decorrido desde a ausência de tensão nos terminais do barramento de carga da instalação até o estabelecimento da tensão da unidade de geração nesse mesmo barramento. A maior parte desse tempo é consumida pelo tempo de partida das unidades de geração. Após o paralelismo das unidades de geração, fecha-se o disjuntor do barramento de carga, retornando à normalidade operacional da instalação. O tempo de partida de uma unidade de geração é, normalmente, de 10 s.

A bateria é o sistema mais comum utilizado na partida de uma unidade de geração. Em alguns casos, é utilizado o sistema de ar comprimido.

No caso de a unidade de geração estar alimentando uma UPS, esta deve suportar a carga por um tempo superior ao tempo de partida da usina de emergência. Deve-se, no entanto, especificar a autonomia da UPS para um tempo não inferior a cinco minutos. Quanto maior for esse tempo, maior é o custo da UPS.

Como já comentado anteriormente, as UPSs são consideradas cargas não-lineares. A alimentação de uma UPS gera harmônicas no sistema que afetam os geradores na forma de aquecimento, devido às perdas no cobre e no ferro superiores aos valores obtidos quando o gerador opera com onda senoidal limpa. Outros efeitos são observados através de um aumento substancial de ruído audível e do aparecimento de um fluxo induzido no rotor provocando vibrações, cujo efeito nos motores a óleo diesel é de maior intensidade, devido à variação no torque, causando instabilidade no regulador de velocidade do motor.

As UPSs são constituídas de retificadores e inversores que durante o processo de retificação da corrente, como resultado da comutação de um tiristor para o tiristor seguinte, as duas fases envolvidas assumem momentaneamente a condição de curto-circuito. A corrente de curto-circuito nesse instante propicia uma queda de tensão no sistema que alimenta a UPS.

A determinação da ordem das correntes harmônicas pode ser dada pela Equação (16.4).

$$H = (K \times Q) \pm 1 \tag{16.4}$$

H – ordem da harmônica;
K – número inteiro de 1 a N;
Q – número de pulsos do retificador; existem dois tipos: retificadores de 6 e 12 pulsos.

Assim, um retificador de 6 pulsos faz surgir uma corrente harmônica das seguintes ordens:

- $H = 1 \times 6 - 1 = 5^a$
- $H = 1 \times 6 + 1 = 7^a$
- $H = 2 \times 6 - 1 = 11^a$
- $H = 2 \times 6 + 1 = 13^a$ etc.

Já os retificadores de 12 pulsos fazem surgir correntes harmônicas das seguintes ordens:

- $H = 1 \times 12 - 1 = 11^a$
- $H = 1 \times 12 + 1 = 13^a$
- $H = 2 \times 12 - 1 = 23^a$
- $H = 2 \times 12 + 1 = 25^a$ etc.

Como os retificadores de 12 pulsos não geram harmônicas de 3.ª e 5.ª ordens, seu conteúdo harmônico é muito inferior ao dos retificadores de 6 pulsos, que são aqueles que causam maiores perturbações.

O surgimento dos componentes harmônicos tem origem na formação da corrente durante o chaveamento de fontes retificadoras. Como essas correntes são fornecidas pela fonte de geração do sistema, elas fluem através das impedâncias dos condutores, dos transformadores etc., desde a referida fonte até os terminais da carga não-linear, no presente caso, a UPS, provocando quedas de tensão na rede na mesma freqüência da ordem da corrente harmônica gerada na UPS. Assim, a geração de uma corrente harmônica numa determinada carga contamina todo sistema elétrico a montante da referida carga pela formação das tensões harmônicas. Como a severidade das tensões harmônicas é diretamente proporcional à impedância do sistema, deve-se projetar sistemas com menores impedâncias entre fonte e carga para reduzir os efeitos das componentes harmônicas de tensão.

Vale salientar que a tensão harmônica de cada ordem vai gerar uma corrente harmônica no estator do gerador. Assim, cada corrente harmônica no estator corresponderá a uma rotação positiva ou negativa em relação à seqüência das componentes simétricas.

Para se determinar a potência nominal de uma usina de geração emergencial que alimenta uma UPS, pode-se aplicar a Equação (16.5).

$$P_{ug} = K \times \frac{(P_{ups} + P_{rbat})}{\eta_{ups}} + P_{ci} \qquad (16.5)$$

P_{ug} – potência nominal da usina de geração, em kW;
P_{ups} – potência nominal da UPS, em kW;
η_{ups} – rendimento da UPS;
P_{rbat} – potência de recarga da bateria, em percentagem de P_{ups}; para pequenas unidades pode-se considerar $P_{rbat} = 0{,}20 \times P_{ups}$; para unidades maiores considerar $P_{rbat} = 0{,}30 \times P_{ups}$
K – fator de correção devido à distorção harmônica anteriormente mencionado;
P_{ci} – potência das cargas lineares.

Para o dimensionamento da usina de geração, deve-se complementar com os seguintes critérios:

- a demanda de carga do gerador deve corresponder, no máximo, a 85% de sua capacidade nominal;
- a conexão do gerador com a UPS deve, de preferência, ser em rampa;

TABELA 16.4
Valores médios de reatância dos geradores

X_d – reatância síncrona: X'_d – reatância transitória do eixo direto; X''_d – reatância subtransitória do eixo direto; X_q – reatância síncrona do eixo em quadratura; X'_q – reatância transitória do eixo em quadratura; X''_q – reatância subtransitória do eixo em quadratura; X_2 – reatância de seqüência negativa; X_0 – reatância de seqüência zero; T'_{d0} – constante de tempo transitória.

Reatâncias dos Geradores													
	kVA cos = 0,8		Rendimento		X_d	X'_d	X''_d	X_q	X'_q	X''_q	X_2	X_0	T'_{d0}
Tipo	50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(ms)
ED23S	12	22	83,3	84,2	182	16,5	9,4	76	76	21	14,2	3,2	45
ED23M	27	33	84,5	86,4	219	17,3	11,7	99,8	99,8	32	21,8	2,8	61,3
ED23L	39	47	87,2	88,7	184	16,2	10,3	77,6	77,6	23	16,8	2,6	50
ED27L	56	68	88,5	89,6	293	12,4	6,4	119,4	119,4	37,4	21,9	2,8	66
ED27M	82	100	91	92,5	1714	17,9	10,3	68,5	68,5	37,4	23,8	2,7	54
ED27L	100	120	91,2	92,7	289	26,4	11,6	142,8	142,8	29,4	20,5	2,7	67,3
ED33S	120	150	91	92	304	12,8	7,3	146,5	146,5	25,7	16,5	2,6	79
ED33M	150	180	91,7	93,5	213	10,1	6,3	94,5	94,5	20,8	13,5	2,8	81
ED33L	180	220	92,5	94,5	225	10,8	6,7	242,3	242,3	27,3	17	2,5	85
ED40S	220	270	91,7	93,5	235	18,2	10,2	145	145	22,5	16,3	2,6	94
ED40M	270	330	92,5	94,5	223	20,5	12,4	130	130	20,1	16,2	2,3	105
ED40L	330	390	92,8	95	210	21	13,5	120	120	26,4	20	2	107
ED45S	390	470	92	93	337	26,5	16,5	140	140	25,4	20,9	3,1	118
ED45M	470	560	92,4	93,4	263	27,6	18,3	162	162	23,4	20,8	2,9	125
ED45L	560	680	92,4	93,7	282	28,2	18,7	152	152	24,2	21,4	3,2	138
ED54S	680	820	92,9	93,9	340	18,5	9,6	145	145	20,4	15	3,2	225
ED54M	820	1000	92,9	94,9	374	16,6	7,8	154	154	19,4	13,6	3,7	234
ED54L	1000	1200	94,9	95,1	350	19,6	10,1	148	148	129,6	14,8	3,5	245

- a reatância subtransitória do eixo direto do gerador não deve ser de preferência superior a 15% na base da potência e tensão nominais do gerador;
- o regulador de tensão deve ser do tipo estático;
- o gerador deve ser especificado para a classe de temperatura F ou H;
- a potência do gerador deve ser selecionada para operação contínua.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.1)

Uma indústria considera essencial a continuidade de alimentação de uma carga de 400 kW para a qual foi adquirida uma UPS com capacidade nominal de 500 kW, cujo rendimento de placa vale 0,65. A indústria possui uma carga linear adicional de 100 kW que deve ser mantida em operação, mas que pode ser desligada momentaneamente com a falta de suprimento normal até a entrada em operação da unidade de geração a óleo diesel. Determinar a potência nominal do grupo gerador.

$$P_{ng} = K \times \frac{(P_{ups} + P_{rbat})}{\eta_{ups}} + P_{cl} = 1,5 \times \frac{500 + 0,2 \times 500}{0,65} + 100 = 1.484 \text{ kW}$$

$$P_{ugf} = \frac{1.484}{0,85} = 1.746 \text{ kW}$$

Comercialmente, deve-se especificar um grupo gerador a óleo diesel de 1.750 kW, 60 Hz, motor de fabricação Cumminins, para regime intermitente ou standby, de acordo com a Tabela 16.2.

16.3.1.2 Componentes de uma usina termelétrica a combustível líquido

As principais partes componentes de uma usina termelétrica a combustível líquido são:

- motores a óleo diesel;
- tanques de combustível e lubrificante;
- sistema de refrigeração à água;
- sistema de combustão;
- sistema de ventilação;
- sistema de óleo lubrificante;
- sistema de escape dos gases exaustos (chaminé);
- sistema de partida;
- sistema de recuperação de calor em unidades de co-geração;
- sistema de controle de monitoramento dos motores;
- gerador de energia elétrica;
- subestação de potência;
- painéis de comando elétrico do gerador e da subestação.

16.3.1.3 *Layout* de uma usina termelétrica

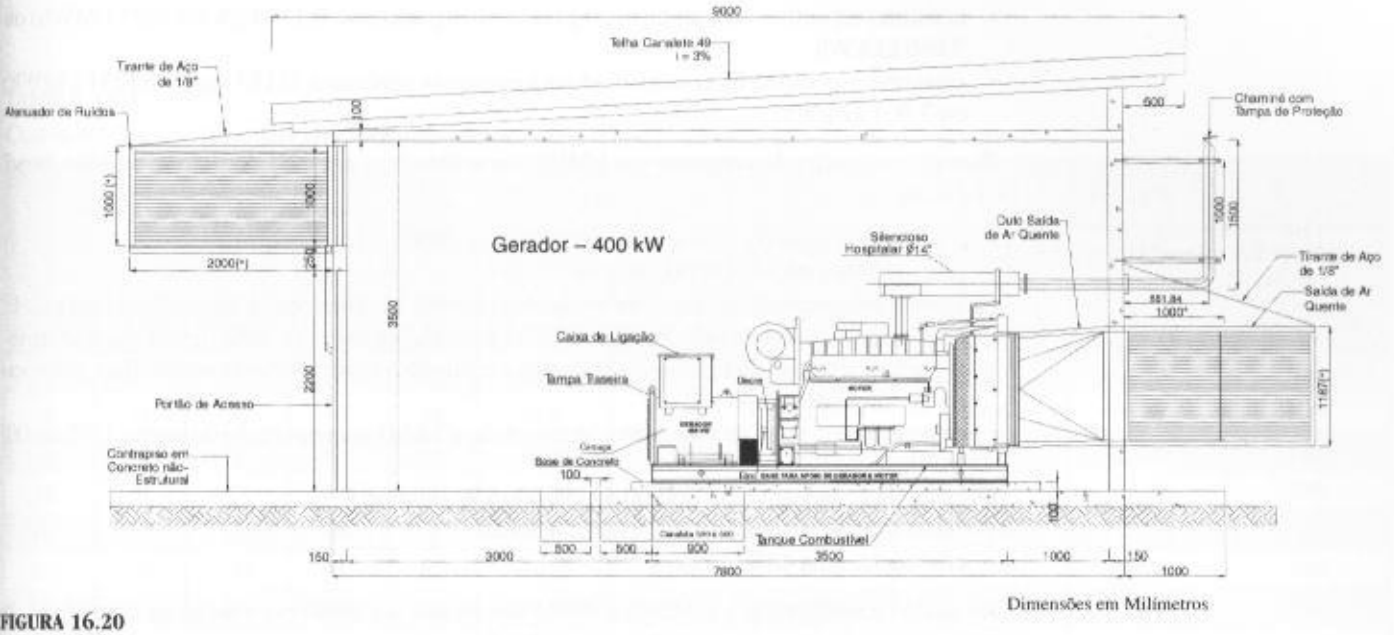
As usinas termelétricas a motores a combustível líquido podem assumir diferentes concepções de acordo com o espaço disponível.

A Figura 16.20 mostra de forma indicativa o corte de uma usina de geração, que tanto pode abrigar máquinas a diesel como a gás natural.

Essas usinas normalmente ocupam uma área que pode variar entre 0,15 e 0,20 m²/kW de potência instalada, a depender da forma de *layout* concebida, incluindo aqui a área ocupada pela subestação e os sistemas auxiliares, como, por exemplo, os tanques de óleo combustível e lubrificante. Quanto ao volume do espaço coberto necessário para abrigar essas máquinas pode variar entre 0,9 e 1,4 m³/kW de potência instalada, a depender da construção das chaminés dos gases exaustos.

16.3.1.4 Combustível líquido

Podem ser utilizados diferentes tipos de combustíveis líquidos nos motores de combustão interna. A especificação dos itens mais importantes do combustível varia de conformidade com a origem do petróleo. O óleo OC fornecido ao mercado apresenta, em média, a seguinte faixa de variação.



Dimensões em Milímetros

FIGURA 16.20
Vista lateral de uma usina termelétrica a motor

- viscosidade do óleo: 15°C; 700 a 1.370 cSt (*Centstock*);
- ponto de fulgor: 80 a 250°C;
- teor de carbono: 10 a 16% em peso;
- asfalto: 6 a 9% em peso;
- enxofre: 0,6 a 3% em peso;
- água: 0,5 a 1% em peso;
- cinzas: 0,01 a 0,05% em peso;
- ferro: 12 a 25 ppm;
- vanádio: 50 a 300 ppm;
- sódio: 30 a 60% de vanádio.

16.3.1.5 Custos de implantação e operação

Os custos de geração variam em função dos requisitos da especificação do cliente. Também deve-se considerar se a usina é destinada a operar somente para geração de energia ou está associada a um projeto de co-geração. No primeiro caso, o custo médio de uma usina varia de aproximadamente 300 a US$ 600/MW de capacidade instalada, dependendo se o conjunto motor-gerador é de origem nacional ou importada. Para usinas associadas a projetos de co-geração, o custo pode elevar-se para US$ 800,00 a US$ 1.200/MW de capacidade instalada.

Os principais custos médios de implantação dos componentes de uma usina são:

- motores associados aos equipamentos auxiliares: 47%;
- geradores associados aos equipamentos auxiliares: 13%;
- subestação elevadora: 9%;
- montagem e comissionamento: 12%;
- transporte: 3%;
- obras civis: 16%.

No entanto, para se elaborar o estudo de viabilidade econômica, é necessário conhecer outros parâmetros, cujos valores médios são:

- faixa de potência comercial: 30 kW a 30.000 kW;
- fator de capacidade médio: 0,92;
- consumo específico de combustível para grandes potências: 0,170 kg/kWh (212 l/MWh) ou 7.559 kJ/kWh;

- consumo específico de combustível para médias potências: 0,177 kg/kWh (221 l/MWh) ou 7.660 kJ/kWh;
- consumo específico de combustível para pequenas potências: 0,185 kg/kWh (231 l/MWh) ou 7.901 kJ/kWh.

Para determinação do consumo em l/MWh foi utilizado o valor da densidade do óleo diesel igual a 0,80.

- consumo de água de resfriamento: 0,03 m^3/hora/kW;
- preço do óleo diesel: US$ 0,50/litro;
- custo médio mensal de operação e manutenção (O&M) para operação contínua: US$ 6,80/MWh (inclui folha de salários e benefícios, material de limpeza, lubrificantes, peças de reposição por tempo de funcionamento etc., excluindo o custo do combustível. Este valor varia ao longo do tempo.);
- custo médio mensal de operação e manutenção (O&M) para operação de ponta: US$ 20,00/MWh;
- custo de aquisição: US$ 300,00 a US$ 600/kW instalado;
- custo médio da geração: US$ 110/MWh/mês;
- eficiência: 36 a 48%.

As usinas termelétricas a motores a diesel são menos competitivas quanto ao custo final da energia em relação às usinas a motor a gás natural.

Os motores a diesel são normalmente fornecidos na versão 2 e 4 tempos. Os motores a 2 tempos são os de maior capacidade.

A Tabela 16.5 informa os custos médios de operação e manutenção relativos a motores a diesel à plena carga.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.2)

Determinar o custo da energia gerada por uma usina termelétrica construída no interior de uma indústria constituída por um conjunto de geração a óleo diesel, com potência unitária de 1.280 kW, operação contínua. A energia requerida por mês para operar a indústria vale, em média, 860.425 kWh. A indústria funciona 24 horas durante 30 dias. Determinar também qual o tempo de retorno do investimento, considerando que a tarifa média anual paga pela indústria é de R$ 276,00/MWh, com impostos incluídos.

• Preço do óleo diesel:	US$ 0,50/litro
• Preço do óleo lubrificante:	US$ 3,96/litro
• Custo médio do empreendimento	
– Motor, gerador e comando:	US$ 498.300,00
– Subestação:	US$ 70.200,00
– Obras civis:	US$ 124.800,00
– Imposto importação (≅4% – importação):	US$ 30.400,00
– Projeto e despesas gerais:	US$ 38.400,00
Total	US$ 762.100,00

- Custo total por kW: $\frac{\text{US\$ } 762.100{,}00}{1.280 \text{ kW}} = \text{US\$ } 595{,}39/\text{kW}$

• Consumo médio de óleo diesel:	231 l/MWh
• Consumo de óleo diesel a 100% de carga:	330 l/h (Tabela 16.5)
• Consumo médio de óleo lubrificante:	0,712 l/hora (Tabela 16.5)
• Número de horas trabalhadas por dia:	24 horas
• Número de dias trabalhados por mês:	30 dias
• Taxa de câmbio:	R$ 2,90/US$
• Tempo máximo de retorno do investimento:	10 anos
• Taxa de desconto:	18% ao ano
• Custo médio mensal de O&M (fixo):	US$ 6,80/MWh

TABELA 16.5
Custos médios operacionais dos motores a diesel

Potência Emergência		Potência Contínua por Tempo Limitado		Motor	Consumo		Custos			
Gerador					Óleo Diesel	Lubrificante	Óleo Diesel	Lubrificante + Filtro	Operacional (diesel + lub.)	Custos Médios de O&M
(kVA)	(kW)	(kVA)	(kW)	(cv)	(litros/h)		(US$/h)			(US$/MWh)
40	32	37	30	50	9,40	0,040	4,03	0,166	4,19	8,12
55	44	50	40	66	12,80	0,096	5,49	0,400	5,89	9,18
81	65	78	62	66	11,60	0,050	4,97	0,207	5,18	7,50
86	67	77	62	103	17,80	0,070	7,63	0,290	7,92	7,40
115	92	106	85	137	25,10	0,065	10,76	0,276	11,03	7,56
135	108	122	98	168	26,80	0,096	11,48	0,400	11,88	7,07
150	120	141	113	180	21,00	0,076	13,28	0,317	13,60	7,04
170	136	150	120	209	24,00	0,096	14,57	0,400	14,97	7,34
180	144	168	134	215	34,80	0,076	14,91	0,317	15,23	6,65
200	160	180	144	239	39,50	0,096	16,92	0,400	17,32	7,08
230	184	210	168	281	42,00	0,096	18,00	0,400	18,40	6,44
255	204	230	184	317	50,00	0,096	21,43	0,400	21,83	6,98
290	232	260	208	300	48,00	0,104	20,57	0,428	21,00	5,95
310	248	280	224	380	64,00	0,160	27,42	0,662	28,08	7,35
340	272	310	248	395	61,00	0,104	26,14	0,428	26,57	6,31
360	288	325	260	441	74,00	3,160	31,71	0,662	32,37	7,30
380	304	345	276	471	79,00	0,160	33,85	0,662	34,52	7,34
450	360	405	324	533	79,00	0,190	33,85	0,786	34,64	6,25
450	360	405	324	542	87,00	0,160	37,28	0,662	37,94	6,87
500	400	438	350	605	87,00	0,250	37,28	1,034	38,32	6,38
500	455	505	404	608	98,00	0,152	42,00	0,634	42,63	7,16
557	445	505	404	672	101,00	0,320	43,28	1,324	44,60	6,42
563	450	513	450	734	128,00	0,620	54,85	2,566	57,42	8,06
563	450	513	410	695	111,00	0,152	47,56	0,634	48,20	6,91
625	500	556	500	734	128,00	0,620	54,85	2,566	57,42	7,42
625	500	569	455	765	120,00	0,152	51,42	0,634	52,06	6,72
631	504	569	455	759	114,00	0,320	48,85	1,324	50,17	6,42
750	600	676	541	883	154,00	0,750	65,99	3,103	69,09	7,35
750	600	681	545	913	154,00	0,272	65,99	1,131	67,12	7,23
1000	800	900	720	1217	197,00	0,528	84,42	2,179	86,60	7,02
1125	900	1023	818	1359	207,00	0,532	88,70	2,207	90,91	6,49
1250	1000	1125	900	1510	240,00	0,528	102,84	2,179	105,02	6,83
1563	1250	1375	1100	1876	274,00	0,604	117,41	2,497	119,91	6,38
1941	1553	1600	1280	2251	330,00	0,712	141,41	2,952	144,36	6,59
2188	1750	2000	1600	2591	403,00	1,120	172,69	4,634	177,33	6,45
2500	2000	2250	1800	2961	449,00	1,120	192,40	4,634	197,04	6,38

a) Carregamento médio do gerador

$$C_{médio} = \frac{860.425}{24 \times 30} = 1.195 \text{ kW}$$

b) Fator de carga

$$F_c = \frac{1.195}{1.280} = 0,93$$

c) Volume médio de óleo consumido por mês

$$V_{óleo} = \frac{231 \text{ l/MWh} \times 860.425}{1000} = 198.758 \text{ litros}$$

Pela Tabela 16.5, o valor do consumo de combustível do motor diesel de 1.280 cv deveria ser de 0,93 × 330/h × 24 × 30 = 220.968 litros.

d) Volume médio mensal de óleo lubrificante consumido

$V_{óleo} = 0,712 \text{ l/h} \times 24 \times 30 = 512,6$ litros

e) Custo médio mensal do óleo consumido

$C_{óleo} = 198.758$ litros × US$ 0,50/litro = US$ 99.379,00

f) Custo médio anual do óleo diesel consumido

$C_{aóleo} =$ US$ 99.379,00 × 12 = US$ 1.192.548,00

g) Custo médio mensal do óleo lubrificante consumido

$C_{m\,lub} = 512,6$ litros × US$ 3,96/litro = US$ 2.029,89

h) Custo médio anual do óleo lubrificante consumido

$C_{a\,lub} =$ US$ 2.029,89 × 12 = US$ 24.358,68

i) Custo médio mensal de manutenção e operação (O&M)

$$C_{mo\&m} = 6,80 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \times \frac{860.425 \text{ kWh}}{1.000} = \text{US\$ } 5.850,89$$

j) Custo médio anual de manutenção e operação (O&M)

$C_{mo\&m} =$ US$ 5.850,89 × 12 = US$ 70.210,68

k) Custo médio operacional mensal da usina de geração

$C_{mop} = C_{móleo} + C_{m\,lub} + C_{mo\&m} = 99.379,00 + 2.029,89 + 5.850,89 =$ US$ 107.259,78

l) Custo médio operacional anual da usina de geração

$C_{aop} = C_{a\,óleo} + C_{a\,lub} + C_{ao\&m} = 1.192.548,00 + 24.358,68 + 70.210,68 =$ US$ 1.287.117,36

m) Custo médio anual da energia gerada

$$C_{am} = \frac{\text{US\$ } 1.287.117,36}{860.425 \text{ kWh}/1.000 \times 12} = \text{US\$ } 124,65/\text{MWh}$$

ou $C_{am} =$ US$ 124,65 × 2,9 = R$ 361,48/MWh (conforme planilha de cálculo da Tabela 16.6)

n) Análise do investimento

A indústria paga anualmente à concessionária o valor de:

$$C_{energ} = \frac{276,00 \times 860.425 \times 12}{2,90 \times 1.000} = \text{US\$ } 982.664,68$$

Como se pode observar, o custo médio operacional da usina de energia elétrica (R$ 361,48/MWh) é muito superior ao custo médio da energia comprada da concessionária de energia elétrica (R$ 276,00/MWh), sendo, portanto, inviável o empreendimento.

O cálculo anterior pode ser mostrado através da planilha de cálculo da Tabela 16.6, elaborada no Excel.

Devem-se acrescentar aos custos da unidade geração os valores pagos à concessionária para a conexão e o fornecimento de energia nos períodos de manutenção da usina.

TABELA 16.6
Planilha de cálculo do custo de geração

Planilha de Cálculo de Custo de uma Unidade de Geração (UG)				CPE
Cliente:				
Unidade de Consumo:				
1	Número de geradores da UG		-	1
2	Capacidade de 1 gerador		kW	1.280,0
3	Fabricante de referência		**Nome do Fabricante**	
4	Capacidade total da geração		kW	1.280,0
5	Consumo específico do motor diesel		l/MWh	231,0
6	Consumo médio de energia na ponta		kWh	860.425
7	Taxa de câmbio		R$/US$	2,900
8	Preço médio do óleo diesel		R$/litro/máq	1,45
9	Preço médio do óleo lubrificante		R$/litro/máq	11,48
10	Custo médio do empreedimento		R$	2.210.090,00
11	Custo total por kW		R$/kW	1.726,63
12			US$/kW	595,39
13	Consumo médio do óleo diesel	litro/h/máq	330	330
14	Consumo médio do óleo lubrificante	litro/h/máq	0,712	0,712
15	Número de horas trabalhadas por dia		Horas/dia	24
16	Número de dias trabalhados por mês		Dias/mês	30.0
17	Taxa de juro anual		-	18%
18	Custo de O&M		US$/MWh	6,80
19	Tempo de amortização esperado		Anos	6
20	Demanda média mensal		kW	1.195,0
21	Taxa de carga média do gerador		%	0,93
22	Consumo de óleo combustível		l/mês	198.758
23	Custo médio mensal do óleo diesel		R$/mês	288.199,35
24	Consumo médio mensal do óleo lubrificante		litros/mês	512,64
25	Custo médio mensal do óleo lubrificante		R$/mês	5.885,11
26	Custo médio anual do óleo diesel		R$/ano	3.458.392,25
27	Custo médio anual do óleo lubrificante		R$/ano	70.621,29
28	Custo médio mensal de O&M		R$/mês	16.967,58
29	Custo médio anual de O&M		R$/ano	203.610,97
30	Custo operacional mensal da UG		R$/mês	311.052,04
31	Custo médio operacional anual da UG		R$/ano	3.732.624,50
32	Custo médio mensal da energia mensal		R$/MWh	361,51

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.3)

Calcular a viabilidade econômica de aquisição da usina termelétrica do Exemplo de Aplicação (16.2) considerando que a mesma tem como finalidade operar somente no horário de ponta de carga, cuja energia consumida nesse período é de 78.882 kWh ao mês. A indústria paga pela tarifa de ponta de carga o valor médio de R$ 1.250,00/MWh, com os impostos incluídos.

- Número de horas trabalhadas por dia: 3 horas
- Número de dias trabalhados por mês: 22 dias
- Tempo máximo de retorno do investimento: 10 anos
- Custo de O&M: US$ 20,00/MWh (para operação de ponta)

a) Volume médio mensal de óleo consumido

$$V_{m\acute{o}leo} = \frac{231\ \text{l/MWh} \times 78.882}{1000} = 18.221\ \text{litros}$$

b) Volume médio mensal de óleo lubrificante consumido

$$V_{m\acute{o}leo} = 0{,}712\text{l/h} \times 3 \times 22 = 47\ \text{litros}$$

c) Custo médio mensal do óleo consumido

$$C_{m\acute{o}leo} = 18.221\ \text{litros} \times \text{US\$ } 0{,}50\text{/litro} = \text{US\$ } 9.110{,}50$$

d) Custo médio anual do óleo diesel consumido

$$C_{a\acute{o}leo} = \text{US\$ } 9.110{,}50 \times 12 = \text{US\$ } 109.326{,}00$$

e) Custo médio mensal do óleo lubrificante consumido

$$C_{m\ lub} = 47\ \text{litros} \times \text{US\$ } 3{,}96\text{/litro} = \text{US\$ } 186{,}12$$

f) Custo médio anual do óleo lubrificante consumido

$$C_{a\ lub} = \text{US\$ } 186{,}12 \times 12 = \text{US\$ } 2.233{,}44$$

g) Custo médio mensal de manutenção e operação (O&M)

$$C_{mo\&m} = 20{,}00\frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \times \frac{78.882\ \text{kWh}}{1.000} = \text{US\$ } 1.577{,}64$$

h) Custo médio anual de manutenção e operação (O&M)

$$C_{mo\&m} = \text{US\$ } 1.577{,}64 \times 12 = \text{US\$ } 18.931{,}68$$

i) Custo médio operacional mensal da usina de geração

$$C_{mop} = C_{m\acute{o}leo} + C_{m\ lub} + C_{mo\&m} = 9.110{,}50 + 186{,}12 + 1.577{,}64 = \text{US\$ } 10.874{,}26$$

j) Custo médio operacional anual da usina de geração

$$C_{aop} = C_{a\acute{o}leo} + C_{a\ lub} + C_{ao\&m} = 109.326{,}00 + 2.233{,}44 + 18.931{,}68 = \text{US\$ } 130.491{,}12$$

k) Custo médio anual da energia gerada

$$C_{am} = \frac{\text{US\$ } 130.491{,}12}{78.882\ \text{kWh/1.000} \times 12} = \text{US\$ } 137{,}85\text{/MWh}$$

ou $C_{am} = \text{US\$ } 137{,}85 \times 2{,}9 = \text{R\$ } 399{,}76\text{/MWh}$

l) Análise do investimento

A indústria paga anualmente à concessionária o valor de:

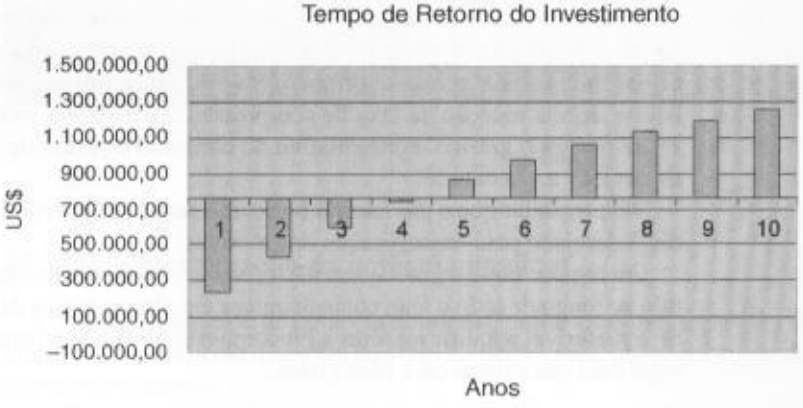
$$C_{energ} = \frac{1.250 \times 78.882 \times 12}{2{,}90 \times 1.000} = \text{US\$ } 408.010{,}34$$

A planilha de cálculo da Tabela 16.7 calcula o Valor Presente Líquido. Já a Figura 16.21 mostra o gráfico baseado na Tabela 16.7 que indica o tempo de retorno do investimento, que é de aproximadamente de cinco anos. Dessa forma, o investimento é considerado atrativo.

TABELA 16.7
Cálculo do Valor Presente Líquido (VPR)

Cálculo do VPL (Anual)					
Investimento (US$:)					**762.100,00**
Taxa de Juros Anuais (18%)					**1,1800**
Ano	**Valor das Receitas Anuais (US$)**	**Valor das Despesas Anuais (US$)**	**Receita Líquida (US$)**	**Fluxo Atualizado (US$)**	**Fluxo Acumulado (US$)**
1	408.010,34	130.491,12	277.519,22	235.185,78	235.185,78
2	408.010,34	130.491,12	277.519,22	199.309,98	434.495,76
3	408.010,34	130.491,12	277.519,22	168.906,77	603.402,53
4	408.010,34	130.491,12	277.519,22	143.141,33	746.543,85
5	408.010,34	130.491,12	277.519,22	121.306,21	867.850,06
6	408.010,34	130.491,12	277.519,22	102.801,87	970.651,93
7	408.010,34	130.491,12	277.519,22	87.120,23	1.057.772,16
8	408.010,34	130.491,12	277.519,22	73.830,70	1.131.602,87
9	408.010,34	130.491,12	277.519,22	62.568,39	1.194.171,26
10	408.010,34	130.491,12	277.519,22	53.024,06	1.247.195,32

FIGURA 16.21
Gráfico do tempo de retorno do investimento



16.3.2 Usinas Termelétricas a Motor a Gás Natural

Esse tipo de usina utiliza o MCI queimando o gás natural como combustível. Apesar de sua crescente utilização, tem como limitação a necessidade da existência de rede de gasoduto na área de implantação do projeto, contrariamente aos motores a combustível líquido que podem ser instalados em qualquer região.

A baixa compressibilidade do gás natural permite que se construam vasos de dimensões médias, como, por exemplo, com volume 40 m^3 hidráulicos para transportar o gás em elevadas pressões, ou seja, próximas a 250 bar. Para o transporte de gás natural em grandes quantidades é necessário liquefazer esse combustível a uma temperatura de $-162°C$ e mantê-lo nessa temperatura durante todo o transporte para evitar a perda do combustível por evaporação.

Para transportar pequenos volumes de gás natural comprimido (GNC), podem-se construir vasos de aço de paredes muito espessas para suportar pressões de 250 bar. A taxa de compressão do gás natural pode chegar a volumes de 300 m^3 de gás/ m^3 hidráulico de vaso, na pressão antes referida.

Atualmente, a indústria brasileira fabrica as chamadas cestas de gás natural, que compreendem um conjunto de cilindros de aço fixados numa estrutura com até 16 unidades, perfazendo aproxi-

madamente 700 m³ de gás natural. O tamanho dos cilindros de aço é de cerca de 1,6 m de altura, com diâmetro externo de 35 cm. São práticos e econômicos.

Normalmente, o transporte de gás natural liquefeito em grandes quantidades é realizado por navios-tanques especiais. Existem duas versões desse tipo de embarcação. Na primeira versão, o navio possui uma central de refrigeração que usa combustível líquido. Assim, o gás natural após a sua extração do poço, é limpo e transportado através de gasoduto até as proximidades de um porto dotado de uma Central de Liquefação, isto é, refrigera o gás natural até atingir o seu estado líquido, o que ocorre a −162°C, à pressão atmosférica. Desse ponto, o gás é conduzido por um gasoduto especial, normalmente de pequena extensão, dotado de um sistema de refrigeração para manter o gás natural nessa temperatura. A extremidade do gasoduto é acoplada aos tanques do navio, também refrigerado, que durante o transporte deve manter o gás natural à temperatura de liquefação. O porto de destino deve possuir uma Central de Gaseificação. Assim, o gás natural é conduzido liquefeito dos tanques do navio através de um gasoduto refrigerado até a Central de Gaseificação. Essa central possui um sistema de serpentinas, no interior do qual passa água do mar em grande quantidade. A água transfere, assim, calor para o gás liquefeito, que é novamente gaseificado, sendo imediatamente conduzido a um gasoduto para distribuição e consumo.

Alguns desses navios, chamados de propaneiros, aproveitam a gaseificação controlada do gás liquefeito dos seus tanques para a sua própria propulsão e uso no sistema de refrigeração. Estima-se que atualmente existam cerca de uma centena de unidades em operação no mundo.

Os motores a gás natural, em média, apresentam o rendimento um pouco inferior aos motores a combustível líquido.

O rendimento dos motores a gás natural depende da qualidade do gás ofertado pelas companhias fornecedoras, afetando significativamente o poder calorífico e o número de metano que mede a resistência à detonação. Devido à tecnologia da eletrônica de potência e aos sistemas de gerenciamento informatizados, essas deficiências são corrigidas, mantendo-se a potência nominal no eixo do motor. No entanto, há limites para essas correções.

Quando não é mais possível processar essas correções, resta reduzir a potência do eixo do motor. Uma alternativa para essa questão é o uso de motores do tipo biocombustível, isto é, podem utilizar tanto o gás natural quanto o óleo diesel, sem interrupção do seu funcionamento. O rendimento desses motores, em geral, está entre 37 e 40%, pouco inferior aos motores a diesel convencionais. Isto se deve à redução da taxa de compressão utilizada nos motores a biocombustível. A Figura 16.22 mostra o gráfico representativo do consumo e perdas de energia produzida por uma usina de geração a gás natural.

Vale ressaltar que o gás natural fornecido pela Petrobras normalmente mantém a qualidade no nível desejado pela especificação dos motores.

Em regiões onde o gás natural não oferece a qualidade desejada, ou o suprimento não é garantido ao longo de todo o ano, como acontece em alguns países da América do Sul, durante o inverno é preferível adquirir motores a biocombustível, isto é, aqueles que operam em condições normais com gás natural ou a óleo diesel.

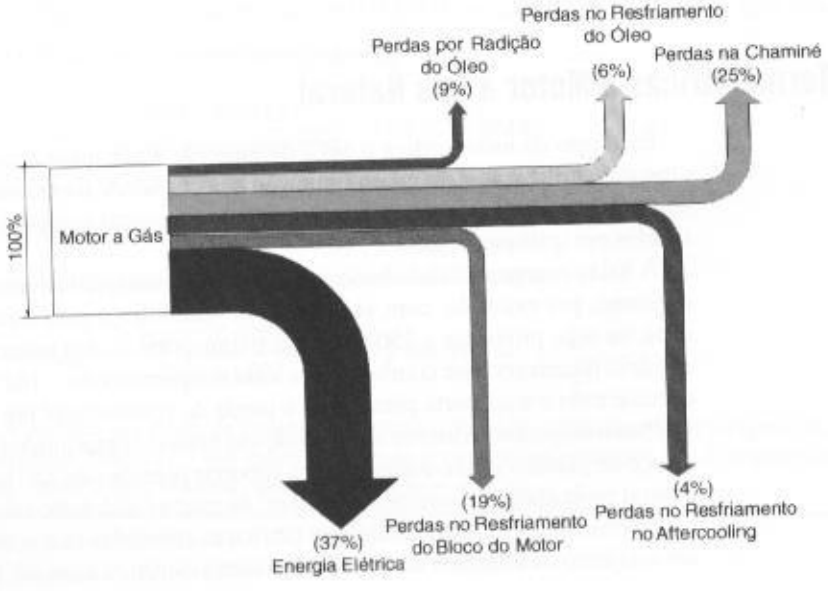


FIGURA 16.22
Gráfico de distribuição de produção de energia de usina a gás natural

Os motores a gás natural operam com um nível de poluição inferior aos motores a combustível líquido. A emissão dos NO_x é da ordem de 0,50 g/kWh de energia gerada, representando 1/5 das emissões realizadas pelos motores a combustível líquido.

A Figura 16.23 mostra uma usina termelétrica existente de médio porte, destacando-se os componentes do sistema elétrico de potência.

A Figura 16.24 mostra o *layout* de uma usina termelétrica a motor, contendo seis unidades de geração de potência nominal por máquina de 830 kW, totalizando uma potência de 4.980 kW.

A área destinada às máquinas é de 1.016 m². Logo, a relação entre a área e a potência vale 0,20 m²/kW.

Já a Figura 16.25 mostra a vista lateral da mesma usina termelétrica da Figura 16.24. O volume ocupado pela usina é de 1,40 m³/kW.

Para facilitar as diversas aplicações envolvendo as unidades de energia, segue a Tabela 16.8 utilizada na sua conversão.

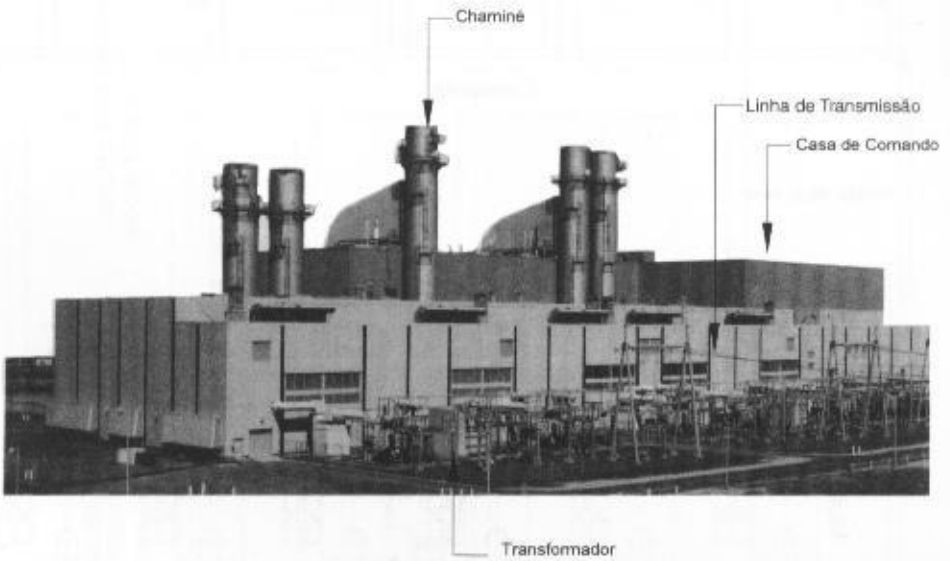


FIGURA 16.23
Vista externa de uma usina termelétrica a motor

16.3.2.1 Determinação da potência nominal

O dimensionamento da potência nominal de uma usina termelétrica a gás natural pode ser realizado de acordo com a que foi descrito na Seção 16.3.1.1, naquilo que for pertinente ao uso do combustível gasoso.

A Tabela 16.9 fornece as potências das unidades de geração a gás natural, tanto em operação contínua por tempo limitado como em operação de emergência.

16.3.2.2 Custos operacionais

Os custos operacionais básicos das usinas a motor a gás natural são:

- preço médio do gás natural: US$ 0,25/m³;
- consumo específico de combustível para grandes potências: 9.837 kJ/kWh;
- consumo específico de combustível para médias potências (por exemplo: 5.000 kW): 8.182 kJ/kWh;
- consumo específico de combustível para pequenas potências: 7.250 kJ/kWh;
- custo médio de operação e manutenção (O&M) para operação contínua: US$ 5,00/kWh a US$ 7,00/MWh;
- custo médio de operação e manutenção (O&M) para operação na ponta: US$ 18,00/MWh;
- rendimento: 37 a 40%;
- consumo de água de resfriamento: 0,035 m³/hora/kW;
- custo médio da usina: US$ 600,00 a US$ 800,00/kW
- custo médio de geração: US$ 70,00/MWh.

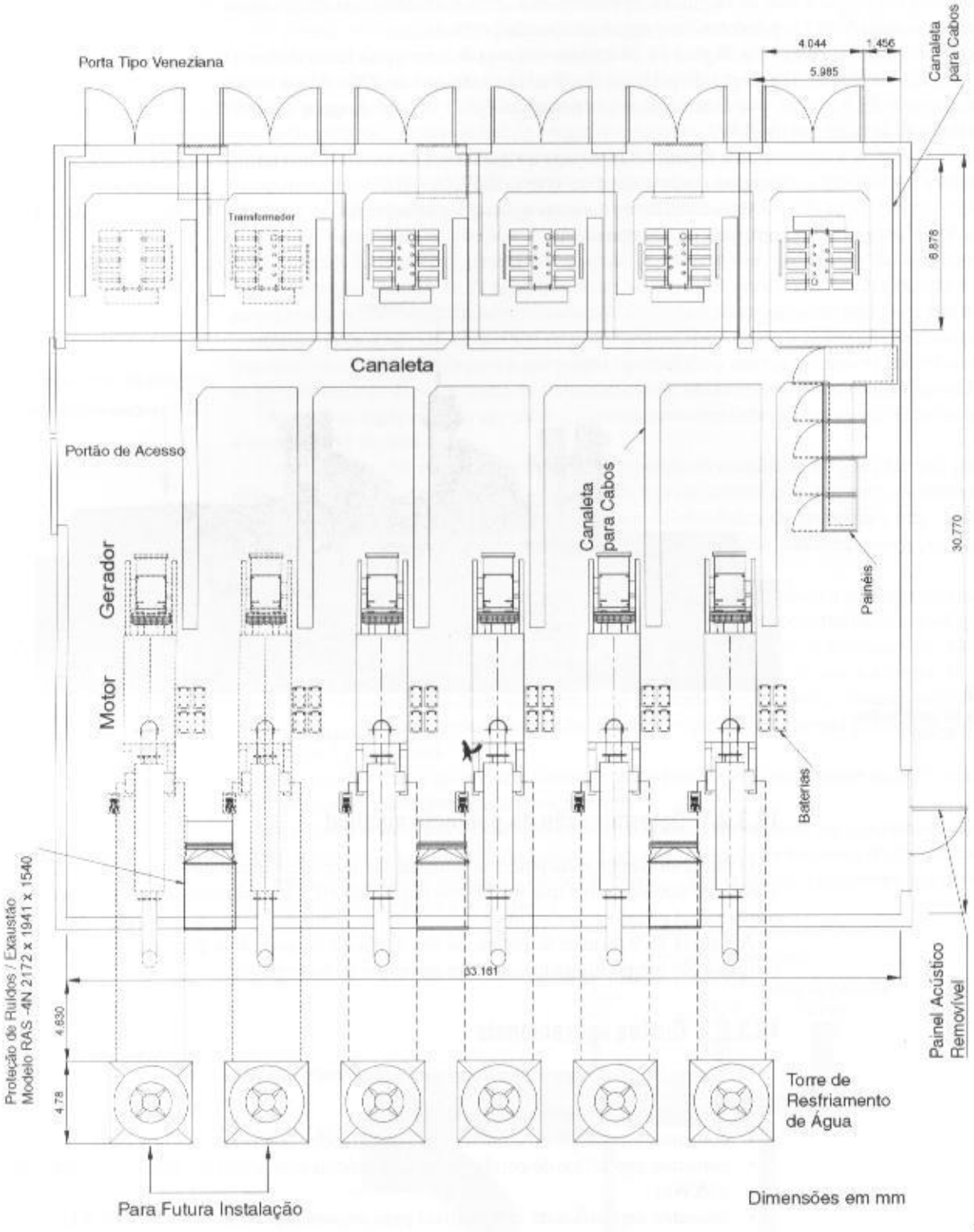


FIGURA 16.24
Layout de uma usina termelétrica industrial

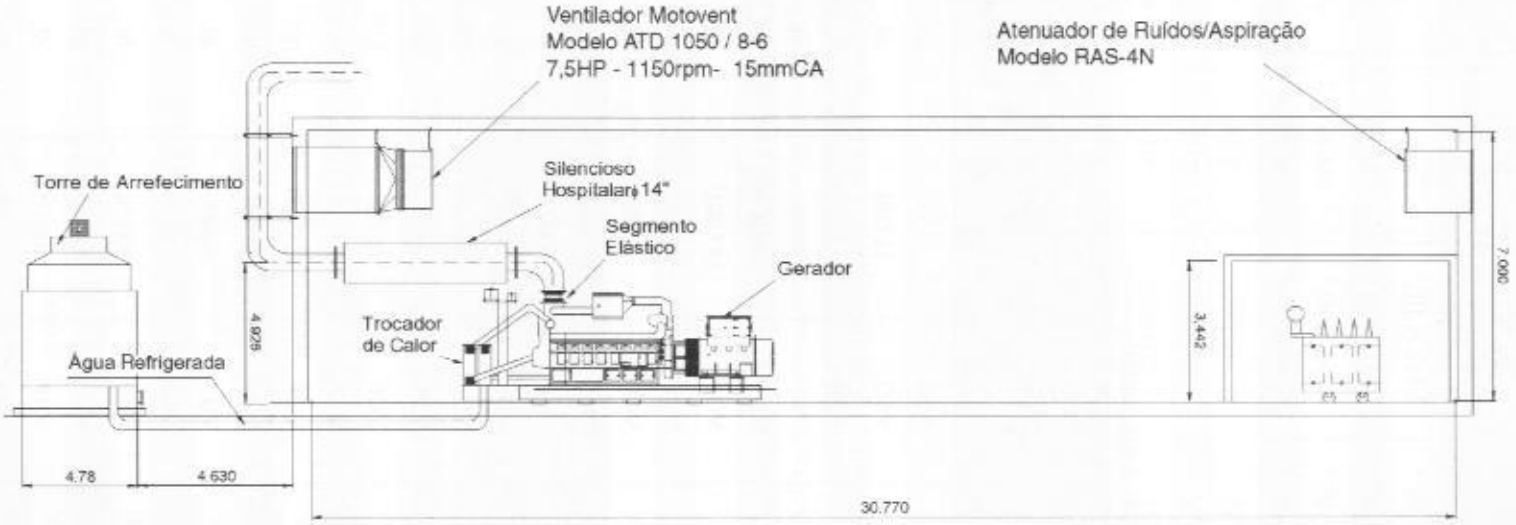


FIGURA 16.25
Vista lateral da usina de geração

TABELA 16.8
Tabela de conversão das principais unidades térmicas

Unidades	1 ft GN	1 m³ GN	1 MMBTU	1 kWh	1 HPh	1 kcal	1 kJ
1 ft GN	1	0,0283	0,001	0,29	0,393	249	1.042
1 m³ GN	35,314	1	0,035	10,226	13,755	8.800	36.784
1 MMBTU	1000	28,571	1	293,07	393,01	25.200	1.055.000
1 kWh	3,448	$9,779 \times 10^{-2}$	$3,412 \times 10^{-3}$	1	1,341	859,8	3.600,0
1 HPh	2,544	$7,270 \times 10^{-2}$	$2,544 \times 10^{-3}$	0,746	1	641,2	2.684,5
1 kcal	$4,016 \times 10^{-3}$	$1,136 \times 10^{-4}$	$3,968 \times 10^{-6}$	$1,163 \times 10^{-3}$	$1,560 \times 10^{-3}$	1,0000	4,1868
1 kJ	$9,597 \times 10^{-4}$	$2,719 \times 10^{-5}$	$9,479 \times 10^{-7}$	$2,778 \times 10^{-4}$	$3,725 \times 10^{-4}$	0,2390	1,0000

TABELA 16.9
Informações técnicas de unidades de geração a gás natural

Potência do Gerador				Série	Modelo	Número de de Cilindros	Rotação	Cilindrada
Contínua por Tempo Limitado		Emergência						
(kW)	(kVA)	(kW)	(kVA)				(rpm)	(litros)
80	100	90	113	VSG	11 G	6L	1.800	11
140	175	175	219	VSG	11 GSI	6L	1.800	11
140	175	175	219	VSG	11 GSID	6L	1.800	11
155	194	170	212	VGF	18 G	6L	1.800	18
294	368	300	375	VGF	18 GLD	6L	1.800	18
265	331	300	375	VGF	18 GSID	6L	1.800	18
294	368	300	375	VGF	18 GL	6L	1.800	18
210	262	225	281	VGF	24 G	8L	1.800	24
350	438	400	500	VGF	24 GSID	8L	1.800	24
388	485	405	506	VGF	24 GLD	8L	1.800	24
388	485	405	506	VGF	24 GL	8L	1.800	24
530	662	600	750	VGF	36 GSID	12V	1.800	36
590	738	625	781	VGF	36 GLD	12V	1.800	36
590	738	625	781	VGF	36 GL	12V	1.800	36
730	913	800	1.000	VGF	48 GSID	16V	1.800	48
808	1.010	825	1.031	VGF	48 GLD	16V	1.800	48
808	1.010	825	1.031	VGF	48 GL	16V	1.800	48
285	356	320	400	VHP	2900 G	6L	1.200	47
350	438	390	488	VHP	3600 G	6L	1.200	58
400	500	450	563	VHP	2900 GL	6L	1.200	47
400	500	505	631	VHP	2900 GSI	6L	1.200	47
500	625	625	781	VHP	3600 GL	6L	1.200	58
500	625	615	769	VHP	3600 GSI	6L	1.200	58
560	700	650	813	VHP	3600 GSI	6L	1.200	58
575	719	800	1.000	VHP	5900 G	12V	1.200	95
700	875	1.050	1.313	VHP	7100 G	12V	1.200	116

(continua)

TABELA 16.9
Informações técnicas de unidades de geração a gás natural *(continuação)*

Potência do Gerador				Série	Modelo	Número de de Cilindros	Rotação	Cilindrada
Contínua por Tempo Limitado		Emergência						
(kW)	(kVA)	(kW)	(kVA)				(rpm)	(litros)
835	1.044	920	1.150	VHP	5900 GSI	12V	1.200	95
835	1.044	1.030	1.288	VHP	5900 GL	12V	1.200	95
940	1.175	1.075	1.344	VHP	5900 GSI	12V	1.200	95
975	1.219	1.260	1.575	VHP	9500 G	16V	1.200	154
1.000	1.250	1.130	1.413	VHP	7100 GSI	12V	1.200	116
1.025	1.281	1.260	1.575	VHP	7100 GL	12V	1.200	116
1.150	1.438	1.540	1.925	VHP	7100 GSI	12V	1.200	116
1.400	1.750	1.750	2.188	VHP	9500 GL	16V	1.200	154
1.400	1.750	1.463	1.829	VHP	9500 GSI	16V	1.200	154
1.330	1.663	1.463	1.829	AT-GL	8L-27 GL	8L	900	143
2.000	2.500	2.200	2.750	AT-GL	12V-27 GL	12V	900	214
2.910	3.638	2.910	3.638	AT-GL	16V-27 GL	16V	900	285

A Tabela 16.10 mostra os valores médios de consumo e custos médios de operação e manutenção que podem ser utilizados para fins comparativos.

Para a obtenção dos custos percentuais médios com a aquisição de equipamentos e construção, podem ser utilizados os mesmos valores atribuídos às usinas a óleo diesel.

TABELA 16.10
Custos médios operacionais de usinas a motor a gás natural

Potência Contínua por Tempo Limitado			Consumo de gás natural		Consumo específico	Custo de O&M (*)
Gerador		Motor				
(kVA)	(kW)	(BHP)	(N·m³/h)	(BTU/h)	(N·m³/kWh)	(US$/MWh)
100	80	135	34	1.131.000	0,4191	14,79
175	140	250	57	1.935.000	0,4098	10,09
175	140	250	59	1.975.000	0,4182	10,09
194	155	240	53	1.775.000	0,3395	11,66
331	265	400	84	2.845.000	0,9183	7,98
331	265	400	89	3.005.000	0,3362	8,34
331	265	400	84	2.845.000	0,3183	7,98
262	210	320	70	2.370.000	0,3346	11,12
438	350	530	118	3.990.000	0,3380	8,11
438	350	530	112	3.790.000	0,3210	7,76
438	350	530	112	3.790.000	0,3210	7,76
662	530	800	175	5.905.000	0,3303	7,98
662	530	800	169	5.685.000	0,3180	7,62
662	530	800	169	5.685.000	0,3180	7,62

(continua)

TABELA 16.10
Custos médios operacionais de usinas a motor a gás natural *(continuação)*

Potência Contínua por Tempo Limitado			Consumo de Gás Natural		Consumo Específico	Custo de O&M (*)
Gerador		Motor				
(kVA)	(kW)	(BHP)	(N·m³/h)	(BTU/h)	(N·m³/kWh)	(US$/MWh)
913	730	1.065	233	7.855.000	0,3190	7,40
913	730	1.065	224	7.555.000	0,3068	7,08
913	730	1.065	224	7.555.000	0,3068	7,08
356	285	421	93	3.133.042	0,3259	7,13
438	350	512	112	3.765.060	0,3190	6,01
500	400	607	131	4.420.000	0,3276	8,02
500	400	607	143	4.825.000	0,3576	6,95
625	500	738	161	5.445.000	0,3229	6,68
625	500	738	172	5.805.000	0,3442	5,74
719	575	842	186	6.282.060	0,3239	5,83
875	700	1.024	224	7.540.086	0,3194	4,98
1.044	835	1.215	285	9.605.000	0,3410	5,60
1.044	835	1.215	262	8.850.000	0,3142	6,99
1.188	950	1.366	322	10.849.020	0,3386	5,11
1.250	1.000	1.478	343	11.560.000	0,3427	4,80
1.281	1.025	1.478	319	10.750.000	0,3109	5,69
1.438	1.150	1.680	389	13.115.000	0,3381	4,80
1.688	1.350	1.970	420	14.175.000	0,3113	6,19
1.688	1.350	1.970	484	16.315.000	0,3583	5,02
1.663	1.330	1.880	359	12.100.000	0,2697	5,74
2.500	2.000	2.820	542	18.285.000	0,2710	5,42
3.638	2.910	4.050	766	25.830.000	0,2632	4,75

(*) Não inclui o custo com combustível

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.4)

Determinar a viabilidade de um projeto de usina de autogeração para uma indústria, comparando o custo médio da energia gerada pela referida usina com o preço médio da energia fornecida pelo mercado. Para atender à carga da indústria no valor de 2.930.000 kWh/mês, em média, faz-se necessário uma usina termelétrica com a potência nominal de seis unidades geradoras de 835 kW cada, operando em regime contínuo. A indústria paga, em média, por sua conta de energia à concessionária o valor anual de US$ 3.094.758,00.

Para a determinação do custo de operação e manutenção e do custo médio da usina de geração utilizando gás natural como combustível, foram utilizados inicialmente os seguintes valores:

• Preço do gás natural:	US$ 0,25/m³
• Custo médio do empreendimento:	
– Motor, gerador e comando (57%):	US$ 1.419.300,00
– Subestação e quadros de comando (9%):	US$ 224.100,00
– Obras civis e sistema de resfriamento (16%):	US$ 398.400,00
– Imposto (4% - importação):	US$ 99.600,00
– Montagem e comissionamento (12%):	US$ 298.800,00
– Projeto e despesas gerais (2%):	US$ 49.800,00
Subtotal (1):	US$ 2.490.000,00

- Custo do gasoduto (5 km): US$ 431.000,00
- Participação no gasoduto: US$ 258.000,00

Subtotal (2): US$ 173.000,00

- Total: US$ 2.663.000,00

- Custo total da usina por kW: $\frac{\text{US\$ } 2.663.000,00}{6 \times 850 \text{ kW}} = \text{US\$ } 522,15/\text{kW}$

- Taxa de eficiência (*heat rate*): 8.182 BTU/kWh
- Número de horas trabalhadas por dia: 24 horas
- Número de dias trabalhados por mês: 30 dias
- Taxa de câmbio: R$ 2,9/US$
- Taxa de desconto anual: 18%
- Custo médio mensal de O&M (fixo): US$ 5,00/MWh
- Tempo máximo de retorno do investimento: 10 anos

a) Volume médio de gás consumido por mês

1 MMBTU = 28,5 m³ de gás natural (Tabela 16.8)

$$V_g = 8.182 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}} \times \frac{1}{1.000.000 \text{ BTU}} \times 28,5 \text{ m}^3$$

$$V_g = 0,233 \times \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}}$$

$$V_g = 0,233 \times \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}} \times E_g = 0,233 \times \frac{\text{m}^3}{\text{kWh}} \times 2.930 \times 10^3 \text{ kWh} = 682.690 \text{ m}^3$$

b) Custo médio mensal do gás consumido

C_{mg} = 682.690 m³ × US$ 0,25/m³ = US$ 170.672,50

c) Custo médio anual do gás consumido

C_{ag} = 170.672,50 × 12 meses = US$ 2.048.070,00

d) Custo médio mensal de manutenção e operação (O&M)

$$C_{O\&M} = 5,00 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \times 2.930 \text{ MWh} = \text{US\$ } 14.650,00$$

e) Custo médio anual de manutenção e operação (O&M)

$C_{ao\&m}$ = US$ 14.650,00 × 12 meses = US$ 175.800,00

f) Custo médio operacional mensal da usina de geração

$C_{opu} = C_{ag} + C_{O\&M}$ = 170.672,50 + 14.650,00 = US$ 185.322,50

g) Custo médio operacional anual da usina de geração

C_{au} = 2.048.070,00 + 175.800,00 = US$ 2.223.870,00

h) Custo médio operacional anual da energia gerada

$$C_m = \frac{2.223.870,00}{12 \times 2.930 \text{ MWh}} = \text{US\$ } 63,25 / \text{MWh}$$

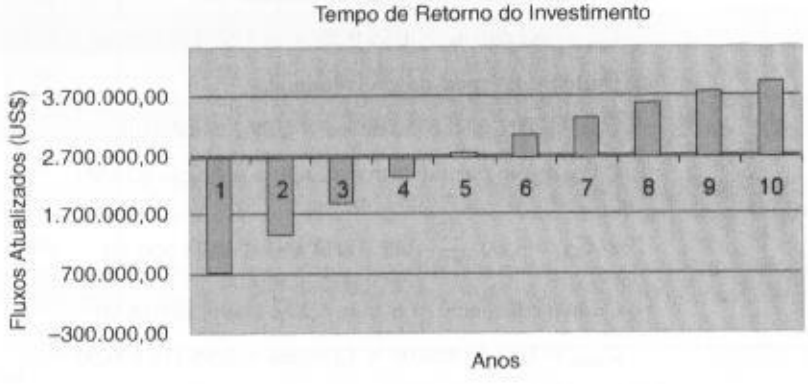
i) Análise econômica de investimento

Como se pode concluir através da planilha de cálculo da Tabela 16.11, utilizando o método do Valor Presente Líquido, o investimento é altamente vantajoso sob o ponto de vista econômico. O tempo de retorno do investimento é de cinco anos, conforme visto na Figura 16.25.

TABELA 16.11
Cálculo do Valor Presente Líquido (VPL)

Cálculo do VPL (Anual)					
Investimento (US$:)					**2.663.000,00**
Taxa de Juros Anuais (18%)					**1,1800**
Ano	**Valor das Receitas Anuais (US$)**	**Valor das Despesas Anuais (US$)**	**Receita Líquida (US$)**	**Fluxo Atualizado (US$)**	**Fluxo Acumulado (US$)**
1	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	738.040,68	738.040,68
2	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	625.458,20	1.363.498,88
3	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	530.049,32	1.893.548,20
4	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	449.194,34	2.342.742,54
5	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	380.673,17	2.723.415,72
6	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	322.604,38	3.046.020,10
7	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	273.393,54	3.319.413,64
8	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	231.689,44	3.551.103,09
9	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	196.346,99	3.747.450,07
10	3.094.758,00	2.223.870,00	870.888,00	166.395,75	3.913.845,83

FIGURA 16.26
Gráfico do tempo de retorno do investimento



EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.5)

Determinar a viabilidade de aquisição da usina termelétrica mostrada no Exemplo de Aplicação (16.4) para operação na ponta de carga. A energia consumida durante o período de ponta de carga é de 276.000 kW/mês. A indústria paga US$ 1.237.900,00 ao ano pela energia média consumida no horário de ponta de carga, na tarifa azul.

Para a determinação do custo de operação e manutenção e do custo médio da usina de geração, utilizando gás natural como combustível, foram utilizados inicialmente os seguintes valores:

- Número de horas trabalhadas por dia: 3 horas
- Número de dias trabalhados por mês: 22 dias
- Taxa de desconto anual: 18%
- Taxa de câmbio: R$ 2,90/US$
- Tempo máximo de retorno do investimento: 10 anos
- Custo mensal da O&M: US$ 18,00/MWh

a) Volume médio de gás natural consumido por mês

1 MMBTU = 28,5 m³ de gás natural (Tabela 16.8)

$$V_g = 8.182 \frac{\text{BTU}}{\text{kWh}} \times \frac{1}{1.000.000\ \text{BTU}} \times 28{,}5\ \text{m}^3$$

$$V_g = 0{,}233 \times \frac{m^3}{kWh}$$

$$V_g = 0{,}233 \times \frac{m^3}{kWh} \times E_g = 0{,}233 \times \frac{m^3}{kWh} \times 276 \times 10^3\ kWh = 64.300\ m^3$$

b) Custo médio mensal do gás natural consumido

V_{mg} = 64.300 m³ × US$ 0,25/m³ = US$ 16.075,00

c) Custo médio anual do gás natural consumido

C_{ag} = 16.075,00 m³ × 12 = US$ 192.900,00/MWh

d) Custo médio mensal de manutenção e operação (O&M)

$$C_{o\&m} = 18{,}00 \frac{US\$}{MWh} \times 276\ MWh = US\$\ 4.968{,}00$$

e) Custo médio anual de operação e manutenção (O&M)

$C_{o\&m}$ = 4.968,00 × 12 = US$ 59.616,00

f) Custo médio operacional mensal da usina de geração

$C_{opm} = C_{mg} + C_{o\&m}$ = 16.075,00 + 4.968,00 = US$ 21.043,00

g) Custo médio operacional anual da usina de geração

$C_{opa} = C_{ag} + C_{O\&M}$ = 192.900,00 + 59.616,00 = US$ 252.516,00

h) Custo médio operacional mensal da energia gerada

$$C_{mwopm} = \frac{US\$\ 252.516{,}00}{276\ MWh \times 12} = US\$\ 76{,}24/MWh$$

i) Análise econômica de investimento

Pode-se observar pela planilha de cálculo da Tabela 16.12 que o projeto tem viabilidade econômica, em conformidade com o cálculo do Valor Presente Líquido. A Figura 16.27 mostra o gráfico que indica o tempo de retorno do investimento em quatro anos de operação.

TABELA 16.12
Cálculo do Valor Presente Líquido (VPL)

Cálculo do VPL (Anual)						
Investimento (US$:)						**2.663.000,00**
Taxa de Juros Anuais (18%)						**1,1800**
Ano	**Valor das Receitas Anuais (US$)**	**Valor das Despesas Anuais com O&M (US$)**	**Valor das Despesas Anuais com Combustível (US$)**	**Receita Líquida (US$)**	**Fluxo Atualizado (US$)**	**Fluxo Acumulado (US$)**
1	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	835.071,19	835.071,19
2	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	707.687,45	1.542.758,63
3	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	599.735,12	2.142.493,76
4	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	508.250,10	2.650.743,86
5	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	430.720,43	3.081.464,29
6	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	365.017,31	3.446.481,60
7	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	309.336,70	3.755.818,31
8	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	262.149,75	4.017.968,06
9	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	222.160,81	4.240.128,86
10	1.237.900,00	59.616,00	192.900,00	985.384,00	188.271,87	4.428.400,73

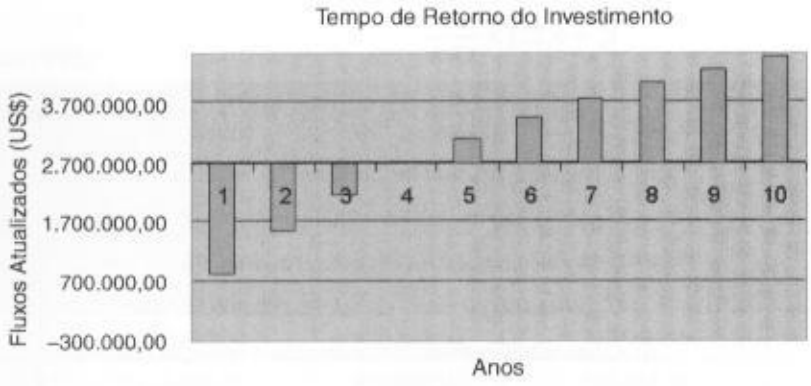


FIGURA 16.27
Gráfico do tempo de retorno do investimento

16.3.3 Usinas Termelétricas com Turbinas a Gás Natural

São aquelas que utilizam turbinas a gás natural e podem ser construídas em unidades de pequeno, médio e grande portes. São também as que oferecem o menor custo de operação e manutenção e, por conseguinte, o menor valor da energia gerada, principalmente aquelas de médio e grande portes.

As usinas termelétricas a gás natural podem ser classificadas em duas categorias:

- Ciclo aberto

São aquelas em que os gases exaustos com temperaturas da ordem de 550°C são lançados ao meio ambiente, perdendo-se uma grande quantidade de energia térmica que poderia ser aproveitada em outras utilidades, tais como a produção de vapor para gerar mais energia numa turbina a vapor (usina a ciclo combinado) ou vapor, água quente e água fria para emprego em processos industriais.

- Ciclo combinado

São aquelas que utilizam os gases exaustos das turbinas e geram vapor através de um recuperador de calor e que, posteriormente, é utilizado numa turbina a vapor.

As turbinas são mais empregadas na produção de energia elétrica ou nos projetos de co-geração com necessidade de produção de grandes quantidades de vapor. Já os motores são empregados tanto na produção de energia elétrica em regime permanente, quanto na produção de energia em caráter emergencial, onde é maior a aplicação dessas unidades, principalmente as de pequeno porte que servem a indústrias, estabelecimentos hospitalares, edifícios comerciais e residenciais etc.

Alguns dados técnicos e econômicos das usinas termelétricas podem ser conhecidas em seus valores médios:

- *heat rate:*
  - plena carga: 10.550 kJ/kWh
  - carga de 75%: 11.600 kJ/kWh
  - carga de 50%: 12.950 kJ/kWh
  - carga de 25%: 17.400 kJ/kWh
- eficiência: 23 a 52%;
- custo de aquisição da usina: 350 a US$ 500/kW;
- preço médio do gás natural: US$ 7,14/MMBTU ou US$ 0,2/m^3;
- custo médio de operação e manutenção em regime contínuo (O&M): 5,00 a US$ 8,00/MWh;
- custo médio de geração: US$ 60,00/MWh.

16.3.3.1 Usinas de ciclo aberto

As usinas termelétricas a gás natural de ciclo aberto normalmente utilizam turbina de pequeno e médio portes. Em geral, quando são empregadas turbinas de grande porte já fica prevista a sua expansão de potência para a conversão de ciclo aberto para ciclo combinado.

As usinas de ciclo aberto são menos eficientes e geram energia a preço entre 15 e 25% superior aos das usinas de ciclo combinado.

Uma usina termelétrica de ciclo aberto pode ser constituída das seguintes partes.

a) Tomada de gás

É constituída de um sistema de válvulas e medidores de gás natural. Em alguns casos, pode fazer parte de uma estação de pressurização de gás natural, necessária a fornecer, à pressão adequada, as necessidades da turbina. Essa estação pode ser construída no sentido de reduzir ou elevar a pressão.

b) Turbina a gás natural

As turbinas a gás natural são compostas do compressor, câmara de combustão e da turbina propriamente dita.

As turbinas atualmente disponíveis no mercado apresentam eficiência média de 35%, operando a temperaturas que podem variar de 1.150°C a 1.260°C. Já a temperatura dos gases exaustos pode variar entre 500°C e 590°C.

c) Chaminé dos gases exaustos

São construídas para conduzir os gases exaustos da turbina para o meio ambiente. Normalmente, são construídas em chapas metálicas em forma de tubo de aço, conforme mostrado nas Figuras 16.28 e 16.29.

d) Gerador

É o equipamento acoplado ao eixo da turbina e responsável pela geração de energia elétrica. A Figura 16.29 mostra a posição do gerador conectado ao transformador elevador de potência.

A distribuição de energia produzida e perdida por uma usina termelétrica a ciclo aberto pode ser conhecida, em valores médios, através do gráfico da Figura 16.30.

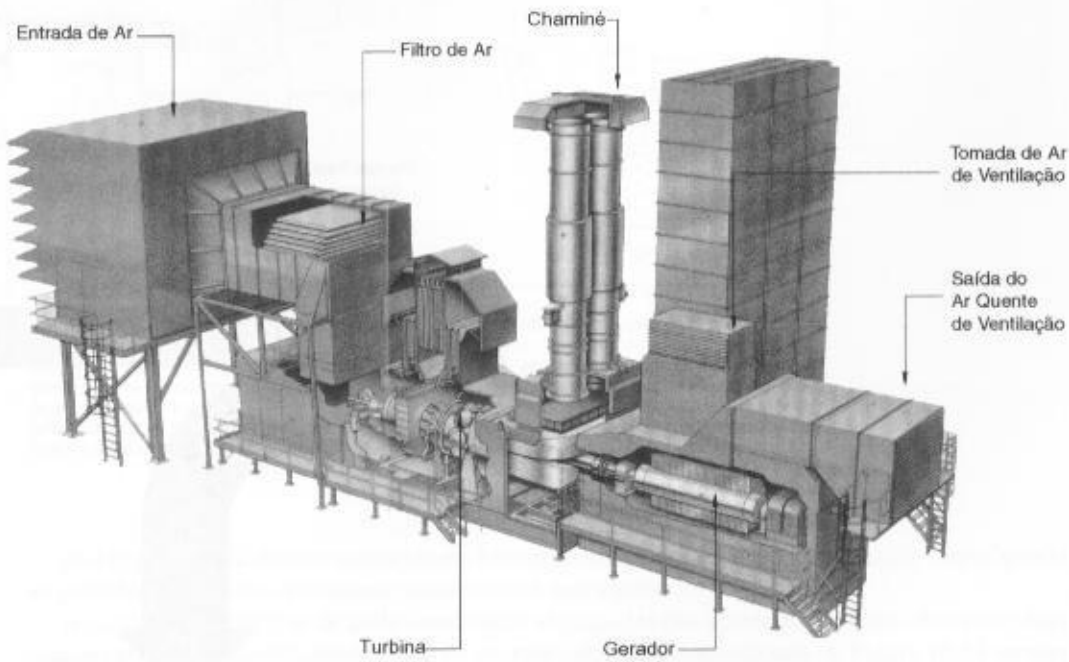


FIGURA 16.28
Vista isométrica de uma usina termelétrica de ciclo aberto

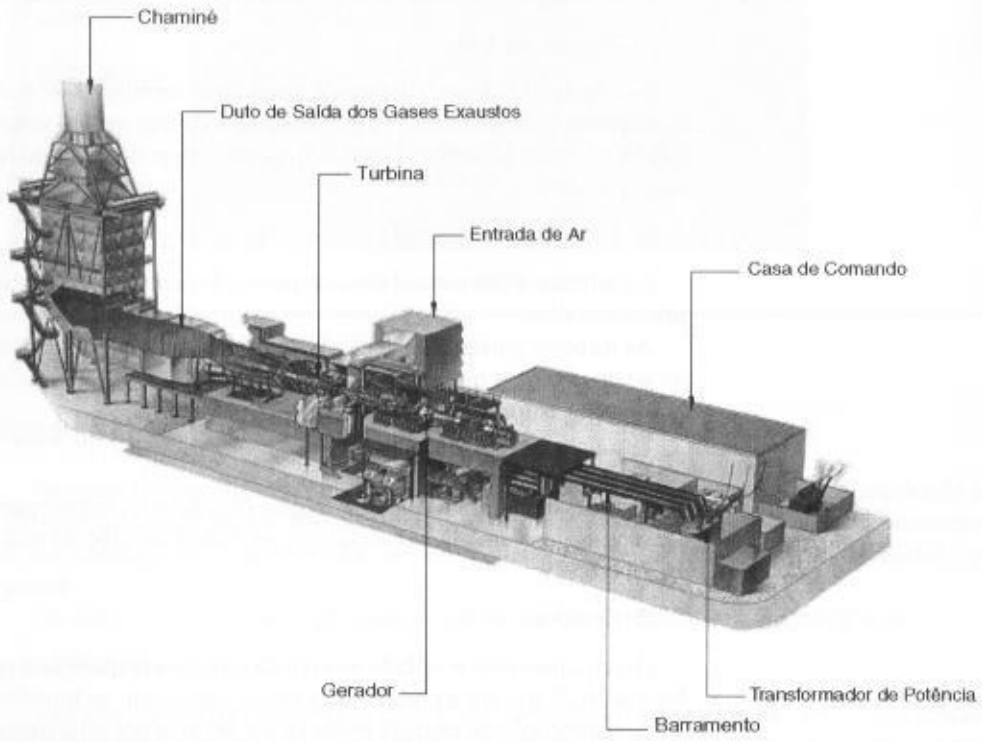


FIGURA 16.29
Vista em corte de uma usina termelétrica a turbina a gás natural

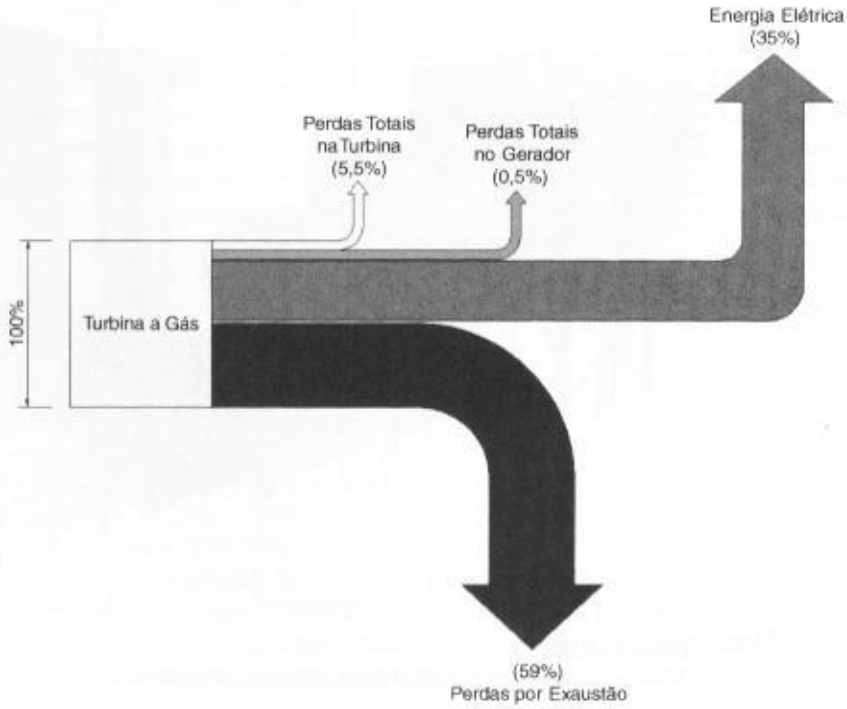


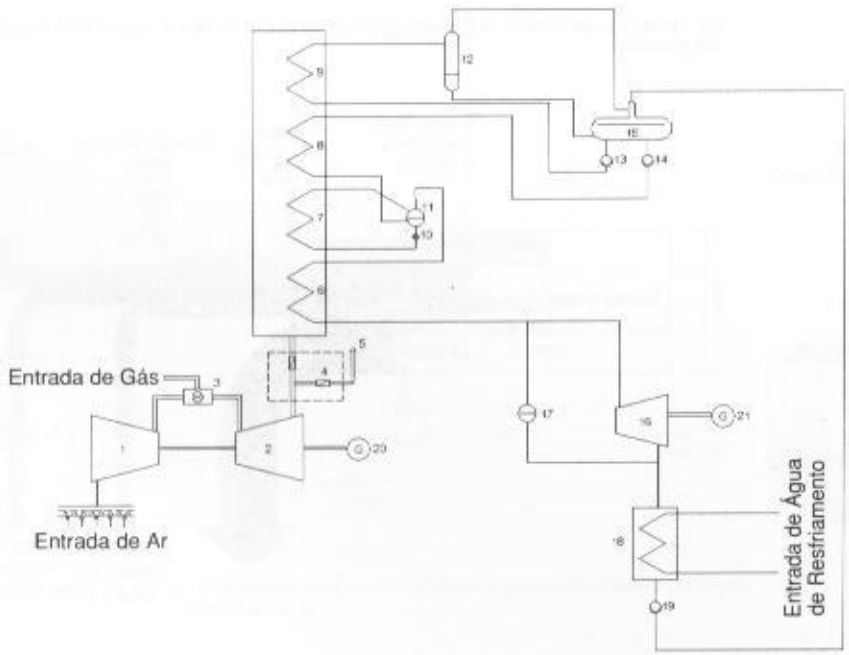
FIGURA 16.30
Gráfico de distribuição de produção e perda de energia em usina de ciclo aberto

16.3.3.2 Usinas de ciclo combinado

Sob o ponto de vista de geração de energia elétrica é o tipo de usina de maior rendimento. O seu funcionamento pode ser assim resumido: o compressor retira um determinado volume de ar do meio ambiente, filtra, comprime e o conduz a uma câmara de combustão, onde é injetado um certo volume de gás natural. No interior da câmara de combustão é gerada uma centelha no meio contendo gás misturado ao ar comprimido, provocando uma ignição da mistura que se expande para o interior da turbina propriamente dita.

No interior da turbina há uma grande expansão desses gases através de suas palhetas, produzindo um trabalho mecânico no eixo, que é transferido para um gerador de energia elétrica a ele acoplado. Os gases exaustos da turbina são conduzidos à caldeira de recuperação de calor que aquece um determinado volume de água até a condição de vapor, que, por sua vez, é injetado no interior de uma turbina a vapor. O vapor exausto da turbina é condensado e retorna à caldeira de recuperação, reiniciando o ciclo de vapor. Os gases já resfriados na caldeira de recuperação de calor são lançados à atmosfera, na forma de perda.

A Figura 16.31 mostra o processo anteriormente descrito detalhando melhor o ciclo a vapor.



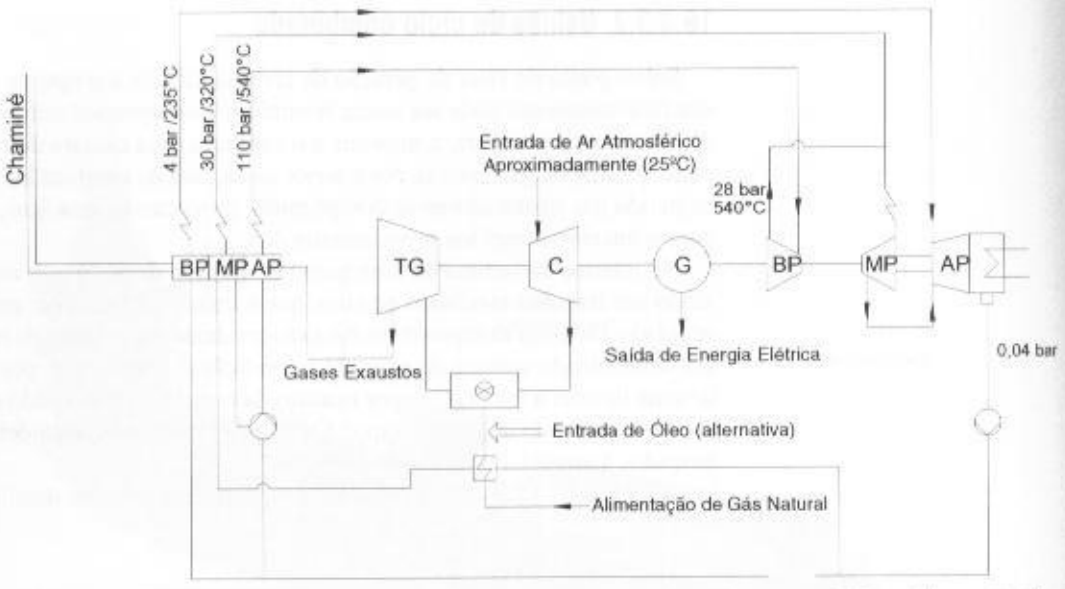
1 – compressor de ar; 2 – turbina a gás natural; 3 – combustor; 4 - by-pass da chaminé; 5 – chaminé; 6 – aquecedor; 7 – evaporador; 8 – economizador; 9 – condensador; 10 – bomba de elevação ; 11 – boiler drum de alta pressão; 12 – reservatório(tanque flash); 13 – bomba de elevação ; 14 – bomba de alimentação de alta pressão; 15 – reservatório de alimentação de água; 16 – turbina a vapor; 17 – bomba de alimentação de alta pressão; 18 – condensador da turbina a vapor; 19 – bomba do condensador; 20 – gerador da turbina a gás; 21 – gerador da turbina a vapor.

FIGURA 16.31
Produção de energia em usina de ciclo combinado

Já a Figura 16.32 mostra um esquema básico de uma usina de ciclo combinado, identificando as pressões médias nas diferentes componentes do sistema.

As usinas termelétricas de ciclo combinado são aquelas que apresentam maior eficiência; mas mesmo assim há grandes quantidades de energia calorífica desperdiçada. A Figura 16.33 mostra a distribuição de energia gerada e perdida numa usina de ciclo combinado.

É de fundamental importância o desempenho de uma usina de ciclo combinado em função da grande quantidade de energia elétrica gerada e que deve ser absorvida pelo processo industrial ou disponibilizada ao mercado competindo com a energia elétrica produzida por outras fontes, notadamente as fontes hidrelétricas. Além do mais, a maioria das termelétricas de grande porte não está associada à produção de energia térmica para uso industrial, como na produção de vapor, água quente e água fria. Assim, parte do calor rejeitado é lançado à atmosfera, provocando perdas enormes de energia.



TG – turbina a gás natural; G – gerador; C – compressor; Turbina a Vapor: BP – baixa pressão; MP – média pressão; AP – alta pressão.

FIGURA 16.32
Pressões médias numa usina de ciclo combinado

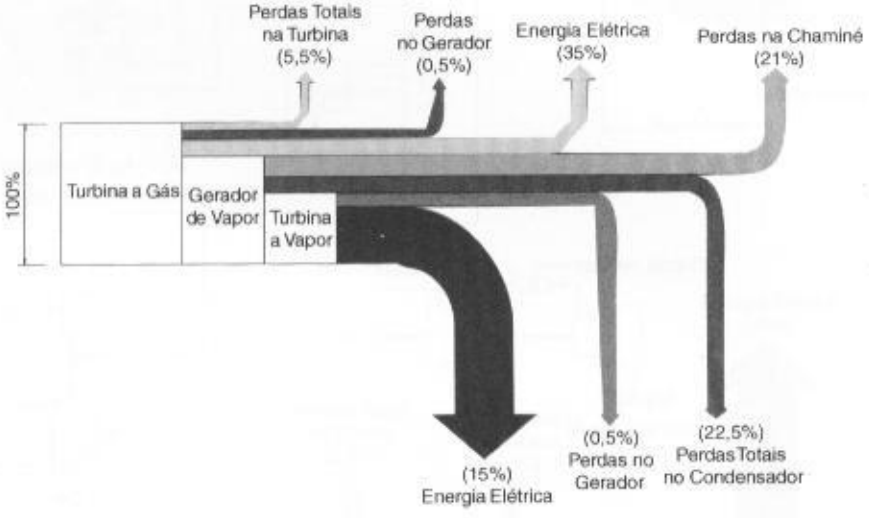


FIGURA 16.33
Gráfico de distribuição de produção de energia em usina de ciclo combinado

Para uma termelétrica de grande porte há muitas dificuldades no aproveitamento do calor rejeitado, mesmo que esteja implantada no interior de uma grande indústria. Nesse caso, pode ocorrer um aproveitamento parcial dos gases quentes de rejeito. Quando localizada numa área industrial pode ocorrer o aproveitamento dos gases quentes na formação de vapor para distribuição às indústrias, em geral localizadas não muito distantes do local da usina. Porém, quando localizada distante das fontes de consumo de insumos térmicos, as usinas termelétricas amargam uma grande perda energética, chegando a um rendimento máximo de 55%, muito baixo quando comparado a uma planta de co-geração, que pode atingir a marca de 85% em casos de maior rendimento.

As termelétricas de ciclo combinado se comportam favoravelmente num sistema elétrico quanto à sua rapidez de retorno à operação logo após a ocorrência de uma falha. Assim, as turbinas a gás natural podem operar na sua plena capacidade logo após quatro minutos de sua parada. Já uma usina a ciclo combinado pode operar plenamente 30 minutos após a sua saída de operação.

O tempo convencional de construção de uma usina termelétrica a ciclo aberto é da ordem de 15 meses após a assinatura do contrato. Já o tempo de construção das usinas a ciclo combinado é de aproximadamente 26 meses após a assinatura do contrato de construção.

As usinas termelétricas apresentam uma grande vantagem construtiva. Podem ser planejadas e construídas em ciclo aberto e posteriormente completadas para operar a ciclo combinado, coordenando, assim, o crescimento da carga com a inversão dos investimentos.

Os custos unitários das usinas termelétricas de ciclo combinado diminuem inversamente com o número de turbinas a gás natural, devido à eficiência das turbinas crescer com a sua capacidade nominal. Assim, o número de turbinas a gás natural para cada máquina a vapor varia de uma a três unidades, formando uma usina de ciclo combinado. Na sua forma mais tradicional, as plantas das usinas termelétricas guardam uma relação de duas turbinas a gás natural para uma turbina a vapor, conforme mostrado na Figura 16.34.

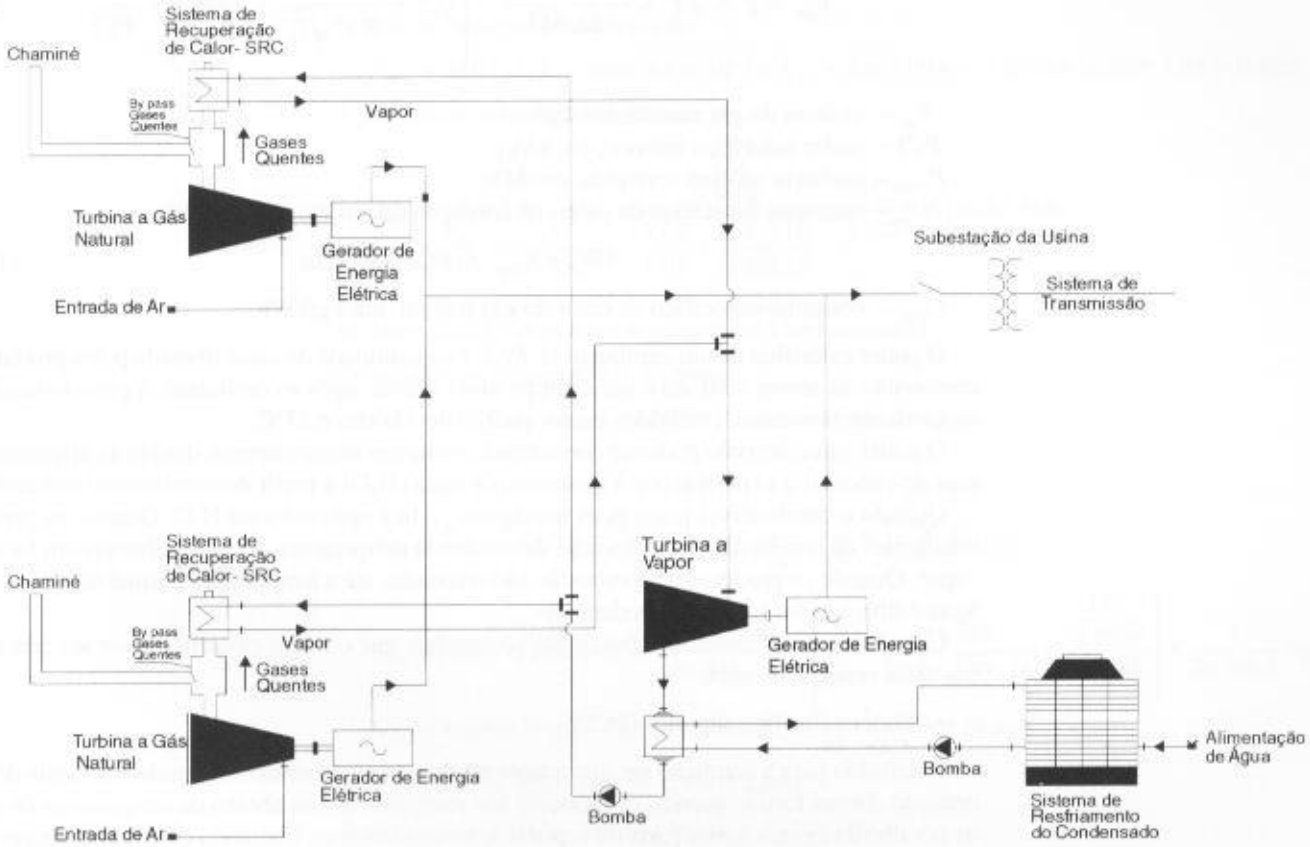


FIGURA 16.34
Usina de ciclo combinado com duas turbinas a gás e uma turbina a vapor

16.3.3.2.1 Determinação do consumo de gás

A potência desenvolvida no eixo da turbina, nas condições ISO, pode ser calculada pela Equação (16.6), ou seja:

$$P_{iso} = \frac{\dfrac{P_{eixo}}{F_{cumi}}}{\dfrac{P_{atm}}{1,03} \times \dfrac{\sqrt{T_k}}{288,15}} \tag{16.6}$$

P_{iso} – potência no eixo da turbina nas condições ISO, em MW;
P_{eixo} – potência no eixo da turbina nas condições reais do projeto, em MW;
P_{atm} – pressão atmosférica, em bar; na condição ISO, seu valor é de 1,03 bar e umidade relativa de 60%;
F_{cumi} – fator de correção da umidade do ar;

$$F_{cumi} = 1,0171514 - 2,858564 \times 10^{-4} \times U_{rel} \tag{16.7}$$

U_{rel} – umidade relativa do ar, em %; o valor padrão é de 60%;
T_k – temperatura ambiente, em K; a temperatura padrão é de $T_0 = 288,15$ K.

$$T_i = T_a + 273{,}16\ (\text{K}) \tag{16.8}$$

T_a – temperatura ambiente, em °C;

A determinação do volume de gás natural, nas condições ISO, para acionamento da turbina pode ser dado pela Equação (16.9).

$$V_{gás} = P \times \sqrt{T} \times \frac{HR_p \times P_{eixoc}}{62{,}943} \times \left(0{,}2 + \frac{13{,}987}{P \times \sqrt{T_i}} \times \frac{\frac{P_{eixo}}{F_{comb}}}{P_{eixoc}} \right) \times \frac{1}{PCI} \tag{16.9}$$

$V_{gás}$ – volume de gás natural, em kg/s;
PCI – poder calorífico inferior, em kJ/kg;
P_{eixoc} – potência no eixo corrigida, em MW;
HR_p – consumo específico de calor, na condição de projeto, em kJ/kWh.

$$HR_p = C_{espc} \times PCI\ (\text{kJ/kWh}) \tag{16.10}$$

C_{espc} – consumo específico de calor do gás natural, um kg/kWh.

O poder calorífico de um combustível, PCI, é a quantidade de calor liberada pelos produtos de combustão ao serem resfriados até a temperatura inicial, após a combustão, à pressão constante ou a volume constante, corrigidos para o padrão de 1,0 atm e 25°C.

O poder calorífico não pode ser considerado como um único número, devido às diferentes formas de conduzir a experiência e à formação de água (H_2O) a partir do combustível utilizado.

Quando o combustível reage com o oxigênio, o hidrogênio forma H_2O. Quando os produtos resultantes da combustão superam uma determinada temperatura, a água é liberada em forma de vapor. Quando os produtos de combustão são resfriados até a temperatura normal da atmosfera, a água é liberada em forma de condensado.

Com base nessas considerações, pode-se concluir que o poder calorífico deve ser conhecido nas duas versões, ou seja:

- Poder calorífico superior (PCS)

É definido para a condição em que a água produzida no processo é liberada em forma de condensado. Dessa forma, quando os produtos são resfriados muito abaixo da temperatura do ponto de orvalho da água, a maior parte do vapor d'água condensa-se, liberando calor na mesma proporção da quantidade de água condensada. Então, dá-se o nome de *poder calorífico superior* à quantidade de calor rejeitada se todo o vapor formado na combustão for condensado quando os produtos da combustão atingirem a temperatura inicial do ensaio.

- Poder calorífico inferior (PCI)

É definido quando a água produzida no processo é liberada e não se condensa. Assim, o poder calorífico inferior é o poder calorífico superior subtraído o calor latente do vapor d'água condensado.

As usinas termelétricas são grandes consumidoras de água bruta. O consumo específico de água bruta de usina termelétrica de grande porte a ciclo combinado vale:

- demanda máxima de água bruta para processo: 1,6 m³/h/MW;
- água de processo da torre de resfriamento: 1,56 m³/h/MW;
- água de reposição: 0,016 m³/h/MW;
- demanda máxima de água evaporada na torre de resfriamento: 1,32 m³/h/MW.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.6)

Determinar o consumo de combustível de uma usina termelétrica de potência nominal igual a 240 MW, localizada no nível do mar. A usina é composta por uma turbina a gás natural de 170 MW e uma turbina a vapor de 70 MW.

- consumo específico de calor: C_{espc} = 9.600 kJ/kWh;

- pressão atmosférica: $P_{atm} = 1{,}03$ bar;
- temperatura ambiente de 30°C;
- umidade relativa: 85%;
- poder calorífico inferior: $PCI = 11.500$ kcal/kg.

a) Determinação da potência no eixo da turbina nas condições ISO

De acordo com a Equação (16.8), tem-se:

$$T_i = 30 + 273{,}16 = 303{,}16\text{K}$$

O fator de correção de umidade vale:

$$F_{cumi} = 1{,}0171514 - 2{,}858564 \times 10^{-4} \times U_{rel} = 1{,}0171514 - 2{,}858564 \times 10^{-4} \times 85 = 0{,}9928$$

A potência no eixo da turbina vale:

$$P_{iso} = \frac{\frac{P_{eixo}}{F_{cumi}}}{\frac{P_{atm}}{1{,}03} \times \frac{\sqrt{T}}{\sqrt{288{,}15}}} = \frac{\frac{170}{0{,}9928}}{\frac{1{,}03}{1{,}03} \times \frac{\sqrt{303{,}16}}{\sqrt{288{,}15}}} = \frac{171{,}23}{1{,}0257} = 166{,}93 \text{ MW}$$

b) Determinação do volume do gás natural a ser consumido

De acordo com a Equação (16.9), tem-se:

$$PCI = 11.500 \text{ kcal/kg} = 11.500 \times 4{,}1868 = 48.148{,}2 \text{ kJ/kg}$$

$$V_{gás} = P \times \sqrt{T} \times \frac{HR_p \times P_{eixoc}}{62{,}943} \times \left(0{,}21 \frac{13{,}987}{P_{atm} \times \sqrt{T}} \times \frac{\frac{P_{eixo}}{F_{cumi}}}{P_{eixoc}} \right) \times \frac{1}{PCI}$$

$$V_{gás} = 1{,}03 \times \sqrt{303{,}16} \times \frac{9.600 \times 166{,}93}{62{,}943} \times \left(0{,}2 + \frac{13{,}987}{1{,}03 \times \sqrt{303{,}16}} \times \frac{\frac{170}{0{,}9928}}{166{,}93} \right) \times \frac{1}{48.148{,}2} \text{ kg/s}$$

$$V_{gás} = 456.595 \times (0{,}2 + 0{,}7799 \times 1{,}0257) \times \frac{1}{48.148{,}2} = 9{,}48 \text{ kg/s}$$

$$V_{gás} = 9{,}48 \times 3.600 \times 24 = 819.072 \text{ kg/dia}$$

Sabe-se que, em média, 1 m³ (N) de gás = 0,75 kg (N)

$$V_{gás} = \frac{819.072}{0{,}75} = 1.092.096 \text{ m}^3\text{/dia}$$

16.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Durante e após o racionamento de energia elétrica ocorrida no Brasil no ano de 2001/2002, as indústrias e grandes consumidores comerciais instalaram usinas termelétricas em suas unidades de negócio para poder atender sem restrição a sua demanda de carga. Além disso, com o preço da energia no mercado livre alcançando patamares insuportáveis, as usinas termelétricas das unidades consumidoras geravam energia a um custo inferior ao do mercado livre. A partir de então, muitos dos grandes consumidores que amargaram enormes prejuízos com o racionamento e estimulados pela falta de investimento do setor energético a médio e longo prazos para resolver a crise energética de forma consolidada decidiram instalar usinas termelétricas com capacidade adequada às suas necessidades energéticas, interligando-as normalmente à rede de energia elétrica da concessionária local. Este tipo de negócio foi denominado geração distribuída.

A geração distribuída foi amplamente aplicada no Brasil nas décadas de 1920 a 1950 pelas municipalidades e consumidores de maior porte, visando suprir às necessidades de energia elétrica das cidades e da produção. Essa política foi praticamente extinta a partir da década de 1960, quando foram iniciadas as operações das grandes unidades de geração de origem hidráulica, ofertando energia elétrica abundante e a preços imbatíveis comparadas aos custos da energia produzida pelas usinas termelétricas.

A usinas termelétricas instaladas nas unidades consumidoras requerem conexão com a rede de energia pública das concessionárias para aumentar o seu índice de confiabilidade e continuidade e/ou vender energia excedente. Muitas dessas usinas operam somente na ponta de carga, período em que o custo da energia é extremamente elevado. Outras operam em sistemas de co-geração, tendo a rede de distribuição pública como suprimento de *back-up*. Outras simplesmente são instaladas como reserva de geração para emergência na falta de suprimento da rede de distribuição.

A conexão entre a usina de geração de energia elétrica e a rede pública da concessionária é regulamentada pela legislação vigente e deve, além de tudo, obedecer aos requisitos das concessionárias quanto às particularidades do sistema elétrico ao qual a usina será conectada. A Figura 16.35 mostra um esquema unifilar tradicionalmente conhecido para conexão entre um autoprodutor e a rede de energia da concessionária.

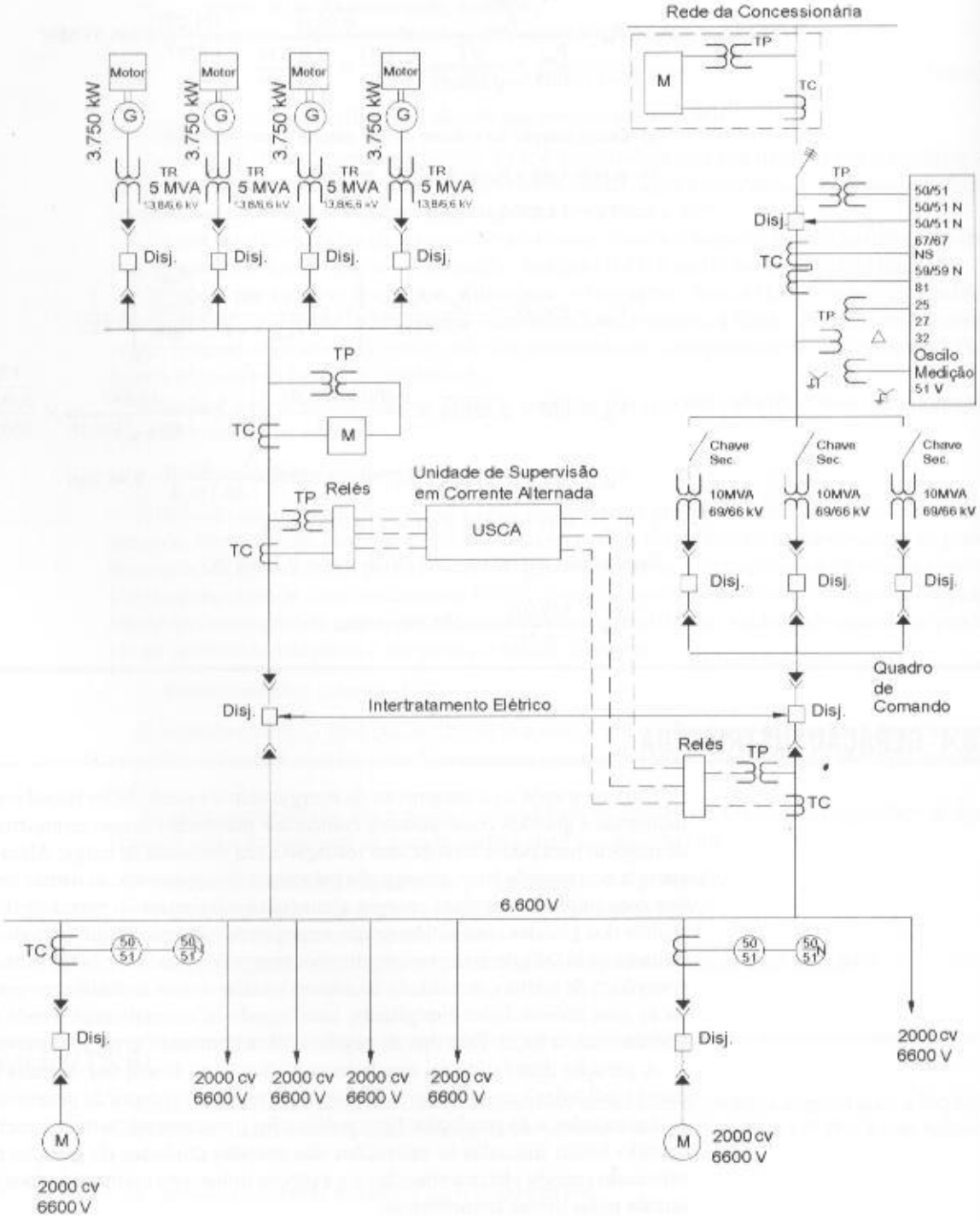


FIGURA 16.35
Esquema unifilar de conexão entre uma usina e a rede pública

O gerador e/ou a concessionária devem obrigatoriamente realizar estudos elétricos de fluxo de carga e de curto-circuito para obter a autorização da conexão com a rede pública de distribuição ou transmissão da concessionária. Algumas vezes a concessionária solicita estudos de estabilidade, energização do transformador, harmônicas etc., de acordo com as características da rede à qual será conectada à usina termelétrica.

Além da exigência dos estudos anteriormente mencionados, o projetista deverá submeter à concessionária um completo projeto de proteção que atenda essencialmente à integridade e à estabilidade da rede pública de energia elétrica, denominada proteção de fronteira, além de contemplar às necessidades de proteção dos equipamentos da própria usina termelétrica.

As unidades de geração de uma usina termelétrica podem operar de diferentes formas, dependendo da quantidade de máquinas utilizadas, do tipo de conexão com a rede pública de energia elétrica entre outros.

Toda unidade de geração, ou simplesmente grupo gerador, possui um regulador de velocidade que controla a potência ativa liberada pela unidade de geração, e um regulador de tensão que controla a potência reativa.

Para que duas fontes operem em paralelo é imprescindível a sincronização entre elas, que consiste em ajustar a tensão e a freqüência em que operam as referidas fontes. Assim, para que dois grupos geradores operem em paralelo é necessário ajustar os valores de tensão e freqüência da segunda unidade aos valores estabelecidos de tensão e freqüência da primeira unidade (referência). Se o paralelismo é realizado entre a usina de geração e a rede externa, cabe ajustar a freqüência e a tensão da usina geradora com a tensão e a freqüência da rede externa (referência). Em qualquer caso, somente quando a tensão e a freqüência da unidade de geração e da rede pública de energia elétrica estão iguais ou muito próximas é enviada a ordem para fechar o disjuntor de paralelismo.

Esse sistema atualmente é realizado automaticamente por equipamentos digitais, conhecidos como USCA – Unidade de Supervisão em Corrente Alternada, que são conectados a transformadores de corrente e de potencial de onde se aquisitam os dados para o processo de controle. Uma única USCA pode sincronizar vários grupos geradores entre si e depois sincronizá-los com a rede externa. Nesta condição, a USCA deve aquisitar a tensão e corrente dos TCs e TPs de cada unidade de geração e da rede externa. A Figura 16.36 mostra a vista frontal de uma USCA.

Uma das considerações importantes no paralelismo de fontes de geração é o conceito de rejeição de carga, que consiste no desligamento, normalmente seletivo, de um bloco de carga quando ocorrem perturbações de qualquer ordem no sistema elétrico, sejam curtos-circuitos, descargas atmosféricas etc.

Um sistema de rejeição de carga deve verificar constantemente os valores de carga que estão sendo drenados da rede e a potência disponível das unidades de geração capaz de suprir essas cargas. Esse sistema deve monitorar o equilíbrio entre a potência gerada e a carga drenada da rede.

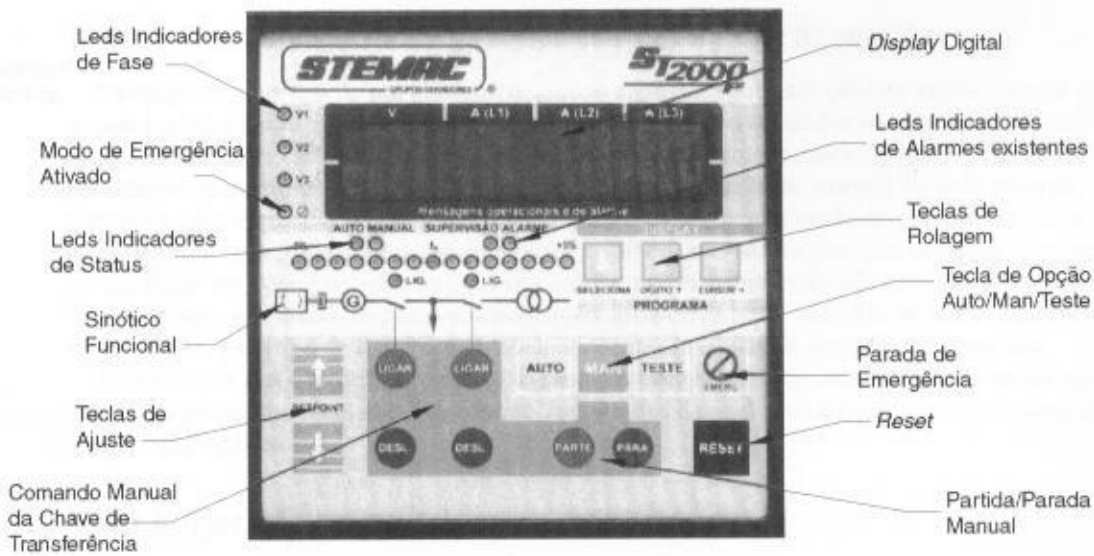


FIGURA 16.36
Frontal de uma USCA

De forma geral, o esquema de rejeição de carga deve atuar num tempo inferior a 200 ms, tempo suficiente para evitar a perda de estabilidade do sistema que resultaria na desconexão da usina de geração.

Um estudo de rejeição de carga deve contemplar os seguintes aspectos:

a) Perda de uma unidade de geração

É o caso mais freqüente na operação de uma usina de geração, devido aos mais variados motivos. Quando ocorre a perda de uma unidade de geração há uma redução considerável na oferta de geração que passa a ser inferior à demanda de carga. Nesse momento, é imprescindível que o sistema de rejeição de carga rejeite as cargas não essenciais, garantindo, assim, a estabilidade do sistema, sem o qual as unidades de geração remanescentes entram em processo de sobrecarga, resultando na redução da tensão e/ou da freqüência e a conseqüente perda total da usina de geração.

b) Aumento progressivo de carga

É sempre possível em qualquer sistema elétrico haver um aumento de carga. Quando isso ocorre, num sistema alimentado somente por uma usina de geração é necessário que esse aumento fique limitado a 10% da capacidade da geração por um período não superior a uma hora.

c) Defeitos permanentes

Durante algum defeito no sistema de geração, por exemplo, nos terminais de um gerador, a tensão decresce a valores muito baixos, próximos a zero, provocando a desaceleração de todos os motores em operação. Após os relés responsáveis pela eliminação da falha atuarem e provocarem a operação dos disjuntores correspondentes, a carga remanescente retorna a sua condição operacional normal, fazendo com que os motores absorvam uma corrente elevada da rede. Em virtude dessa elevação de corrente, surge uma expressiva queda de tensão no sistema, com tempo relativamente grande, o que pode ocasionar a atuação das proteções nas funções 27 e 81, desarmando vários disjuntores intempestivamente e provocando instabilidade no sistema.

Assim, é imperativo que o sistema de rejeição de carga elimine as cargas não essenciais, previamente selecionadas através de um estudo de estabilidade, tomando como base um modelo de resposta dinâmica do sistema, quando ocorrem distúrbios na rede.

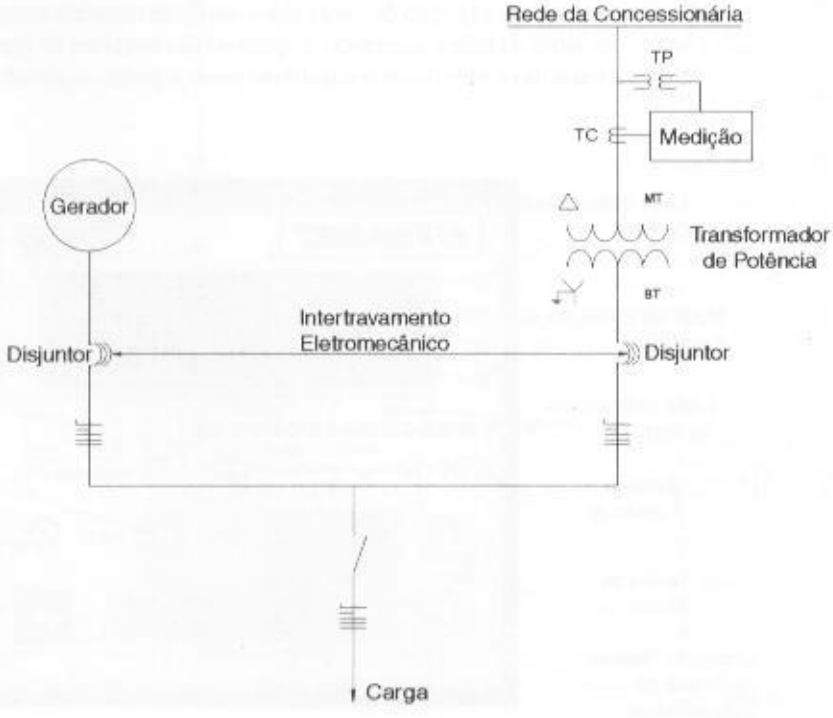


FIGURA 16.37
Esquema de transferência de carga com desconexão de fonte

16.4.1 Conexão de Usinas Termelétricas

É o caso das usinas de autoprodução, co-geração ou usinas emergenciais que podem operar independentes da rede pública de energia elétrica. Essas usinas podem ser constituídas de uma ou mais unidades de geração. Muitas vezes são conectadas ao barramento de carga através de um disjuntor que transfere a conexão da rede pública de energia para os terminais da usina de geração. Essa transferência pode ser realizada de duas diferentes formas.

16.4.1.1 Transferência de carga com desconexão de fonte

É o sistema de transferência de carga mais simples. Utiliza apenas uma chave de reversão manual, motorizada ou por solenóide ou disjuntores. No primeiro caso, quando falta o suprimento de energia da rede pública, o operador se dirige ao local da usina e aciona manualmente a máquina primária e, logo em seguida, manobra a chave de transferência. No segundo caso, a usina de geração é dotada de um sensor de tensão que aciona o mecanismo de partida. Decorridos alguns segundos, um sistema automático manobra o mecanismo de acionamento da chave reversora. É utilizada em usinas emergenciais instaladas em indústrias, hospitais etc., e só operam na ausência de energia da rede pública. A Figura 16.37 mostra um esquema básico de transferência de carga com desconexão da fonte.

A transferência de carga deve ser impedida quando a barra de carga estiver submetida a um defeito, evitando-se, assim, danificar os equipamentos da usina de geração.

16.4.1.2 Transferência de carga em rampa

Esta forma de operação é muito utilizada em indústrias, *shopping centers* etc. quando se utiliza a usina de geração para assumir toda a carga da instalação na hora de ponta de carga do sistema da concessionária, reduzindo substancialmente o custo de energia nesse horário. Neste caso, utiliza-se um sistema de controle, USCA o que está conectada, permanentemente com a barra de carga e, momentos antes do tempo ajustado para entrada em operação, a usina de geração é acionada. A USCA, então, sincroniza a usina de geração e ordena o fechamento do disjuntor de transferência, que coloca momentaneamente, por cerca de 15 s, a usina de geração em paralelo com a barra de carga, suprida pela rede pública de energia. Decorrido esse intervalo de tempo, outro disjuntor desfaz a conexão da rede pública de energia com a barra de carga que, a partir desse instante, passa a ser suprida pela usina de geração. A Figura 16.38 mostra um esquema básico de uma usina de geração operando com transferência de carga em rampa.

O custo desse tipo de transferência de carga é bem superior ao anterior, devido ao custo da USCA e das proteções envolvidas.

16.4.1.3 Transferência de carga rápida sem interrupção da senóide

Consiste no emprego de um *nobreak* dinâmico composto por um conjunto motor-volante de grande inércia girante preso ao eixo da unidade de geração, através de um sistema eletromagnético. Quando a carga está sendo suprida pela rede externa, o motor aciona o volante durante todo período de operação da carga do sistema. Na falha da alimentação normal da rede externa, o eletroímã conecta o eixo do conjunto motor-volante ao eixo da unidade de geração, fazendo o gerador entrar em operação num tempo inferior a 150 ms, necessário para que as cargas motrizes permaneçam em operação, embora com velocidade minimamente reduzida devido à inércia mecânica do volante. Se não for possível a transferência de carga neste intervalo de tempo, esta deve ser impedida. Esse tipo de sistema é utilizado somente em usinas de geração emergenciais.

Esse sistema é pouco utilizado pelo alto custo da energia elétrica consumida pelo motor que opera continuamente o volante. No entanto, o seu custo de aquisição é bem inferior ao custo de um *nobreak* estático.

16.4.1.4 Operação em paralelo com a rede externa

É o caso das usinas de produção de energia, autoprodução ou co-geração que operam conectadas permanentemente à rede pública de energia elétrica. No caso das usinas de autoprodução e co-

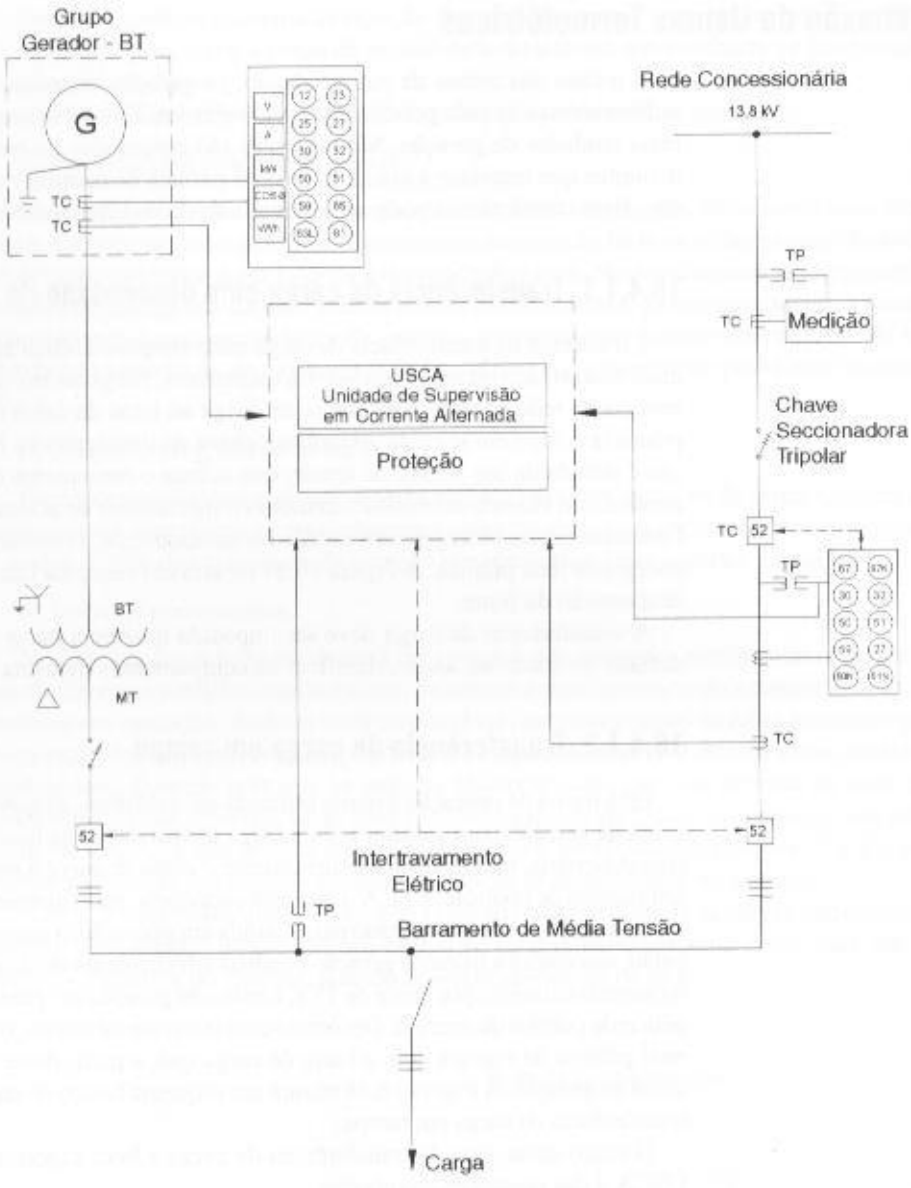


FIGURA 16.38
Transferência de carga em rampa

geração, pode haver exportação ou não dos excedentes de energia gerada. Diz-se, assim, que a usina opera em paralelo. Essas usinas podem ser constituídas de uma ou mais unidades de geração.

Essas usinas são dotadas de um sistema de controle, USCA, que funciona da seguinte forma: inicialmente aciona individualmente cada unidade de geração. A USCA, que está permanentemente conectada à barra de carga da rede pública de energia, sincroniza a primeira unidade de geração com a rede externa, fazendo, em seguida, o fechamento de seu disjuntor e colocando-a em definitivo em operação em paralelo. Esse processo é seguido para cada unidade de geração até que toda a usina esteja operando em paralelo.

16.4.1.5 Procedimentos de conexão da carga

É o caso mais simples de operação. Após a partida da usina a carga pode ser conectada em frações ou de forma integral. No primeiro caso, há pequenas variações de freqüência e tensão à medida que a fração de carga é conectada aos terminais do gerador. Quanto maior o bloco de carga manobrado, maiores são as variações de freqüência e tensão, cujos valores devem ser estabelecidos previamente.

Quando existem vários grupos geradores operando em paralelo, conectados ou não à rede externa, podem ser utilizados três esquemas básicos de funcionamento, ou seja:

a) Somente um grupo gerador opera em modo flutuante de carga

Neste caso, todas as unidades restantes da usina são ajustadas para fornecer um valor fixo de potência ativa e reativa. Somente a unidade de geração em modo flutuante de carga fornecerá as potências ativa e reativa necessárias para manter, respectivamente, a freqüência e a tensão do sistema dentro dos limites recomendados. Esse sistema não é adequado quando existe uma variação muito grande da carga.

b) Todas as unidades de geração operam em modo flutuante de carga

Neste caso, todos os geradores são responsáveis por absorver igualmente a carga do sistema. Esse sistema não é adotado em usinas de geração operando em paralelo com a rede externa.

c) Controle individual das unidades de geração

Nesse caso, a usina de geração é dotada de um único controlador que distribui o fluxo de potência ativa e regula a freqüência de todas as unidades de geração e um único controlador que distribui o fluxo de potência reativa e regula a tensão. O controlador de fluxo de potência ativa e de freqüência age em cada regulador de velocidade de seu grupo gerador, controlando ao mesmo tempo a freqüência. Já o controlador de fluxo de potência reativa e de tensão age sobre o regulador da excitatriz de cada grupo gerador, controlando ao mesmo tempo a tensão, em conformidade com a Figura 16.39.

Esse sistema é adequado para operar em redes com grandes variações de carga, tais como fornos a arco.

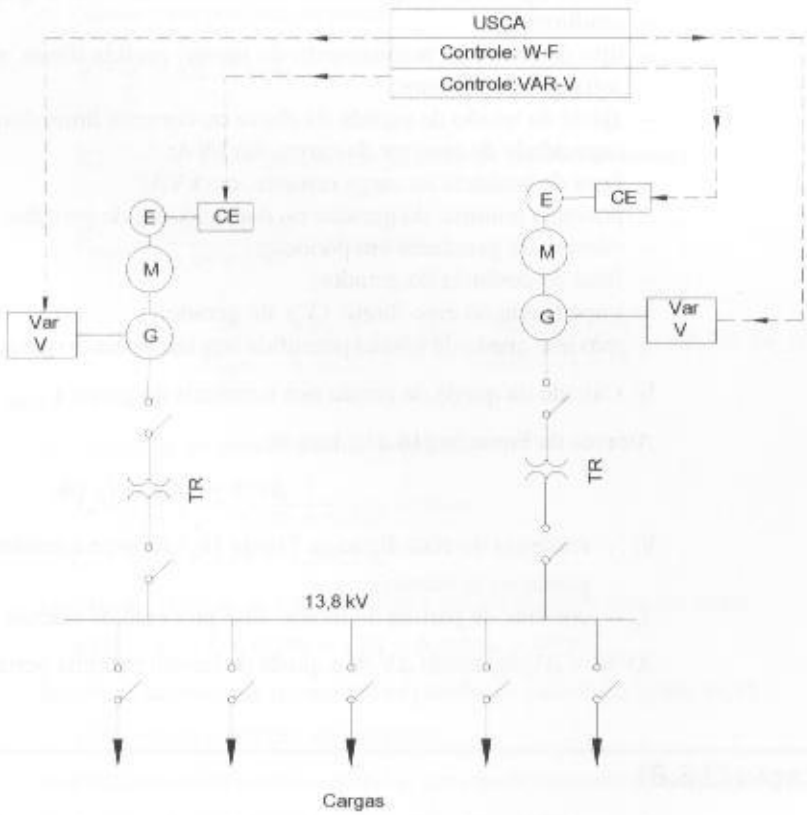


FIGURA 16.39
Sistema de controle de grupos geradores em paralelo

16.4.2 Operação de Usinas Termelétricas para o Acionamento de Grandes Motores Elétricos

A potência nominal de uma usina termelétrica para atender a uma demanda constituída por grande quantidade de cargas de pequena capacidade é definida praticamente pela soma de todas as cargas unitárias da instalação. No entanto, quando a instalação é constituída por motores de grande capacidade, comparada com a potência nominal da usina termelétrica, é necessário que se determine o valor da queda de tensão na partida desses motores, a fim de não prejudicar a operação das unida-

des geradoras. A queda de tensão limite admitida pelos geradores durante a partida dos motores é de 20%, aconselhando-se, no entanto, adotar valores inferiores, como, por exemplo, 15%.

As estações de bombeamento de água e esgoto são exemplos de instalações onde existem grandes motores elétricos em pequena quantidade e que solicitam dos geradores potências de partida elevadas.

Muitas vezes deve-se elevar a capacidade da usina termelétrica somente para atender à exigência da queda de tensão na partida dos motores. Assim, é importante que o ajuste das chaves de comando seja efetuado para permitir a menor corrente de partida com o maior torque possível dos motores nesta condição. A partida direta é o processo mais crítico para as usinas de geração, enquanto o acionamento a partir da chave estrela-triângulo é o menos severo, sem contar com o emprego dos inversores, cujo preço é extremamente elevado.

A instalação de inversores ajustados para permitir uma corrente de partida praticamente igual à corrente de carga do motor permite selecionar a capacidade das usinas geradoras somente pela carga a ser demandada.

A determinação da queda de tensão no gerador a partir do acionamento dos motores pode ser obtida a partir da seguinte metodologia de cálculo.

a) Dados do motor elétrico
- potência nominal, em cv;
- tensão nominal, em V;
- corrente nominal, em A;
- relação entre a corrente de partida/corrente nominal;
- fator de potência do motor;
- fator de potência na partida do motor: normalmente é igual a 0,30;
- rendimento;
- tipo de chave de acionamento do motor: partida direta, estrela-triângulo, compensadora, *softstarter* e inversor;
- ajuste da tensão de partida da chave ou corrente limitadora de partida do motor;
- capacidade do restante da carga, em kVA;
- fator de potência da carga restante, em kVA;
- potência nominal do gerador ou das unidades de geração;
- número de geradores em paralelo;
- fator de potência do gerador;
- impedância do eixo direto (X'_d) do gerador;
- máxima queda de tensão permitida nos terminais do gerador, em %;

b) Cálculo da queda de tensão nos terminais do gerador

Através da Equação (16.11), tem-se:

$$\Delta V\% = (X'_d) \times I_p\ (\%) \tag{16.11}$$

X'_d – reatância do eixo direto (a Tabela 16.4 fornece a reatância média de geradores de várias potências nominais);

I_p – corrente de partida do motor; esse processo de cálculo foi estudado no Capítulo 7.

$\Delta V\% \leq \Delta V_p\%$, sendo $\Delta V_p\%$ a queda de tensão máxima permitida pelo gerador.

EXEMPLO DE APLICAÇÃO (16.8)

Uma estação de esgoto de uma unidade industrial deverá ser suprida por uma usina termelétrica a óleo diesel. A estação de esgoto é constituída por 3 bombas de 250 cv/380 V-IV pólos, operando somente duas de forma permanente enquanto a outra é reserva. Determinar a capacidade da unidade de geração que permita a partida de uma bomba com a outra já em operação. A máxima queda de tensão permitida na partida do motor é de 20%, na condição de partida direta do motor.

a) Determinação da carga de demanda da instalação

$$D_{máx} = \frac{2 \times 250 \times 0{,}736}{0{,}95 \times 0{,}87} = 455{,}2\ \text{kVA}$$

$$D_{más} = \frac{2 \times 250 \times 0,736}{0,95} = 387,3 \text{ kW}$$

$\eta = 0,95$
$F_p = 0,87$

b) Determinação da capacidade da usina de geração (valor inicial)

Através da Tabela 16.5, seleciona-se um grupo gerador de 404 kW, ou seja:

$$P_{ng} = \frac{404}{0,80} = 505 \text{ kVA}$$

c) Valores de base

$V_b = 0,38$ kV
$P_b = 505$ kVA

$$I_b = \frac{505}{\sqrt{3} \times 0,38} = 767,2 \text{ A}$$

d) Cálculo da impedância por fase do gerador

Através da Tabela 16.4, o valor de $X'_d = 27,6\%$. Logo, a impedância por fase vale:

$$X'_{g} = 276\% = 0,276\ pu$$

$$X'_{dfg} = X'_{df} \times \frac{P_b}{P_{ng}} \times \left(\frac{V_{ng}}{V_b}\right)^2 = 0,276 \times \frac{505}{505} \times \left(\frac{0,38}{0,38}\right)^2 = 0,276\ pu \text{ (na tensão e potência de base)}$$

e) Cálculo da impedância do motor

$$R = \frac{I_p}{I_n} = 6,8 \text{ (Tabela 6.3)}$$

$$X_m = \frac{1}{6,8} = 0,147\ pu \text{ (na base da potência nominal do motor)}$$

$$P_{nmkVA} = \frac{250 \times 0,736}{0,95 \times 0,87} = 222,6 \text{ kVA}$$

$$X_{mb} = X_m \times \frac{P_b}{P_{nmkVA}} \times \left(\frac{V_{nm}}{V_b}\right)^2 = 0,147 \times \frac{505}{222,6} \times \left(\frac{0,38}{0,38}\right)^2 = 0,333\ pu \text{ (na tensão e potência de base)}$$

f) Cálculo da corrente de partida do motor

$$I_p = \frac{1}{Z_g + Z_m} = \frac{1}{0,276 + 0,333} = 1,64\ pu$$

$I_{pa} = 767,2 \times 1,64 = 1.258,2$ A

g) Cálculo da queda de tensão durante a partida direta do primeiro motor

$\Delta V\% = Z_g \times I_p = 0,276 \times 1,64 = 0,452\ pu = 45,2\%$

Este resultado pode ser encontrado na planilha de cálculo da Tabela 16.13.

$\Delta V\% > 20\%$ (condição não satisfeita).

Será utilizada agora a chave *softstarter* com ajuste da tensão de rampa de 40%.

h) Cálculo da queda de tensão com a chave *softstarter*

$I_p = 0,40 \times 1,64 = 0,656\ pu$
$\Delta V\% = Z_g \times I_p = X'_{gs} \times I_p = 0,276 \times 0,656 = 0,181\ pu = 18,1\%$
$\Delta V\% < 20\%$ (condição satisfeita).

i) Cálculo da queda de tensão com a partida do 2.º motor com o primeiro em operação (partida direta)

arccos 0,30 = 72,54° arccos 0,87 = 29,55°

TABELA 16.13

Determinação da queda de tensão na partida dos motores elétricos

Simulação de Queda de Tensão na Partida de Motores Elétricos				
Item	**Parâmetros**	**Unidade**	**Valores**	**Resultados**
Operação do Primeiro Motor				
1	Potência nominal do motor	cv	250	
2	Tensão nominal do motor	V	380	
3	Corrente nominal do motor	A	327,4	
4	Corrente de partida/corrente nominal	-	6,8	
5	Fator de potência nominal	-	0,87	
6	Rendimento		0,95	
7	Fator de potência na partida do motor		0,3	
8	Ajuste da tensão da chave partida	%	100	
9	Tensão base	kV	0,38	
10	Potência básica	kVA	505	
11	Número de geradores em paralelo	-	1	
12	Potência nominal ativa do gerador	kW	404	
13	Fator de potência do gerador	-	0,8	
14	Potência nominal do gerador	kVA		505
15	Impedância do gerador	%	27,6	
16	Máxima queda de tensão na partida	%	20	
17	Potência do restante da carga	kVA	222,6	
18	Fator de potência da carga	-	0,87	
19	Corrente do restante da carga	A		338,22
20	Potência aparente do motor	kVA		222,6
21	Impedância nominal do motor na P_a	*pu*		0,147
22	Potência nominal da geração	kVA		505
23	Impedância do gerador na P_b	*pu*		0,276
24	Impedância paralelo dos geradores (P_b)	*pu*		0,276
25	Impedância do motor na P_b	*pu*		0,33
26	Impedância motor-gerador	*pu*		0,61
27	Corrente básica	A		767,3
28	Corrente de partida na base P_b	*pu*		1,64
29	Corrente de partida	A		1.258,71
30	Queda de tensão na partida	*pu*		0,453
		%		45,28
Operação do segundo motor				
31	Ângulo do fator de potência do motor	grau		29,541
32	Ângulo do fator de potência na partida			72,542
33	Ângulo do fator de potência da carga			29,541
34	Corrente ativa na partida	A		671,86
35	Corrente reativa na partida			1.367,49
36	Corrente ativa na partida ativa na I_b	A		0,88
37	Corrente reativa na partida na I_b			1,78
38	Corrente total			1,99
39	Queda de tensão na partida	*pu*		0,55
		%		54,81

$$I_n = \frac{222,6}{\sqrt{3} \times 0,38} = 338,2 \text{ A}$$

$I_{pa} = 338,2 \times \cos 29,55 + 1.258,2 \times \cos 72,54 = 671,7$ A
$I_{pr} = 338,2 \times \text{sen } 29,55 + 1.258,2 \times \text{sen } 72,54 = 1.367,5$ A

$$I_p = \sqrt{671,7^2 + 1.367,5^2} = 1.523,5$$

$$I_{pu} = \frac{I_p}{I_b} = \frac{1.523,5}{767,2} = 1,98\,pu$$

$\Delta V\% = 0,276 \times 1,98 = 0,546 = 54,6\%$ (condição não satisfeita).

Este resultado pode ser encontrado na planilha de cálculo Excel da Tabela 16.13. Neste caso, deve-se tentar reduzir o valor da tensão de partida da chave *softstarter* ou utilizar inversor de freqüência.

Exemplo de Aplicação (16.9)

Uma indústria, cujos dados estão adiante mencionados, deseja ampliar suas instalações e ao mesmo tempo estudar a viabilidade técnica e econômica para aquisição de uma usina termelétrica com a finalidade de suprir toda a carga atual e a instalar.

a) Levantamento da carga

O levantamento da carga em operação a ser alimentada pela usina termelétrica conduziu os seguintes resultados.

- 4 + 1 motobombas de 2.200 cv, operando na tensão de 6.600 V (funciona apenas 4 ao mesmo tempo);
- 2 motobombas de 2.000 cv, operando na tensão de 6.600 V;
- 6 motores de 5 cv/380 V (funcionam apenas 4 motores);
- carga de iluminação: 130 kVA com $F_p = 0,85$;
- 1 bomba de sulfato de 25 cv/380 V;
- 1 compressor de 25 cv/380 V.

As características dos principais motores existentes são:

- Tipo do motor: assíncrono trifásico, com motor de gaiola
- Potência nominal: 2.200 cv
- Tensão nominal: 6.600 V
- Fator de serviço: 1,15
- Conjugado nominal: 13.152 N · m
- Conjugado de partida: 75% × Cn
- Conjugado máximo: 175% × Cn
- Condições de carga (%): 110 – 100 – 75 – 50 – 25
- Fator de potência: 0,90 – 0,90 – 0,90 – 0,89 – 0,78
- Rendimento (%): 94,0 – 94,7 – 95,1 – 94,9 – 92,4
- Corrente (A): 207 – 185 – 136 – 92 – 33
- Corrente de partida (100% da tensão): 740 A
- Corrente de partida a 60% e 80% tensão: 420 A e 570 A
- Corrente com rotor bloqueado: 760 A
- Potência de partida: 7.690 kVA
- Tempo máximo permitido p/ cada partida: 18 segundos

As características dos motores de 2 × 2.000 cv a serem instalados são:

- Tipo do motor: assíncrono trifásico
- Potência nominal: 2.000 cv
- Número de pólos: 6
- Rotação (síncrona): 1.200 rpm
- Tensão nominal: 6.600 V
- Freqüência nominal: 60 Hz
- Regime de funcionamento: Contínuo (S1)
- Fator de serviço: 1,10
- Classe de isolação: F
- Elevação de temperatura: 150°C
- Temperatura de proteção do motor: 80°C
- Graus de proteção: IP–23
- Método de resfriamento: Autoventilado

b) Cálculo da potência nominal das cargas

$P_{cng} = \Sigma P_{mb} + \Sigma P_c$

P_{mb} – potência nominal das motobombas principais

P_c – potência nominal das demais cargas

P_{cng} – potência das cargas a serem ligadas à unidade de geração

$P_{cng} = (4 \times 2.200 + 2 \times 2.000 + 4 \times 5 + 2 \times 25) \times 0{,}736 + 130 \times 0{,}85 = 9.582$ kW

Foram realizadas medições nos terminais do motor de 2.200 cv/6,6 kV, através dos transformadores de corrente e potencial, obtendo-se os seguintes resultados:

- RTP: 6.600/115
- RTC: 300/5
- Tensão medida em operação contínua: 115 V
- Tensão medida na partida: 105 V
- Corrente em operação contínua: 2,54 A
- Corrente de partida: 12,34 A
- Fator de potência em operação contínua: 0,91
- Fator de potência na partida: 0,33
- Potência ativa em operação contínua: 460 W
- Potência ativa na partida: 753 W

A partir dessas medidas, foram obtidos os seguintes resultados:

$$RTP = \frac{6.600}{115} = 57{,}39$$

$$RTC = \frac{300}{5} = 60$$

- Tensão medida em operação contínua

  $V_{op} = 115 \times RTP = 115 \times 57{,}39 = 6.600$ V

- Tensão medida durante a partida do motor de 2.220 cv

  $V_{op} = 105 \times RTP = 105 \times 57{,}39 = 6.025$ V

- Queda de tensão na partida

$$\Delta V_p = \frac{6.600 - 6.025}{6.600} \times 100 = 8{,}7\%$$

- Corrente em operação contínua

  $I_{op} = 2{,}54 \times RTC = 2{,}54 \times 60 = 152{,}4$ A

- Corrente durante a partida

  $I_{op} = 12{,}34 \times RTC = 12{,}34 \times 60 = 740$ A (valor medido)

- Fator de potência em operação contínua

  $F_p = 0{,}91$

- Fator de potência durante a partida

  $F_p = 0{,}33$

- Potência ativa em operação contínua

$$P_{op} = \frac{460 \times RTP \times RTC}{1.000} = \frac{460 \times 57{,}39 \times 60}{1.000} = 1.583\text{kW}$$

- Potência ativa absorvida durante a partida

$$P_{op} = \frac{753 \times RTP \times RTC}{1.000} = \frac{753 \times 57{,}39 \times 60}{1.000} = 2.592 \text{ kW}$$

- Potência aparente absorvida durante a partida

$$P_{app} = \frac{P_{ap}}{F_{ap}} = \frac{2.592}{0{,}33} = 7.854 \text{ kVA}$$

- Corrente total durante a partida

$$I_p = \frac{7.854}{\sqrt{3} \times 6,6} = 687 \text{ A}$$

- Fator de utilização

$$F_u = \frac{P_{ut}}{P_{ms}} = \frac{1.583}{1.619} = 0,97$$

Foram realizadas também medições nos terminais dos motores de 2000 cv, obtendo-se o fator de utilização igual a 0,97.

c) Cálculo da demanda máxima coincidente

- Potência de demanda fora de ponta

$P_{dfp} = \Sigma P_{mb} \times F_u + \Sigma P_m \times F_{uc} + \Sigma P_c \times F_d c$

$P_{dfp} = (4 \times 2.200 + 2 \times 2.000) \times 0,736 \times 0,97 + (4 \times 5 + 2 \times 25) \times 0,736 \times 0,90 \times 0,7 + 130 \times 0,85 \times 0,7$

$F_{uc1} = 0,97$ (fator de utilização dos motores principais: valor calculado)

$F_{uc2} = 0,90$ (fator de utilização dos demais motores: valor admitido)

$F_{dc} = 0,70$ (fator de demanda das demais cargas: valor admitido)

$P_{dfp} = 9.247$ kW

d) Cálculo da potência nominal da usina termelétrica

A usina termelétrica será dimensionada inicialmente para operar isoladamente da rede da concessionária local.

- Potência máxima demandada calculada: $P_{dfp} = 9.247$ kW
- Potência máxima medida integrada em 15 minutos: $P_m = 9.510$ kW

Nestas circunstâncias, será adotada a potência de demanda medida, ou seja:

$P_m = 9.510$ kW

Logo, a capacidade nominal da usina termelétrica será de:

$P_{ng} = 1,15 \times 9.510 = 10.936$ kW $\rightarrow$ $P_{nes} = 12.000$ kW $\rightarrow$ $P_{ng} = 3 \times 4.000$ kW

Esta alternativa permite um acréscimo de carga de até 10% ao longo da operação da usina termelétrica.

e) Cálculo da queda da tensão no gerador durante a partida do maior motor (2.200 cv)

- Usina termelétrica operando isolada da rede pública

As reatâncias estão ligadas conforme a Figura 16.40. A queda de tensão no gerador vale:

$$\Delta V\% = Z \times I_p = X'_d \times I_p$$

$X'_d = 18\%$ (reatância síncrona do eixo direto: valores médios de geradores comerciais com potência variando entre 3.000 e 5.000 kW).

$\Delta V\% \leq 20\%$ (queda de tensão máxima admitida pelo gerador)

$P_{ng} = 4.000$ kW

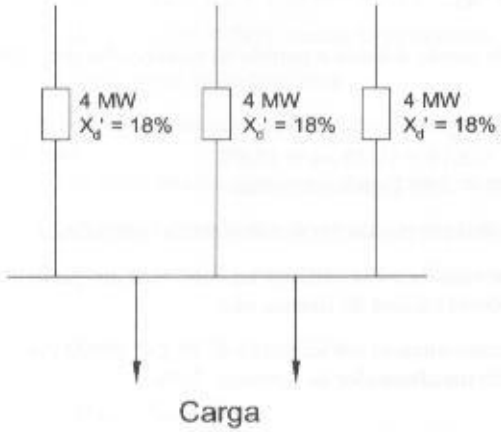


FIGURA 16.40
Usina de geração em operação isolada

$$P_{ng} = \frac{4.000}{0,80} = 5.000 \text{ kVA}$$

$$X'_{dp} = \frac{18}{3} = 6 = 0,06pu \text{ (na base de 5.000 kVA e 6,6 kV)}$$

$P_b = 5.000$ kVA
$V_b = 6,6$ kV

$$I_b = \frac{5.000}{\sqrt{3} \times 6,6} = 437 \text{ A}$$

$I_p = 740$ A (valor medido)

$$I_{pup} = \frac{I_p}{I_b} = \frac{740}{437} = 1,69pu \text{ (na base } P_b \text{ e } V_b)$$

$$X'_{dpb} = X'_{dp1} \times \frac{P_b}{P_{ng}} \times \left(\frac{V_{ng}}{V_b}\right)^2$$

$$X'_{dpb} = 0,06 \times \frac{5.000}{5.000} \times \left(\frac{6,6}{6,6}\right)^2 = 0,06 \ pu \text{ (nas bases } P_b \text{ e } V_b)$$

Logo, a queda de tensão nos geradores em paralelo com o acionamento de um motor de 2.200 cv, sem a influência da carga, vale:

$\Delta V_{pu} = X'_{dpb} \times I_{pup} = 0,06 \times 1,69 = 0,101 \ pu$
$\Delta V_{pu}\% = 10,1\% < 20\%$ (portanto, satisfaz a partida do maior motor).

Considerando a influência da carga, tem-se:

$$P_c = 9.510 - 2.200 \times 0,736 \times 0,97 = 7.939 \text{ kW}$$

$$P_t = \frac{7.939}{0,92} = 8.629 \text{ kVA}$$

O valor 0,92 corresponde ao fator de potência que a indústria deve manter na ETA.

$$I_t = \frac{8.629}{\sqrt{3} \times 6,6} = 755 \text{ A}$$

arccos 0,92 = 23,07°
arccos 0,33 = 70,73°
$I_{dpa} = 755 \times \cos 23,07° + 740 \times \cos 70,73° = 939$ A
$I_{dpr} = 755 \times \text{sen } 23,07° + 740 \times \text{sen } 70,73° = 995$ A

$$I_{dpt} = \sqrt{I_{dpa}^2 + I_{dpr}^2} = \sqrt{939^2 + 995^2}$$

$I_{dp} = 1.368$ A
I_{dpa} – corrente ativa no instante da partida
I_{dpr} – corrente reativa no instante da partida
I_{dpt} – corrente aparente total no instante da partida

$$I_{pup} = \frac{I_{dpt}}{I_b} = \frac{1.368}{437} = 3,13 \ pu$$

Logo, a queda de tensão durante a partida da motobomba de 2.200 cv, com toda a carga existente em operação, vale:

$\Delta V_{pu} = X'_{dpb} \times I_{pup}$
$\Delta V_{pu} = 0,06 \times 3,13 = 0,188 \ pu = 18,8\%$
$\Delta V_{pu} = 18,8\% < 20\%$ (condição crítica)

- Usina termelétrica operando em paralelo com a rede pública

Considerar a operação da usina termelétrica conectada em paralelo com a rede pública de acordo com a Figura 16.41. Os valores básicos do sistema são:

- Potência de curto-circuito nos terminais de 69 kV: 600 MVA;
- Impedância do transformador de potência: 7,5%.

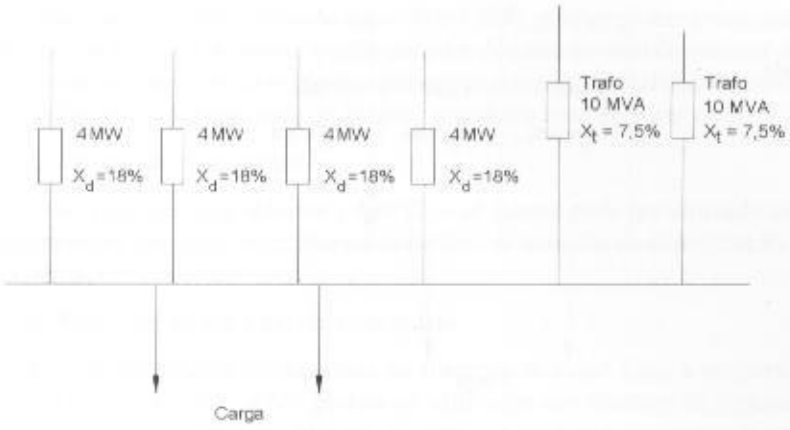


FIGURA 16.41
Unidade de Geração em operação em paralelo com a rede

$X'_d = 18\%$ (na base da potência nominal do gerador, que é de $P_n = 4.000$ kW ou 5.000 kVA)

$$X'_d = \frac{18}{3} = 6\% = 0{,}06\ pu$$

$X_t = 7{,}5\%$ (na base da potência nominal do transformador, que é de $P_n = 10.000$ kVA

Admite-se, neste exemplo, que a reatância do transformador seja igual a sua impedância, devido ao valor da resistência ser muito pequeno.

$$X_{tb} = X_t \times \frac{P_b}{P_n} \times \left(\frac{V_n}{V_n}\right)^2 = 0{,}075 \times \frac{5.000}{10.000} \times \left(\frac{6{,}6}{6{,}6}\right)^2 = 0{,}0375\ pu$$

Como as reatâncias dos transformadores estão em paralelo, tem-se:

$$X_{tr} = \frac{X_{t1} \times X_{t2}}{X_{t1} + X_{t2}} = \frac{0{,}0375 \times 0{,}0375}{0{,}0375 + 0{,}0375} = 0{,}01875\ pu$$

A reatância do sistema de transmissão vale:

$$X_t = \frac{P_b}{P_{cc}} = \frac{5.000}{600.000} = 0{,}0083\ pu$$

A reatância total vale:

$$X_t = 0{,}01875 + 0{,}0083 = 0{,}02705\ pu$$

A reatância paralela entre os geradores e a rede pública de energia vale:

$$X_{gt} = \frac{X_g \times X_t}{X_g + X_t} = \frac{0{,}06 \times 0{,}02705}{0{,}06 + 0{,}02705} = 0{,}01864\ pu$$

A queda de tensão na partida do motor de 2.200 cv vale:

$$\Delta V_{pu} = X_{gt} \times I_{pup} = 0{,}01864 \times 3{,}13 = 0{,}058\ pu = 5{,}8\%$$

$\Delta V_{pu} = 5{,}8\% < 20\%$ (condição plenamente satisfeita)

f) Simulações de contingência

A partir dos resultados obtidos anteriormente, serão analisadas as condições de perda de uma unidade de geração.

Serão consideradas duas condições operacionais:

- Operação isolada da rede da concessionária

A condição assumida está mostrada na Figura 16.42.

$$X'_{dp} = \frac{18\%}{2} = 9\% = 0{,}09\ pu$$

$$\Delta V_{pu} = X'_{dp} \times I_{pup}$$

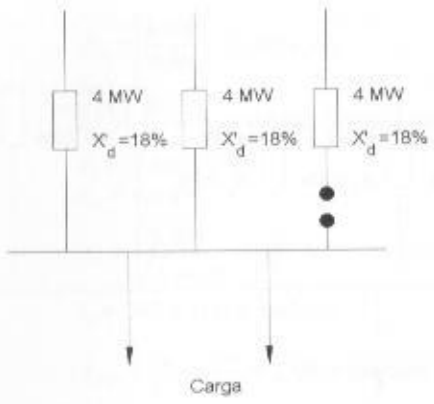


FIGURA 16.42
Falha de uma unidade de geração em operação isolada

$$\Delta V_{pu} = 0{,}09 \times 3{,}13 = 0{,}281\ pu = 28{,}1\%$$
$$\Delta V_{pu} = 28{,}1\% > 20\% \text{ (condição inaceitável).}$$

- Operação em paralelo com a rede pública de energia

A condição assumida nesta simulação está mostrada na Figura 16.43.

$$X_{eq} = \frac{X_{tb} \times X'_{dpb}}{X_{tb} + X'_{dpb}} = \frac{0{,}02705 \times 0{,}09}{0{,}02705 + 0{,}09} = 0{,}0207\ pu$$

$$\Delta V_{pu} = 0{,}0207 \times 3{,}13 = 0{,}065\ pu$$
$$\Delta V_{pu} = 6{,}5\% < 20\% \text{ (condição plenamente satisfeita).}$$

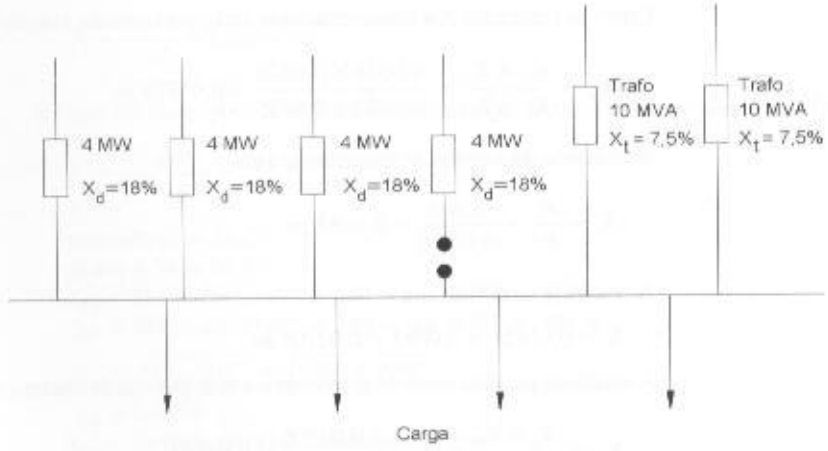


FIGURA 16.43
Falha de uma unidade de geração em operação paralela

16.5 SISTEMA DE CO-GERAÇÃO

Compreende-se por co-geração o processo de produção simultânea de energia elétrica e térmica utilizando-se um único combustível, de forma a atender às necessidades da planta.

A co-geração visa à redução dos custos de energia gasta no processo, reduzindo perdas, aumentando a continuidade de fornecimento e tornando a unidade consumidora menos vulnerável às oscilações de oferta de energia no mercado.

As diferentes formas de energia produzidas nos sistemas de co-geração podem ser aproveitadas em vários processos de produção industrial, ou seja:

a) Produção de vapor

Com a pressão variando entre 2 e 15 kgf/cm^2, o vapor pode ser utilizado na calefação, destilação, esterilização, pasteurização, secagem de produtos alimentícios, têxteis etc.

b) Produção de água quente

Com a temperatura variando entre 50 e 120°C, a água quente produzida pelo processo de resfriamento do bloco do motor e pelo trocador de calor ar-óleo do sistema de lubrificação pode ser utilizada notadamente na indústria alimentícia em geral, na calefação ambiental, cabines de pintura, lavanderias, climatização de estufas, processos biodigestores etc.

c) Produção de ar quente

Com a temperatura inferior a 450°C, o ar quente pode ser utilizado na secagem de produtos alimentícios em geral, alimentação de fornos, no controle da climatização, no preaquecimento de caldeiras etc.

d) Produção de água gelada e/ou ar frio

É realizada através de máquinas de absorção de calor. Com a temperatura variando entre 2 e 6°C, a água fria e/ou o ar frio podem ser utilizados nos sistemas de climatização, na indústria farmacêutica, na extrusão e moldagem de materiais plástico, no controle de processos industriais etc.

A produção de ar frio é feito através de uma máquina de absorção de calor que transforma calor em frio por meio de um ciclo de transformação de solução em diferentes estágios empregados no processo. Quanto maior for a temperatura da substância calorífica utilizada, maior será o número de estágios da máquina de absorção. Por exemplo, as máquinas de absorção de um estágio utilizam vapor em muito baixa pressão ou água quente pressorizada, sendo as de mais baixo rendimento. Já as máquinas de absorção de dois estágios já utilizam uma pressão maior da substância calorífica e apresentam maior eficiência. Essas máquinas substituem, num sistema de co-geração, os *chillers* com compressores elétricos.

É de significativa relevância a relação entre a energia elétrica produzida, em kWh, e a energia térmica produzida pela usina de co-geração, em kWh térmico. Citando, como exemplo, valores típicos de usinas de co-geração dotadas de máquinas de recuperação de calor de um estágio, à temperatura de 110°C, a razão entre o kWh elétrico e o kWh térmico pode variar entre 0,70 e 1,10. Já as usinas com máquinas de dois estágios, à temperatura de 190°C, a relação varia entre 1,80 e 2,50.

Essa relação é definida por β e seu valor depende da tecnologia utilizada na fabricação dos equipamentos de geração de energia. Os valores típicos para determinados sistemas de co-geração são:

- turbinas a gás natural: 0,30 a 0,80;
- turbinas a vapor: 0,15 a 0,50;
- motores diesel: 0,50 a 1,16.

Outro parâmetro importante na definição de uma unidade de co-geração é a relação entre a energia elétrica consumida em kWh e a energia térmica consumida, em kWh térmico, no processo.

Essa relação é definida por α e seu valor depende da solução de modelagem do sistema de co-geração. Quanto maior for a energia elétrica que se queira consumir por unidade de energia térmica, maior será o valor de α. Os valores típicos de α para alguns segmentos industriais são:

- setor têxtil: 0,40 a 0,45;
- setor de alimentos e bebidas: 0,05 a 0,10.

Uma análise dos valores de α e β pode definir a produção e o consumo de energia num determinado projeto de co-geração. Assim, se o valor de β superar o valor de α, há maior produção de energia elétrica do que térmica, e, portanto, excedentes que devem ser comercializados para viabilizar o empreendimento. Caso contrário, se α superar β, é necessário a queima suplementar de combustível para complementar as necessidades térmicas da indústria.

Quando requerida uma grande quantidade de frio, é mais vantajoso o uso dos gases exaustos para a geração de vapor e posterior produção de frio em máquinas de dois estágios.

Para a produção de frio em quantidades menores, é vantajoso o uso da água de resfriamento do bloco do motor em máquinas de absorção de um estágio. Já para a produção de vapor de baixa pressão, variando entre 1 bar e 8 bar, ou de água quente com temperatura variando entre 80°C e 125°C, é mais vantajoso o uso dos gases exaustos associado ao calor contido na água de refrigeração do bloco do motor, podendo, nesta condição, utilizar-se uma máquina de absorção de um estágio.

e) Produção de dióxido de carbono

A produção de CO_2 é mais intensamente utilizada na indústria de refrigerantes ou similares.

Apesar de todas as vantagens dos projetos industriais de co-geração, alguns empecilhos têm freado a expansão dessa atividade, tais como:

- inversão de capital na atividade diferente do negócio da indústria;
- dificuldades de comercialização dos excedentes de energia elétrica;
- dificuldades de alocar os excedentes de vapor e água quente em unidades industriais próximas;
- risco regulatório, isto é, mudanças constantes das regras do setor elétrico e intromissão do Poder Executivo para atender a requisitos de política de governo;
- incertezas da evolução dos preços dos insumos energéticos: gás natural e óleo diesel;
- incertezas dos preços da energia elétrica no mercado.

A viabilidade de um projeto de co-geração depende das características operacionais de cada indústria, ou seja:

- possuir aparelhos consumidores de energia térmica, tais como vapor, água quente e água fria em escala elevada;
- ter um consumo de energia elétrica intenso;
- necessitar consumir simultaneamente energia elétrica e térmica.

Para que um projeto de co-geração possa ter viabilidade econômica, é necessário que a planta industrial funcione pelo menos 12 horas por dia ou um total de 4.500 horas anuais. No entanto, para que se obtenha um alto rendimento em uma planta industrial de co-geração é necessário um tempo médio de funcionamento anual de 8.000 horas, com uma utilização média de 90% das diferentes formas de energia produzida.

A co-geração pode empregar diferentes tipos de máquinas primárias para geração de energia, tais como turbinas, motor a ciclo diesel, motor a gás natural ou gás de alto-forno. Para cada tipo de energia térmica necessária ao processo industrial, pode-se viabilizar um tipo de máquina primária.

O custo médio de um sistema de co-geração está situado entre 600 e US$ 1.200,00/kW médio instalado, dependendo dos tipos de energia produzidos. Já os custos médios de manutenção é de aproximadamente entre 7 e US$ 12,00/MWh.

A Figura 16.44 mostra um esquema básico de uma planta de co-geração utilizando motor, um sistema de recuperação de calor (SRC), *chillers* e gerador de energia elétrica.

Os sistemas de co-geração podem ser constituídos por turbinas motor a gás natural e motor a ciclo diesel.

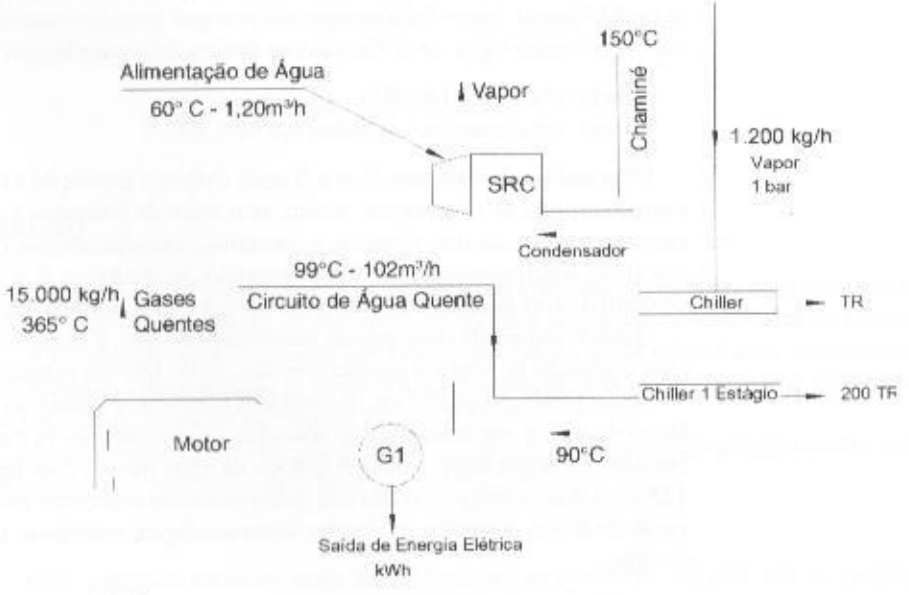


FIGURA 16.44
Esquema básico de uma usina de co-geração a motor

16.5.1 Turbina a Gás Natural

As turbinas somente produzem gases exaustos em alta temperatura, e por assim fazer, são mais indicadas nos processos industriais que incluem secagem de produtos diretamente com os gases de exaustão. Da mesma forma, utilizam-se as turbinas quando há necessidade de grande consumo de vapor em substituição às caldeiras convencionais. Nesses casos, há de considerar que poderá haver excedente de energia elétrica produzida e que deve ser comercializada no mercado. Se a comercialização da energia elétrica não contemplar contratos a longo prazo, é melhor reduzir a produção de energia às necessidades do consumo industrial e instalar ou utilizar caldeiras convencionais para complementar as necessidades de vapor.

As indústrias de papel e de açúcar são aquelas que mais empregam turbinas a gás nos sistemas de co-geração.

As turbinas a gás natural são muito empregadas nos sistemas de co-geração de ciclo combinado, em que se utilizam dois fluidos: o gás natural no processo principal e o vapor no ciclo secundário. Nesse tipo de projeto, tudo há de semelhante ao ciclo combinado já estudado, exceto no que diz respeito ao aproveitamento dos gases exaustos na caldeira de recuperação de calor produzidos pela turbina e da água quente do sistema de condensação do vapor exausto da turbina a vapor. Pode-se, no entanto, aproveitar parte do vapor gerado na caldeira de recuperação de calor para ser utilizada no processo industrial, em detrimento da produção de eletricidade.

A Figura 16.45 mostra o esquema básico de uma usina termelétrica de ciclo combinado, com uso de turbinas a gás natural empregadas na produção de vapor para processo industrial.

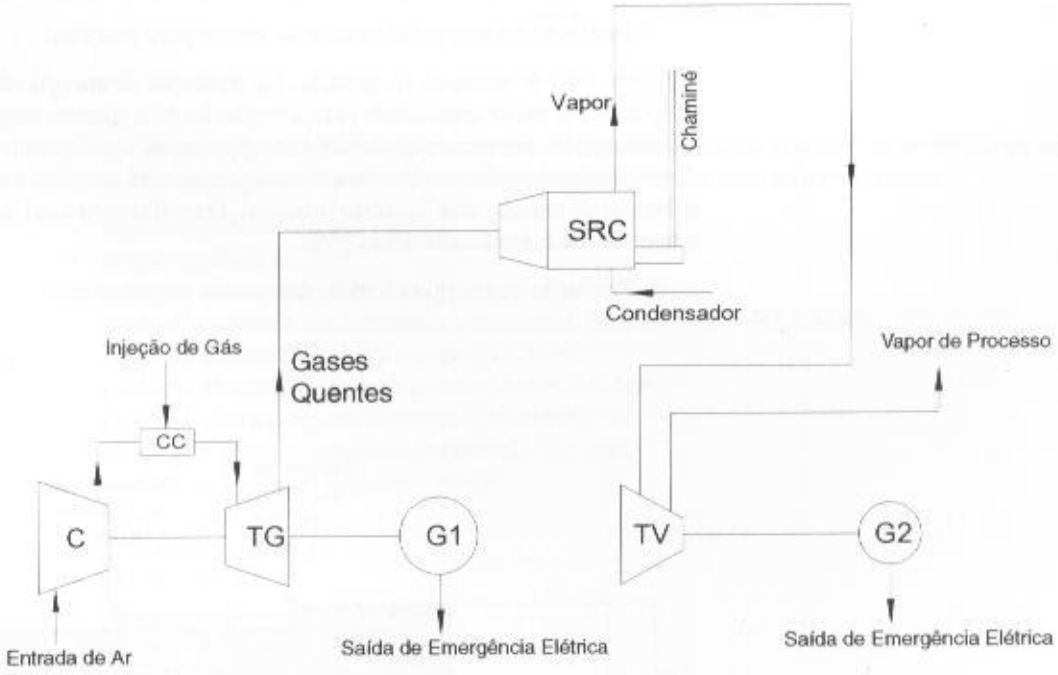


FIGURA 16.45
Co-geração com usina de ciclo combinado

Entre várias alternativas de co-geração de ciclo combinado serão mencionados três esquemas básicos de distribuição da energia envolvida no processo.

a) Produção de energia elétrica e vapor industrial

Nesse tipo de usina de co-geração, há produção de energia elétrica e os gases exaustos serão utilizados diretamente no processo, como na secagem de produtos industrializados. A Figura 16.46 mostra a distribuição de energia resultante do processo, utilizando usina a ciclo aberto. O rendimento total desse tipo de usina de co-geração é de aproximadamente 72%.

b) Produção de energia elétrica e vapor para refrigeração e água quente

Nesse tipo de usina de co-geração, há produção de energia elétrica e os gases exaustos serão utilizados na geração de vapor, cujo maior volume será utilizado para a produção de fluido frio

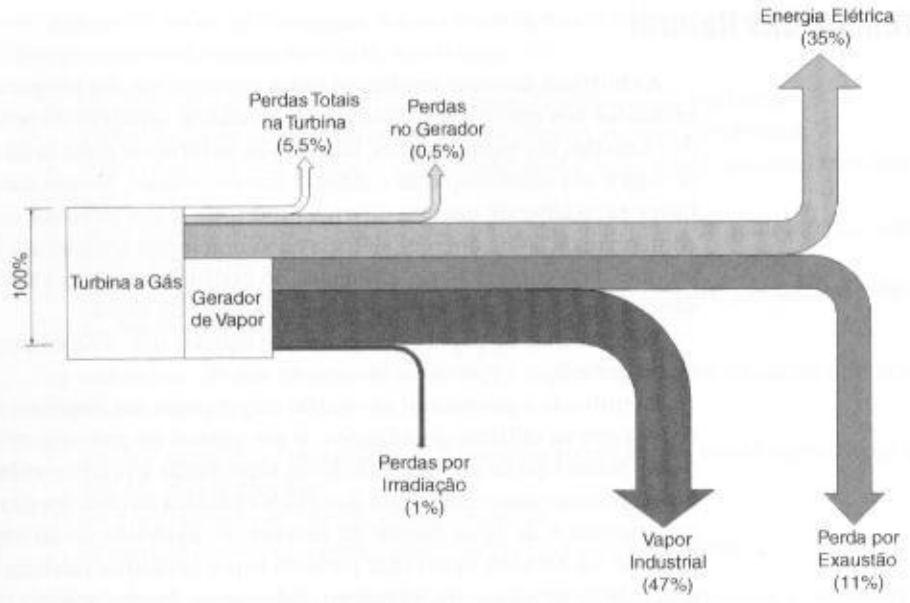


FIGURA 16.46
Distribuição de energia em usina a ciclo aberto (eletricidade + vapor)

empregado nos condicionadores de ambiente e refrigeração e, em menor quantidade, para produção de água quente. Esse sistema é muito empregado tanto na indústria, como em hotéis e motéis. O rendimento total desse tipo de usina de co-geração é também de aproximadamente 73%.

c) Produção de energia elétrica e ar quente para processo

Nesse tipo de usina de co-geração, há produção de energia elétrica e os gases exaustos serão utilizados em maior quantidade para a produção de ar quente, empregados diretamente no processo industrial e, em menor quantidade, na geração de água quente. Esse sistema é muito empregado em indústrias para uso nos fornos de aquecimento, secadores etc. A Figura 16.47 mostra a distribuição de energia resultante do processo. O rendimento total desse tipo de usina de co-geração é também de aproximadamente 73%.

d) Produção de energia elétrica, gás quente e água quente

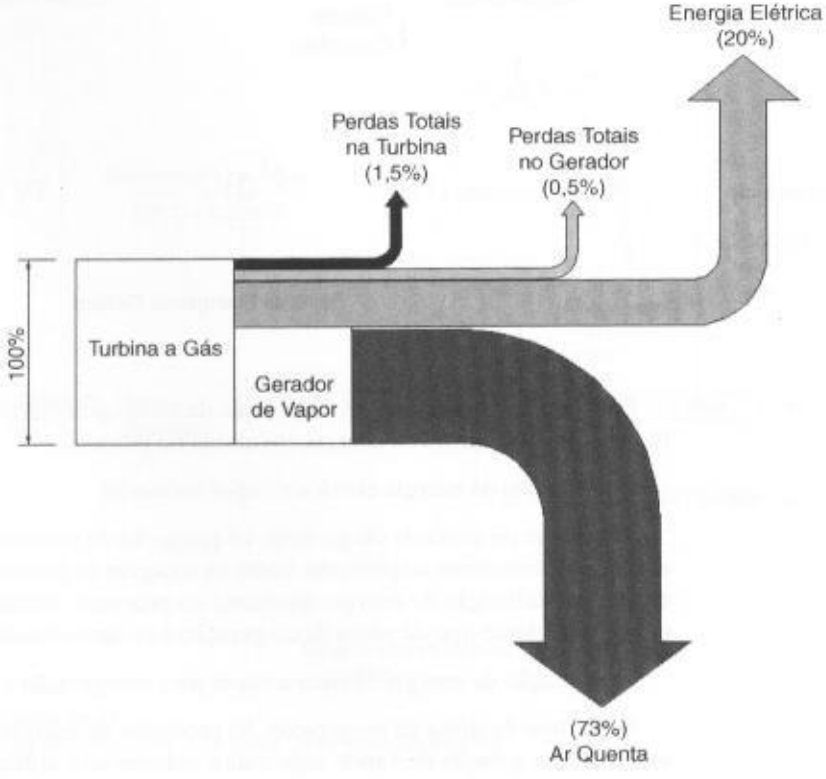


FIGURA 16.47
Distribuição de energia em usina a ciclo aberto (ar quente)

Nesse tipo de usina de co-geração, há produção de energia elétrica em grande quantidade e os gases exaustos serão utilizados na produção de vapor, e a água de refrigeração do condensador utilizada para produção de água quente empregada no processo industrial e na higienização. A Figura 16.48 mostra a distribuição de energia resultante do processo. O rendimento total desse tipo de usina de co-geração é de aproximadamente 82%.

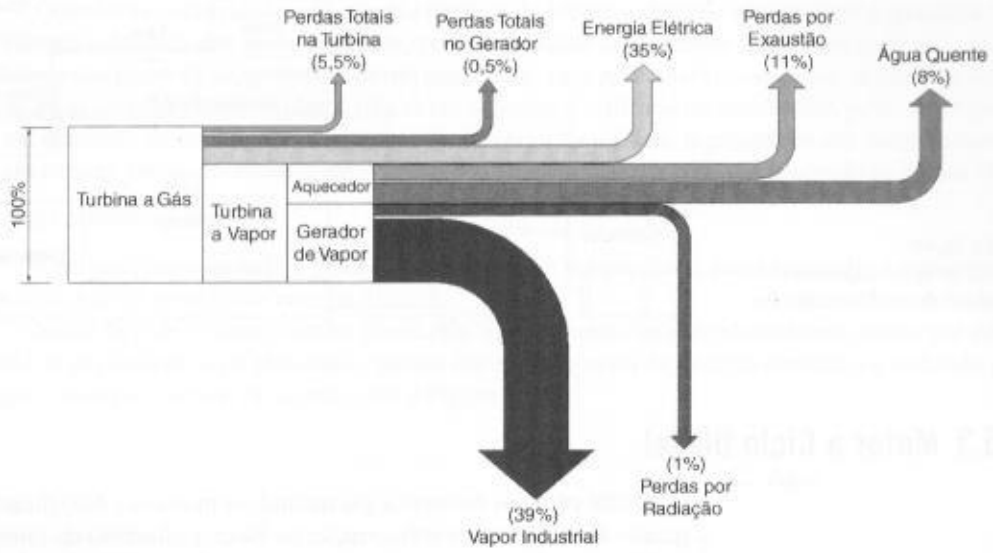


FIGURA 16.48
Distribuição de energia em usina a ciclo fechado (água quente + ar quente)

Como informação útil para fins comparativos seguem os dados práticos de produção de um sistema de co-geração, utilizando duas turbinas a gás natural e uma turbina a vapor:

- tipo de combustível: gás natural;
- temperatura do ar: 24°C;
- umidade relativa: 26,7%;
- potências geradas nas turbinas a gás natural: 87,6 MW (2 × 43,8 MW);
- potência gerada na turbina a vapor: 15 MW;
- potência absorvida nos serviços auxiliares: 2,6 MW;
- potência elétrica líquida fornecida: 100 MW;
- vapor absorvido no processo industrial: 31,5 kg/s;
- pressão do vapor de processo: 70 bar;
- vapor de alta pressão:
  - quantidade: 24,4 kg/s
  - pressão: 41,4 bar
  - temperatura do vapor: 475°C
- vapor de baixa pressão:
  - quantidade: 4,9 kg/s
  - pressão: 5,3 bar (saturado)
  - pressão no condensador: 0,082 bar
- temperatura dos gases exaustos: 120°C;
- temperatura dos gases na entrada da turbina: 1.085°C;
- temperatura dos gases na saída da turbina: 535°C;
- quantidade de gases exaustos da turbina: 334 kg/s (2 × 167).

16.5.2 Motor a Gás Natural

Os motores a gás natural produzem tanto gases exaustos em alta temperatura, quanto água quente de refrigeração do bloco (cilindros) do motor e do sistema de lubrificação. Assim, são mais indicados quando no processo industrial há necessidade de utilização direta dos gases de exaustão e de água quente (≈90°C) para processo de lavagem, preaquecimento etc.

A Figura 16.49 mostra o esquema básico de resfriamento e aproveitamento dos gases exaustos e da água quente de refrigeração do bloco motor.

Os fluxos de energia de maior significado num projeto de co-geração referem-se aos gases de exaustão e a água quente resultante do resfriamento do bloco do motor, já que água de refrigeração do óleo de lubrificação e do *aftercooling* é entregue ao sistema em temperaturas baixas.

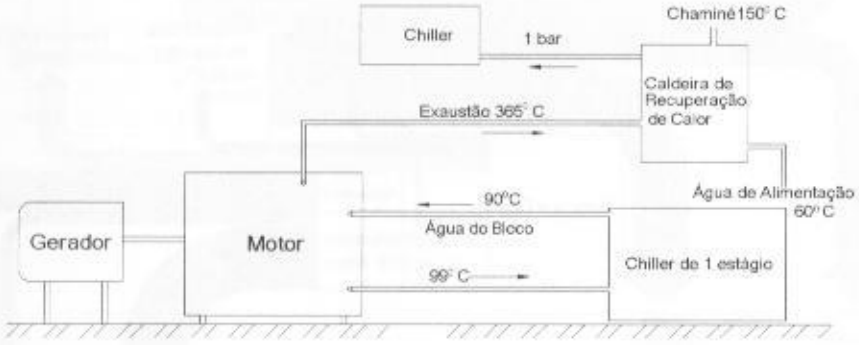


FIGURA 16.49
Sistema de aproveitamento energético do resfriamento do motor

16.5.3 Motor a Ciclo Diesel

Assim como os motores a gás natural, os motores a óleo diesel produzem tanto gases exaustos, quanto água quente de refrigeração do bloco (cilindros) do motor e do sistema de lubrificação.

Vale ressaltar que os motores a gás natural ou a ciclo diesel apresentam um rendimento elétrico superior aos das turbinas.

Para o aproveitamento dos gases exaustos para a produção de vapor utilizando-se quaisquer das máquinas primárias anteriores deve-se empregar um sistema de recuperação de calor.

Os motores produzem, em média, 0,80 t/h de vapor por cada MWe (MW médio) gerado. Já as turbinas produzem, em média, 2 t/h de vapor/MWe, com temperaturas entre 450°C e 550°C.

É extremamente difícil conceber um projeto de co-geração onde haja produção de energia elétrica, vapor e água quente nas quantidades necessárias ao consumo da planta industrial. Se isso ocorrer, o rendimento da planta de co-geração pode atingir os 85%. Já o rendimento de uma usina de geração elétrica, no modo ciclo combinado, alcança valores máximos de 55%.

Para realizar os estudos de viabilidade de um projeto de co-geração, deve-se considerar os seguintes parâmetros:

- potência elétrica do gerador;
- energia elétrica a ser gerada;
- consumo de combustível;
- vazão dos gases exaustos;
- volume da água quente produzida;
- rendimento elétrico;
- rendimento térmico;
- rendimento total.

Praticamente, os mesmos princípios utilizados nos projetos de co-geração empregando motores a gás natural podem ser utilizados nos projetos de co-geração utilizando motores a óleo diesel.

16.5.4 Tipos de Sistema de Co-geração

Existem, basicamente, dois tipos de sistemas de co-geração caracterizados pela utilização da energia produzida, ou seja:

a) *Topping cycle*

É caracterizado quano a planta produz energia elétrica e cujo rejeito térmico é utilizado para geração de frio ou calor.

Nesse tipo de sistema, o combustível empregado, seja ele gás natural, óleo diesel ou óleo combustível, é utilizado no primeiro estágio na produção de energia mecânica, que, no segundo estágio, é transformada em energia elétrica e, no terceiro estágio, transformada em energia térmica.

Nesse tipo de co-geração são empregadas turbinas a gás natural, motores a combustível líquido ou motores a gás nutural.

O calor dos gases de exaustão pode ser empregado na produção de vapor, ar quente, água quente e água fria.

Quando as necessidades de energia térmica da planta industrial ultrapassam a quantidade de energia calorífica dos gases exaustos, pode-se realizar uma queima suplementar de gás natural. Como nos gases de escapamento existe uma quantidade apreciável de oxigênio, já que a quantidade de ar que circula na turbina é três vezes superior a utilizada na combustão, pode-se empregar um conjunto de queimadores no bocal de descarga da turbina, injetando-se um certo volume de gás natural, elevando, assim, a temperatura dos gases exaustos, conforme mostrado na Figura 16.50.

b) *Bottoming cycle*

É caracterizado quando a planta produz calor em temperaturas elevadas e cujo rejeito térmico é utilizado na geração de energia elétrica.

Nesse tipo de sistema, o calor produzido num processo industrial qualquer, como, por exemplo, o gás industrial de alto-forno, possui um elevado nível de energia térmica e é utilizado para gerar energia elétrica, de acordo com a Figura 16.51.

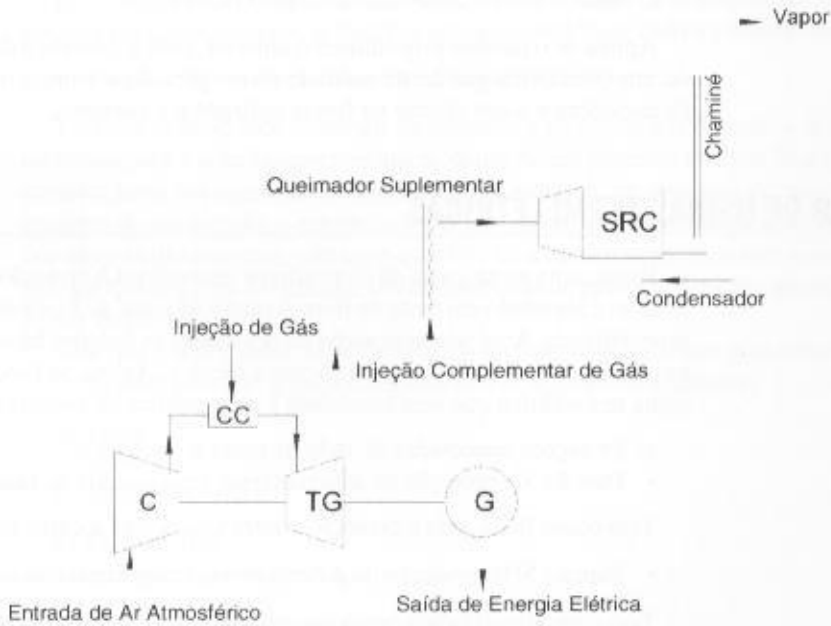


FIGURA 16.50
Sistema de co-geração tipo *topping cycle*

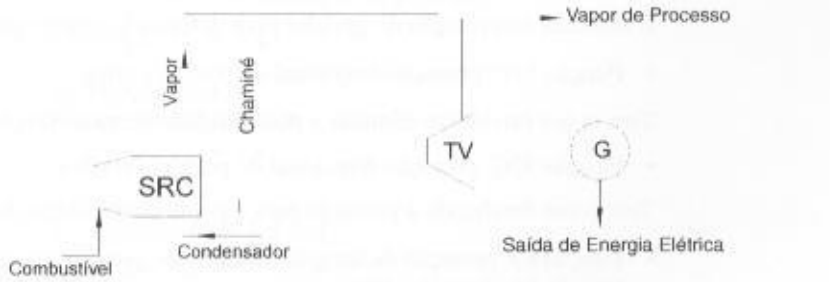


FIGURA 16.51
Sistema de co-geração tipo *bottoming cycle*

16.5.5 Custos e Financiamento

Os elementos de custos a serem considerados num projeto de co-geração podem ser agrupados nos seguintes itens:

- capital empregado na aquisição da usina de co-geração, tais como motores, geradores elétricos, caldeiras, máquinas de absorção, trocadores de calor etc.;
- dedução do capital que seria empregado na aquisição dos equipamentos necessários à produção e ao funcionamento da indústria, tais como *chillers* elétricos, caldeiras convencionais para a queima de combustíveis líquidos ou sólidos, geradores de energia ou a fatura mensal de energia estimada, no caso de fornecimento de energia elétrica pela concessionária.

O mercado financeiro oferece várias formas para financiar investimentos em co-geração, ou seja:

a) *Turnkey*

Neste tipo de negócio, o proprietário da planta industrial realiza os investimentos com capital próprio ou toma financiamento em instituição bancária privada ou estatal.

b) *Built, Operate and Transfer* (BOT)

Este tipo de financiamento consiste na execução da usina termelétrica por uma empresa qualificada que pode aplicar recursos próprios ou obter financiamento junto à rede bancária. Essa empresa ficará responsável pela gestão da usina de co-geração que fornecerá os insumos necessários à planta industrial, isto é, energia, vapor, água quente e água fria, de acordo com o contrato. No final de um determinado período, a empresa gestora e financiadora da unidade de co-geração transferirá o patrimônio para o seu cliente que, a partir dessa data, ficará responsável pela gestão da unidade de co-geração.

c) *Built, Operate, Own and Transfer* (BOOT)

Aplica-se o mesmo procedimento anterior, com a diferença de que, no final do período definido em contrato, a gestão da unidade de co-geração é compartilhada entre a empresa gestora e financiadora e o seu cliente na forma definida em contrato.

16.6 PROTEÇÃO DE USINAS TERMELÉTRICAS

Existe uma vasta gama de dispositivos necessários à proteção de uma usina termelétrica. Esse assunto é abordado em parte no livro do autor *Manual de Equipamentos Elétricos* ou em literatura especializada. Aqui somente serão mencionadas as funções básicas que devem ser utilizadas nos esquemas de proteção e sua justificativa técnica. Assim, as funções básicas de proteção de uma usina termelétrica que será conectada à rede pública de energia elétrica são:

a) Proteções conectadas do lado da usina termelétrica

- Função 51: proteção de sobrecorrente temporizada de fase

Tem como finalidade a proteção contra sobrecarga e curto-circuito no gerador.

- Função 51N: proteção de sobrecorrente temporizada de neutro

Tem como finalidade a proteção contra curtos-circuitos monopolares.

- Função 51G: proteção de sobrecorrente temporizada de terra

É utilizada na proteção do gerador para defeitos à terra do gerador.

- Função 32P: proteção direcional de potência ativa

Tem como finalidade eliminar a possibilidade de motorização do gerador.

- Função 32Q: proteção direcional de potência reativa

Tem como finalidade a proteção para a perda de excitação do gerador.

- Função 49: proteção de imagem térmica do gerador e do transformador de potência
- Função 87: proteção diferencial

Essa função se aplica tanto na proteção dos transformadores de força quanto no gerador de energia elétrica.

- Função 46: proteção de desbalanceamento de corrente

É utilizada na proteção contra o desbalanceamento de corrente de fase.

- Função 25: verificação de sincronismo

Essa função é aplicada nos terminais de cada gerador para verificar o sincronismo com a barra de interligação dessas unidades.

- Função 27: proteção de subtensão

Aplicada no processo de afundamento de tensão na rede pública ou no próprio gerador devido a defeitos distantes no sistema de transmissão ou sobrecarga no gerador.

- Função 59: proteção de sobretensão

Aplicada no processo de elevação de tensão na rede pública ou no próprio gerador devido a defeitos distantes no sistema de transmissão.

- Função 81: proteção de sobre e subfreqüência
- Função 64F: proteção contra defeito à terra do rotor do gerador

b) Proteções conectadas aos transformadores de medida do lado da rede pública de distribuição
- Função 67: proteção direcional de sobrecorrente temporizada

Essa função tem como finalidade desconectar a usina da rede quando ocorrer um defeito entre fases permanente nesta, inibindo a usina de contribuir com a corrente de curto-circuito.

- Função 67N: proteção direcional de defeito à terra

Essa função tem como finalidade desconectar a usina da rede quando ocorrer um defeito monopolar permanente nesta, inibindo a usina de contribuir com a corrente de curto-circuito.

- Função 32P: proteção direcional de potência ativa

Tem como finalidade restringir ou eliminar a possibilidade de transferir potência da usina termelétrica para a rede da concessionária, denominada potência inversa. Se a usina termelétrica está contratada na sua capacidade máxima com a indústria na qual está instalada, como é comum em projetos de co-geração e autogeração, o relé direcional de potência ativa deve ser ajustado para um valor muito pequeno, não mais que 5%. Se a usina termelétrica tem contrato de exportação de energia elétrica para o mercado, o relé direcional de potência deve ser ajustado para o valor máximo de potência contratual.

Para que o leitor tenha uma diretriz básica dos ajustes a serem efetuados nas unidades de proteção de uma usina de geração, seguem os valores típicos utilizados:

a) Função 51
- corrente: $I_{aj} = 1{,}50 \times I_n$
- tempo: $T_{op} = 2$ s

b) Função 51N
- corrente: $I_{aj} = 1{,}25 \times I_n$

I_n – corrente nominal da unidade de geração;
I_{aj} – corrente de ajuste do relé de proteção;
T_{op} – tempo de operação da proteção.

- tempo: $T_{op} = 2$ s

c) Função 51G
- corrente: $I_{aj} = 10$ A
- tempo: $T_{op} = 1$ s

d) Função 51V
- corrente: $I_{aj} = 1{,}5 \times I_n$
- tempo: $T_{op} = 2{,}5$ s

e) Função 87
- corrente: $I_{aj} = 1{,}05 \times I_n$

f) Função 67
- corrente: $I_{aj} = 1{,}05 \times I_n$
- tempo: $T_{op} = 0{,}5$ s

g) Função 67N
- corrente: $I_{aj} = 1{,}05 \times I_n$
- tempo: $T_{op} = 0{,}5$ s

h) Função 32P
- potência: $P_{aj} = 1$ a $1{,}05 \times P_n$ (para turbina) e $P_{aj} = 1{,}05$ a $1{,}20 \times P_n$ (para motores a diesel)
- tempo: $T_{op} = 2$ s

i) Função 32Q
- potência: $P_{aj} = 0{,}30 \times P_n$
- tempo: $T_{op} = 2$ s

j) Função 27
- tensão: $V_{aj} = 0{,}75 \times V_n$
- tempo: $T_{op} = 3$ s (superior ao tempo de 67, 51 e 51 V)

k) Função 46
- corrente: $I_{aj} = 0{,}15 \times I_n$ (utilizar a curva de tempo inverso)

l) Função 49
- alarme: 80% da capacidade térmica do gerador
- disparo: 120% da capacidade térmica do gerador
- constante tempo: 20 minutos (em operação)
- temperatura: 120°C (ou de acordo com a classe de isolamento do gerador)

m) Função 59
- tensão: $V_{aj} = 1{,}1 \times V_n$
- tempo: $T_{op} = 2$ s

n) Função 64F
- corrente: $I_{aj} = 10$ A
- tempo: $T_{op} = 1{,}0$ s

o) Função 81
- sobrefreqüência: $F_s = 1{,}05 \times F_n$
  $T_{op} = 2$ s
- subfreqüência: $F_s = 0{,}95 \times F_n$
  $T_{op} = 2$ s

p) Função 25
- ângulo de defasagem: $<10°$
- tensão: $< \pm 5\%$
- freqüência: ± 1 Hz

Para realizar esses ajustes, deve-se consultar a concessionária local para compatibilizá-los com os esquemas de rejeição de carga do seu sistema.

16.7 EMISSÃO DE POLUENTES

Entre os poluentes produzidos pelas usinas termelétricas o de maior interesse para o meio ambiente é a emissão dos NO_X.

16.7.1 Motores a Óleo Diesel

Os motores a óleo diesel normalmente apresentam restrições de médias a graves quanto ao impacto ambiental. O poluente de maior impacto ao meio ambiente liberado pelos motores a diesel é o dióxido de nitrogênio. No entanto, não existe ainda uma legislação que limite a quantidade desse poluente.

Já o dióxido de enxofre (SO_2) é um dos poluentes de maior restrição e está contido também no óleo diesel. Sua emissão é influenciada pelo poder calorífico do combustível, cuja quantidade específica é dada pela Equação (16.12), ou seja:

$$SO_2 = \frac{72 \times 10^5 \times S_p}{\eta \times PCI} \text{ (g/kWh)} \quad (16.12)$$

S_p – quantidade de enxofre contida no óleo diesel, em %;
η – eficiência da instalação;
PCI – poder calorífico inferior do combustível em kJ/kg.

De acordo com a legislação do CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente, a emissão de enxofre está limitada a 5.000 g/Gcal, equivalente a 4,30 g/kWh para usinas com capacidade inferior a 70 MW de potência instalada, e a 2.000 g/Gcal, equivalente a 1,72 g/kWh para usinas com capacidade superior a 70 MW.

O óleo diesel, por ser um derivado de petróleo e não receber tratamento para remoção de poliaromáticos, é um produto potencialmente carcinogênico. Entretanto, como este não deve ser manipulado diretamente com o contato humano, o potencial de risco fica reduzido a níveis tolerantes, desde que, em seu manuseio, sejam utilizados materiais adequados de proteção individual.

Quanto ao meio ambiente, utiliza-se como parâmetro para a análise do teor de emissão de dióxido de enxofre e partículas totais as informações obtidas na Resolução do CONAMA n.º 008, de 06 de dezembro de 1990.

A Resolução referida, que estabelece limites máximos de emissão de poluentes do ar (padrões de emissão) para processos de combustão externa em fontes novas, fixa os limites de poluição de usinas geradoras. Esta Resolução determina como teor máximo de partículas totais para óleos combustíveis 350 gramas por milhão de quilocalorias e o teor máximo de dióxido de enxofre (SO_2) como 5.000 gramas por milhão de quilocalorias.

Os valores citados somente se enquadram para processos de combustão externa em fontes novas e fixas de poluição com potência nominal total igual ou inferior a 70 MW, situados em uma área de classe II ou III.

A legislação brasileira (Resolução n.º 008/90) só define teores máximos para partículas totais e para dióxido de enxofre, não existindo limites de outros poluentes para efeito de comparação.

A presença de compostos sulfurados é indesejável no diesel, devido à sua ação corrosiva e à formação de gases tóxicos SO_2 e SO_3, os quais ocorrem em proporções relativas que podem atingir até 90% de SO_3. Estes gases apresentam ainda o inconveniente de produzir depósitos de sulfatos sólidos na câmara de combustão, ou reagir com água produzindo H_2SO_4 e H_2SO_3, altamente corrosivos.

O diesel não deve conter altos teores de água e sedimentos devido ao fato de sólidos abrasivos produzirem desgaste excessivo das peças do motor, especialmente no sistema de injeção e, ainda, a influência prejudicial da água na combustão e obstrução de filtros de combustível aumentando a resistência ao escoamento.

O teor de cinzas de um óleo, determinado pela quantificação do resíduo da queima de uma pequena quantidade do mesmo, é um indicativo dos depósitos metálicos indesejáveis formados durante a sua combustão. Esses depósitos formados na câmara de combustão e em outras partes do motor durante a operação a altas temperaturas podem se apresentar como sólidos abrasivos ou como sabões metálicos, ambos contribuindo para o desgaste do motor propriamente dito, atacando as paredes do cilindro e superfícies dos pistões.

A combustão ou queima de um combustível é uma reação química entre um combustível, no caso, os hidrocarbonetos oriundos do petróleo, e de um comburente, no caso o O_2 do ar. A quantidade de comburente presente influencia diretamente no produto, podendo ser uma reação completa ou incompleta.

Quando os combustíveis fósseis reagem com o oxigênio são formados dióxido de carbono (CO_2), água e liberada uma certa quantidade de energia:

Combustível + Oxigênio → Dióxido de Carbono + Água + Energia

Esse processo é denominado combustão completa. Por exemplo, a gasolina é um combustível obtido a partir do petróleo, constituído de uma mistura de hidrocarbonetos dos quais o mais importante é o octano, cuja fórmula é C_8H_{18}. Sua combustão pode ser representada simplificadamente pela equação química:

$$C_8H_{18(l)} + 25/2\ O_{2(g)} \rightarrow 8\ CO_{2(g)} + 9\ H_2O_{(g)} + 1302{,}7 \text{ kcal}$$

A equação anterior mostra que a queima de um mol de octano produz 1302,7 kcal de energia.

Quando a quantidade de ar é limitada durante a queima do combustível pode não haver oxigênio suficiente para converter carbono em dióxido de carbono; o carbono pode ser convertido em monóxido de carbono (CO), sendo a combustão denominada incompleta. Por exemplo:

$$2\,CH_{4(g)} + 3\,O_{2(g)} \rightarrow 2\,CO_{(g)} + 4\,H_2O_{(g)}$$

O monóxido de carbono é um gás extremamente tóxico, que dificulta a capacidade de a hemoglobina do sangue carregar oxigênio. Sendo um gás incolor e inodoro, dificilmente percebe-se a sua presença. Portanto, é importante que durante a queima de um combustível haja ar suficiente para promover a combustão completa.

Caso a quantidade do ar seja extremamente baixa, produz-se apenas minúscula partícula sólida de carvão, conhecidas por fuligem (fumaça preta).

$$CH_{4(g)} + O_{2(g)} \rightarrow C_{(s)} + 2\,H_2O_{(g)}$$

Para evitar a ocorrência de combustão incompleta, é necessário que os equipamentos estejam bem ajustados.

O monóxido de carbono e a fuligem são dois exemplos de produtos indesejáveis formados na queima de combustíveis. Existem outros exemplos: muitos combustíveis contêm enxofre, que é convertido a dióxido de enxofre quando ocorre a combustão:

$$S + O_2 \rightarrow SO_2$$

Combustíveis diferentes apresentam propriedades distintas. Assim, na escolha de um combustível devem ser consideradas as vantagens e desvantagens de cada um e analisadas questões como quantidade de calor produzido, custo, segurança, condições de armazenamento e transporte, produção de poluentes, entre outros fatores.

16.7.1.1 Emissão de gases da combustão

Conforme visto anteriormente, o combustível, ao entrar em queima, combina-se com o comburente, na maioria dos casos, o oxigênio do ar. Desta reação química, originam-se vários gases que se desprendem sob a forma de fumaça que contribuem para a contínua deterioração da qualidade do ar.

A emissão de poluentes varia de acordo com o tipo de motor, com o modelo, com o tipo de combustível utilizado, com a relação ar/combustível do processo de combustão, com a velocidade do motor, com a geometria da câmara de combustão e com a existência de equipamento de controle de emissão (catalisador).

Dentre estes gases, os mais importantes em relação aos problemas causados ao ambiente e ao homem são os óxidos de enxofre, os óxidos de nitrogênio, os óxidos de carbono e o material particulado.

16.7.1.1.1 Óxido de enxofre

Em todo o mundo as atividades humanas e naturais produzem o dióxido de enxofre. Suas fontes naturais incluem vulcões, decomposição de matéria orgânica etc. As fontes de poluição causadas pelo homem incluem a combustão do carvão contendo enxofre, combustão de derivados do petróleo e a fundição de minérios não-ferrosos.

Sobre a superfície da Terra, especialmente em regiões industriais, a grande maioria do SO_2 é proveniente de atividades humanas e não de fontes naturais.

A produção global de SO_2 aumentou seis vezes desde 1900. Contudo, a maioria das nações industrializadas baixou os níveis de SO_2 em 20 a 60% entre 1975 e 1984, e muitos países reduziram a poluição do SO_2 em áreas urbanas, durante a última década, através da mudança da indústria pesada e imposição de padrões mais rígidos de emissões. As principais reduções de SO_2 vieram da queima de carvão com baixo teor de enxofre e da redução da utilização do carvão para gerar eletricidade.

Na combustão, o enxofre do óleo combustível se converte nos óxidos de enxofre (SO_2 e SO_3). Além disto, este enxofre, combinando-se com complexos de sódio e vanádio, contribui para a formação de depósitos sobre as superfícies externas dos tubos superaquecidos, economizadores e aquecedores de óleo, resultando em corrosão do equipamento e perda da eficiência térmica, além de afetar o nível das emissões.

16.7.1.1.2 Óxido de nitrogênio

O óxido de nitrogênio produzido pelas fontes naturais e humanas é chamado de monóxido de nitrogênio, e este é rapidamente convertido em dióxido de nitrogênio.

Os óxidos de nitrogênio são formados naturalmente através da ação da luz pela decomposição da matéria orgânica. Aproximadamente metade dos óxidos de nitrogênio provém da ação do homem e o restante é produzido por operações industriais.

Durante os anos de 1970, as emissões de óxidos de nitrogênio elevaram-se em muitos países e, a partir de então, se mantiveram ou decaíram. Os níveis de óxidos de nitrogênio não caíram tão radicalmente quanto os de SO_2, em primeiro lugar porque grande parte do total das emissões dos óxidos de nitrogênio provém de milhões de veículos motorizados, enquanto a maioria do SO_2 é lançada por queima relativamente pequena de carvão nas usinas geradoras, cujas emissões podem ser controladas.

16.7.1.1.3 Óxido de carbono

O monóxido de carbono tem um pequeno efeito direto sobre os ecossistemas, porém ele contribui indiretamente ao efeito estufa e destrói a camada protetora de ozônio.

Entre 60 e 80% das emissões globais de monóxido de carbono são de fontes naturais. No entanto, em algumas áreas urbanas a maioria das emissões de monóxido de carbono vem da queima incompleta de combustíveis nos veículos motorizados.

16.7.1.1.4 Material particulado

Materiais sólidos e líquidos suspensos no ar podem variar em tamanho, de finos aerossóis a partículas maiores. Os efeitos à saúde das partículas dependem de seus tamanhos: partículas maiores reduzem a visibilidade, mas representam efeitos menores à saúde, enquanto as menores podem causar danos aos olhos e pulmões.

A poeira, vaporização, fogo em florestas e a queima de certos tipos de combustíveis estão entre as fontes de partículas na atmosfera. O controle das fontes de emissões tem reduzido a quantidade de partículas lançada por várias nações industrializadas.

O material particulado constitui o poluente mais importante a ser considerado nos programas de redução de emissões em motores a diesel. A Tabela 16.14 fornece os valores das emissões de SO_3 e particulados.

TABELA 16.14
Total das emissões de usinas termelétricas a motor a ciclo diesel

Potência	Emissões de SO_3		Emissões de Particulados	
(MW)	(g/Mkcal)		(g/Mkcal)	
	Óleo Tipo B	Óleo Tipo D	Óleo Tipo B	Óleo Tipo D
10	5.872	2.348	117	117
12	6.850	2.740	137	137
14	7.829	3.131	156	156
16	9.786	3.914	195	195
20	11.744	4.697	234	234

16.7.2 Motores a Gás Natural

Os motores a gás natural normalmente apresentam restrições leves quanto ao impacto ao meio ambiente.

16.7.3 Turbinas a Gás Natural

As emissões decorrentes da operação de uma usina termelétrica de médio a grande portes são permanentes e é função do padrão tecnológico da turbina empregada, consistindo em material particulado inalável (PM-10), dióxido de enxofre, monóxido de carbono (CO) e óxidos de nitrogênio (NO_X), provenientes da queima do gás natural .

Para exemplificar, uma turbina com potência média de 120 MW apresenta as seguintes emissões:

- material particulado inalável: 2 g/s, nos gases de combustão;
- dióxido de enxofre: 5 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão;
- monóxido de carbono: 8 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão;
- óxidos de nitrogênio: 25 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão.

Uma turbina desse porte, operando em sua capacidade máxima, emitirá aproximadamente uma quantidade de gases de 1.000.000 N · m^3/h com 12% de O_2 e cerca de 9,5% de umidade.

As emissões máximas permitidas pela legislação são:

- material particulado inalável: 5,22 g/s, nos gases de combustão;
- dióxido de enxofre: 14,29 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão;
- monóxido de carbono: 10 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão;
- óxidos de nitrogênio: 51,34 ppmvd (15% O_2), nos gases de combustão.

Já os efluentes líquidos liberados por uma usina termelétrica a ciclo combinado é de cerca de 0,274 m^3/h/MW.

16.8 EMISSÃO DE RUÍDOS

Para redução do ruído do lado externo da Casa do Gerador ao valor requerido pela legislação, que é de 60 dB, faz-se necessário dotar a usina termelétrica de atenuadores de ruído, tanto na entrada e saída do ar de refrigeração, conforme mostra a Figura 16.25. Além disso, é necessário utilizar na cobertura das paredes, teto e portas atenuadores de 50 mm formados por material sintético ondulado.

APÊNDICE

EXEMPLO DE APLICAÇÃO

Com a finalidade de mostrar ao leitor o desenvolvimento completo de um projeto de instalação elétrica industrial numa seqüência racional de cálculo, será apresentado a seguir, a título de exemplo, um projeto de complexo fabril a partir da planta de *layout* das máquinas, da planta de arquitetura das dependências administrativas e de produção e do corte do galpão industrial, conforme as plantas em anexo.

Escolheu-se como exemplo uma planta industrial de produção têxtil, compreendendo basicamente todos os setores essenciais à fabricação de fio e tecido. Claro que várias simplificações foram adotadas em relação ao projeto real, visando, sobretudo, facilitar a compreensão do leitor.

Em seguida, conforme a planta 1, serão discriminadas as cargas por setor de produção, através da Tabela 1.

O sistema de alimentação da companhia fornecedora de energia elétrica apresenta as seguintes características:

- tensão nominal: 13,80 kV;
- tensão de fornecimento: 13,80 kV;
- potência de curto-circuito no ponto de alimentação da indústria (ponto de entrega): 176,5 MVA;
- tipo de sistema: radial sem recurso;
- resistência de contato do cabo com o solo: nula.

A indústria tem um plano de expansão que prevê a construção de um segundo andar sobre a parte correspondente à área administrativa, estimando uma carga adicional de 180 kVA.

TABELA 1
Quadro da carga motriz

Setor	Setor de Produção	Setor Elétrico	N.º de Motores	Potência Unitária (cv)	Corrente (A)	Fator de Potência	I_p/I_n	η	Potência Total (cv)
A	Batedores	CCM1	2	30	43,3	0,83	6,8	0,90	60
B	Cardas		6	7,5	11,9	0,81	7,0	0,84	45
C	Cortadeiras	CCM2	6	5	7,9	0,83	7,0	0,83	30
D	Manteiras		9	3	5,5	0,73	6,6	0,82	27
F	Passadores	CCM3	7	10	15,4	0,85	6,6	0,86	70
G	Encontreiras		3	5	7,9	0,83	7,0	0,83	15
E	Maçaroqueiras	CCM5	3	7,5	11,9	0,81	7,0	0,84	22,5
H	Teares		6	15	26,0	0,75	7,8	0,86	90
I	Conicaleiras	CCM6	8	20	28,8	0,86	6,8	0,88	160
J	Filatórios I	CCM8	10	25	35,5	0,84	6,7	0,90	250
K	Filatórios II	CCM7	10	30	43,3	0,83	6,8	0,90	300
M	Central de climatização	CCM4	2	250	327,4	0,87	6,8	0,95	500

Nota: As potências aqui atribuídas aos motores nem sempre estão de acordo com os valores normais das potências dos motores acoplados às suas respectivas máquinas de uma indústria têxtil real.

A partir dos dados anteriores postos à disposição do projetista, o que geralmente na prática é o que se consegue do responsável pelo projeto industrial, ou de informações obtidas dos catálogos das máquinas previstas, pode-se iniciar o desenvolvimento do projeto da instalação.

1 DIVISÃO DA CARGA EM BLOCOS

A carga foi dividida em blocos de acordo com o traçado da planta 1, em anexo. Esta etapa exige elevados conhecimentos do projetista e não há métodos rígidos a serem adotados. Veja a Seção 1.4.1.

2 LOCALIZAÇÃO DOS QUADROS DE DISTRIBUIÇÃO

De acordo com os pré-requisitos, estabelecidos na Seção 1.4.2, os quadros de distribuição, chamados doravante de Centro de Controle de Motores (CCM), foram localizados conforme a planta 1.

3 LOCALIZAÇÃO DO QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO GERAL

Por conveniência técnica deverá ficar localizado no interior da subestação, conforme a Seção 1.4.3.

4 LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO

Conforme a planta de *layout*, o local da subestação, como muitas vezes acontece na prática, já vem preestabelecido, dando, nestes casos, poucas alternativas de mudanças ao projetista. A planta 1 mostra o local onde deverá ser instalada a subestação.

5 DEFINIÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Pelo porte da indústria, será adotado o sistema de distribuição radial sem recurso, tanto no primário como no secundário.

6 DETERMINAÇÃO DA DEMANDA PREVISTA

A carga é composta somente de iluminação, tomadas e motores.

6.1 CÁLCULO DA ILUMINAÇÃO

6.1.1 Iluminação da Área Administrativa

6.1.1.1 Controle de qualidade

a) Tomadas de uso geral (veja a Seção 1.8.2.2)

$S = 16 \times 6 + 7{,}2 \times 4{,}8 = 130{,}5\ m^2$

- Para os primeiros 37 m^2: 8 tomadas
- Para o restante da área: $\frac{130{,}5 - 37}{37} = 2{,}5 \approx 3 \rightarrow 3 \times 3 = 9$ tomadas
- Total: $8 + 9 = 17$ tomadas.

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro. Tratando-se de uma área irregular, será determinada a área equivalente, ou seja:

$$L = \frac{130,5}{16} = 8,15 \text{ m}$$

$$A \times B = 16 \times 8,15 \text{ m}$$

$$K = \frac{A \times B}{H_{tp} \times (A + B)} = \frac{16 \times 8,15}{5,2 \times (16 + 8,15)} = 1,0$$

H_{tp} = $H_{te} - H_{pt} = 6 - 0,8 = 5,2$ m (luminária fixada no teto que corresponde ao forro branco no plano de fixação das luminárias, cujo detalhe não está mostrado em planta)
H_{te} = 6 m (altura do teto)
H_{pt} = 0,80 m (altura do plano de trabalho)
F_{dl} = 0,75 (Tabela 2.8 – luminária comercial)
F_u = 0,47 (Tabela 2.9 – luminária do tipo TCK – 427: 4 × 40 W)
E = 800 lux (Tabela 2.6 – Indústrias têxteis: inspeção – valor adotado superior ao mínimo recomendado, em função da exigência da tarefa a ser executada no ambiente)
ψ = 3.000 lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{800 \times 130,5}{0,47 \times 0,75} = 296.170 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{296.170}{4 \times 3.000} = 24,6 \rightarrow N_{lu} = 27 \text{ luminárias (número que melhor se acomoda no recinto, conforme a planta 2)}$$

c) Distância entre as luminárias

Área: 16 × 6 m
$16 = 6 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 2,2$ m
$6 = 2Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 2,0$ m
Área: 7,2 × 4,8 m
$7,2 = 3 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 1,8$ m
$4,8 = 3 \times Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 1,2$ m

Observar que é necessário acomodar esteticamente as luminárias, pois, na direção da maior dimensão, as distâncias das luminárias entre as paredes divergem, ou seja, 2,2 m e 1,8 m, respectivamente.

6.1.1.2 Laboratório

a) Tomadas de uso geral

$S = 8,2 \times 4 = 32,8$ m²

- Para os primeiros 37 m²: 8 tomadas
- Total: 6 tomadas de altura 1,30 m (valor atribuído).

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{tp} \times (A + B)} = \frac{8,2 \times 4}{3 \times (8,2 + 4)} = 0,89 \approx 1,0$$

H_{tp} = $H_{te} - H_{pt} = 3,8 - 0,80 = 3$ m (luminária diretamente fixada no teto)
H_{te} = 3,8 m (altura do teto: veja planta 4)
F_{dl} = 0,75 (Tabela 2.8 – luminária comercial)
F_u = 0,47 (Tabela 2.9 – luminária do tipo TCK – 427: 4 × 40 W)
E = 600 lux (valor adotado)
ψ = 3.000 lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{600 \times 32,8}{0,47 \times 0,75} = 55.829 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{55.829}{4 \times 3.000} = 4,6 \rightarrow N_{lu} = 6 \text{ luminárias}$$

c) Distância entre as luminárias

$8{,}2 = 2 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 2{,}7$ m
$4 = 2 \times Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 1{,}3$ m

6.1.1.3 Armazém de produto acabado

a) Tomadas

As tomadas, se usadas, devem ser do tipo blindado, por motivo de segurança. Serão adotadas quatro tomadas.

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{tp} \times (A + B)} = \frac{16 \times 14}{5{,}2 \times (16 + 14)} = 1{,}43 \approx 1{,}50$$

$H_{tp} = H_{te} - H_{pt} = 6 - 0{,}8 = 5{,}2$ m (luminária fixada no teto: detalhe não mostrado em planta)
$F_{dl} = 0{,}75$ (Tabela 2.8 – luminária comercial)
$F_u = 0{,}56$ (Tabela 2.9 – luminária do tipo TCK – 427: 4 × 40 W)
$E = 200$ lux (valor adotado)
$\psi = 3.000$ lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{200 \times 224}{0{,}56 \times 0{,}75} = 106.666 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{106.666}{4 \times 3.000} = 8{,}8 \rightarrow N_{lu} = 9 \text{ luminárias}$$

c) Distância entre as luminárias

$16 = 2 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 5{,}3$ m
$14 = 2 \times Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 4{,}6$ m

6.1.1.4 Armazém de matéria-prima

Como este galpão é igual ao de produto acabado, serão adotados os mesmos valores anteriormente calculados.

6.1.1.5 Subestação

$S = 14 \times 10 = 140$ m²

a) Tomadas de uso geral

Serão adotadas 4 tomadas.

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{tp} \times (A + B)} = \frac{14 \times 10}{4{,}3 \times (14 + 10)} = 1{,}35 \approx 1{,}25$$

$H_{tp} = H_{te} - H_{pt} = 5{,}1 - 0{,}8 = 4{,}3$ m (luminária diretamente fixada no teto, conforme planta 4)
$F_{dl} = 0{,}75$ (Tabela 2.8 – luminária comercial)
$F_u = 0{,}52$ (Tabela 2.9 – luminária do tipo TCK – 427: 4 × 40 W)
$E = 150$ lux (valor adotado)
$\psi = 3.000$ lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{150 \times 140}{0{,}52 \times 0{,}75} = 53.846 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{53.846}{4 \times 3.000} = 4,8 \rightarrow N_{lu} = 6 \text{ luminárias}$$

c) Distância entre as luminárias

Deverá obedecer à disposição prática mostrada na planta 2. Não se deve localizar nenhuma luminária sobre os equipamentos de média tensão.

6.1.1.6 Banheiro coletivo feminino (1)

a) Tomadas de uso geral

Serão adotadas 4 tomadas.

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{lp} \times (A + B)} = \frac{8 \times 5,3}{3 \times (8 + 5,3)} = 1,06 \approx 1,00$$

$H_{lp} = H_{te} - H_{pt} = 3,8 - 0,8 = 3$ m (luminária diretamente fixada no teto)
$H_{te} = 3,8$ m (altura do teto: veja planta 4)
$F_{dl} = 0,75$ (Tabela 2.8 – luminária comercial)
$F_u = 0,50$ (Tabela 2.9 – luminária do tipo TMS – 426: 2 × 40 W)
$E = 200$ lux (valor adotado)
$\psi = 3.000$ lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)
$S = 8 \times 5,3 = 42,4$ m²

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{200 \times 42,4}{0,50 \times 0,75} = 22.613 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{22.613}{2 \times 3.000} = 3,7 \rightarrow N_{lu} = 4 \text{ luminárias}$$

c) Distância entre as luminárias

$8 = 3 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 2,0$ m

6.1.1.7 Banheiro coletivo masculino (2)

a) Tomadas de uso geral

Serão adotadas 3 tomadas.

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{lp} \times (A + B)} = \frac{8 \times 3,2}{3 \times (8 + 3,2)} = 0,76 \approx 0,80$$

$H_{lp} = 3$ m (luminária diretamente fixada no teto)
$F_{dl} = 0,75$ (Tabela 2.8 – luminária comercial)
$F_u = 0,43$ (Tabela 2.9 – luminária do tipo TMS – 426: 2 × 40 W)
$E = 200$ lux (valor adotado)
$\psi = 3.000$ lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)
$S = 8 \times 3,2 = 25,6$ m²

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{200 \times 25,6}{0,43 \times 0,75} = 15.875 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{15.875}{2 \times 3.000} = 2,6 \rightarrow N_{lu} = 3 \text{ luminárias}$$

c) Distância entre as luminárias

$8 = 2 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 2{,}6$ m (foram obedecidas às condições físicas locais)

6.1.1.8 Diretoria técnica

a) Tomadas de uso geral

$S = 8 \times 7 = 56$ m²

Para os primeiros 37 m²: 8 tomadas

Para o restante da área: $\frac{56 - 37}{37} = 0{,}51 \rightarrow 3$ tomadas

Total: 8 + 3 = 11 tomadas

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{lp} \times (A + B)} = \frac{8 \times 7}{3 \times (8 + 7)} = 1{,}24 \approx 1{,}25$$

H_{lp} = 3 m (luminária diretamente fixada no teto)
F_{dl} = 0,75 (Tabela 2.8 – luminária comercial)
F_u = 0,56 (Tabela 2.9 – luminária do tipo TMS – 426: 2 × 40 W)
E = 300 lux (acima do valor mínimo estabelecido na Tabela 2.5 – escritório: sala de trabalho)
ψ = 3.000 lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{300 \times 56}{0{,}56 \times 0{,}75} = 40.000 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{40.000}{2 \times 3.000} = 6{,}6 \rightarrow N_{lu} = 8 \text{ luminárias}$$

c) Distância entre as luminárias

$8 = 3 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 2{,}0$ m
$7 = Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 3{,}5$ m

No banheiro, será adotada a seguinte carga:

- tomadas: 1 × 100 W
- pontos de luz: 1 × 40 W

Estes valores serão adotados para todos os banheiros privativos.

6.1.1.9 Diretoria de produção

a) Tomadas de uso geral

$S = 8 \times 6{,}5 - 1{,}0 \times 1{,}5 = 50{,}5$ m²

- Para os primeiros 37 m²: 8 tomadas
- Para o restante da área: $\frac{50{,}5 - 37}{37} = 0{,}36 \rightarrow 3$ tomadas
- Total: 8 + 3 = 11 tomadas (serão adotadas 10 tomadas).

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{lp} \times (A + B)} = \frac{8 \times 6{,}5}{3 \times (8 + 6{,}5)} = 1{,}19 \approx 1{,}25$$

H_{tp} = 3 m (luminária diretamente fixada no teto)
F_{dl} = 0,75 (Tabela 2.8 – luminária comercial)
F_u = 0,56 (Tabela 2.9 – luminária do tipo TMS – 426: 2 × 40 W)
E = 300 lux (valor adotado)
ψ = 3.000 lúmens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{300 \times 50,5}{0,56 \times 0,75} = 36.071 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{36.071}{2 \times 3.000} = 6 \rightarrow N_{lu} = 6 \text{ luminárias (veja o arranjo das luminárias em planta)}$$

c) Distância entre as luminárias

$8 = 3 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 2,0$ m
$6,5 = Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 3,2$ m

6.1.1.10 Presidência

a) Tomadas de uso geral

$S = 8 \times 5,5 - 1,0 \times 1,5 = 42,5$ m²

- Para os primeiros 37 m²: 8 tomadas
- Para o restante da área: $\frac{42,5 - 37}{37} = 0,14 \rightarrow 3$ tomadas
- Total: 8 + 3 = 11 tomadas

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{tp} \times (A + B)} = \frac{8 \times 5,5}{3 \times (8 + 5,5)} = 1,0$$

H_{tp} = 3 m (luminária diretamente fixada no teto)
F_{dl} = 0,75 (Tabela 2.8 – luminária comercial)
F_u = 0,50 (Tabela 2.9 – luminária do tipo TMS – 426: 2 × 40 W)
E = 300 lux (valor adotado)
ψ = 3.000 lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{300 \times 42,5}{0,50 \times 0,75} = 34.000 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{34.000}{2 \times 3.000} = 5,6 \rightarrow N_{lu} = 6 \text{ luminárias (veja o arranjo das luminárias em planta)}$$

c) Distância entre as luminárias

$8 = 3 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 2,0$ m
$5,5 = Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 2,7$ m

6.1.1.11 Departamento administrativo

a) Tomadas de uso geral

$S = 8 \times 6 = 48$ m²

- Para os primeiros 37 m²: 8 tomadas
- Para o restante da área: $\frac{48 - 37}{37} = 0,29 \rightarrow 3$ tomadas
- Total: 8 + 3 = 11 tomadas

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{tp} \times (A + B)} = \frac{8 \times 6}{3 \times (8 + 6)} = 1{,}14 \approx 1{,}25$$

H_{tp} = 3 m (luminária diretamente fixada no teto)
F_{dl} = 0,75 (Tabela 2.8 – luminária comercial)
F_u = 0,56 (Tabela 2.9 – luminária do tipo TMS – 426: 2 × 40 W)
E = 250 lux (Tabela 2.6 – escritório: sala de trabalho)
ψ = 3.000 lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{250 \times 48}{0{,}56 \times 0{,}75} = 28.571 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{28.571}{2 \times 3.000} = 4{,}7 \rightarrow N_{lu} = 6 \text{ luminárias (veja o arranjo das luminárias na planta 2)}$$

c) Distância entre as luminárias

$8 = 2 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 2{,}6$ m
$6 = Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 3{,}0$ m

6.1.1.12 Escritório

a) Tomadas de uso geral

$S = 8 \times 7 = 56$ m²

- Para os primeiros 37 m²: 8 tomadas
- Para o restante da área: $\frac{56 - 37}{37} = 0{,}51 \rightarrow 3$ tomadas
- Total: 8 + 3 = 11 tomadas

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{tp} \times (A + B)} = \frac{8 \times 7}{3 \times (8 + 7)} = 1{,}24 \approx 1{,}25$$

H_{tp} = 3 m (luminária diretamente fixada no teto)
F_{dl} = 0,75 (Tabela 2.8 – luminária comercial)
F_u = 0,56 (Tabela 2.9 – luminária do tipo TMS – 426: 2 × 40 W)
E = 250 lux (Tabela 2.6 – escritório: sala de trabalho)
ψ = 3.000 lúmens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{250 \times 56}{0{,}56 \times 0{,}75} = 33.333 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{33.333}{2 \times 3.000} = 5{,}5 \rightarrow N_{lu} = 6 \text{ luminárias (veja o arranjo das luminárias na planta 2)}$$

c) Distância entre as luminárias

$8 = 2 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 2{,}6$ m
$7 = Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 3{,}5$ m

6.1.1.13 Recepção

a) Tomadas de uso geral

$S = 8 \times 8{,}8 = 70{,}4$ m²

- Para os primeiros 37 m²: 8 tomadas

- Para o restante da área: $\frac{70,4 - 37}{37} = 0,90 \rightarrow 3$ tomadas
- Total: $8 + 3 = 11$ tomadas

b) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{lp} \times (A + B)} = \frac{8 \times 8,8}{3 \times (8 + 8,8)} = 1,39 \approx 1,50$$

H_{lp} = 3 m (luminária diretamente fixada no teto)
F_{dl} = 0,75 (Tabela 2.8 – luminária comercial)
F_u = 0,61 (Tabela 2.9 – luminária do tipo TMS – 426: 2 × 40 W)
E = 250 lux (Tabela 2.6 – escritório: recepção)
ψ = 3.000 lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{250 \times 70,4}{0,61 \times 0,75} = 38.469 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{38.469}{2 \times 3.000} = 6,4 \rightarrow N_{lu} = 8 \text{ luminárias (veja o arranjo das luminárias na planta 2)}$$

c) Distância entre as luminárias

$8 = 3 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 2,0$ m
$8,8 = Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 4,4$ m

6.1.1.14 Sala de manutenção

a) Tomadas de uso geral

$S = 8 \times 7 = 56$ m²

- Para os primeiros 37 m²: 8 tomadas
- Para o restante da área: $\frac{56 - 37}{37} = 0,51 \rightarrow 3$ tomadas
- Total: $8 + 3 = 11$ tomadas

b) Tomadas de uso específico

Serão adotadas duas tomadas trifásicas de 6 kW.

c) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{lp} \times (A + B)} = \frac{8 \times 7}{3 \times (8 + 7)} = 1,24 \approx 1,25$$

H_{lp} = 3 m (luminária diretamente fixada no teto)
F_{dl} = 0,75 (Tabela 2.8 – luminária comercial)
F_u = 0,56 (Tabela 2.9 – luminária do tipo TMS – 426: 2 × 40 W)
E = 250 lux (valor adotado)
ψ = 3.000 lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{250 \times 56}{0,56 \times 0,75} = 33.333 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{33.333}{2 \times 3.000} = 5,5 \rightarrow N_{lu} = 6 \text{ luminárias (veja o arranjo das luminárias em planta)}$$

c) Distância entre as luminárias

$8 = 2 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 2,6$ m
$7 = Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 3,5$ m

6.1.1.15 Sala de climatização

a) Tomadas de uso geral

$S = 8 \times 6{,}8 = 54{,}4\ m^2$

Serão adotadas duas tomadas.

b) Tomadas de uso específico

Será adotada uma tomada trifásica de 6 kW.

c) Iluminação

Pintura do ambiente: teto branco, paredes claras e piso escuro.

$$K = \frac{A \times B}{H_{tp} \times (A + B)} = \frac{8 \times 6{,}8}{3 \times (8 + 6{,}8)} = 1{,}22 \approx 1{,}25$$

H_{tp} = 3 m (luminária diretamente fixada no teto)
F_{dl} = 0,75 (Tabela 2.8 – luminária comercial)
F_u = 0,56 (Tabela 2.9 – luminária do tipo TMS – 426: 2 × 40 W)
E = 150 lux (valor adotado)
ψ = 3.000 lumens (fluorescente comum – Tabela 2.1)

$$\psi_t = \frac{E \times S}{F_u \times F_{dl}} = \frac{150 \times 54{,}4}{0{,}56 \times 0{,}75} = 19.428 \text{ lumens}$$

$$N_{lu} = \frac{19.428}{2 \times 3.000} = 3{,}2 \rightarrow N_{lu} = 4 \text{ luminárias (veja o arranjo das luminárias em planta)}$$

d) Distância entre as luminárias

$8 = X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 4$ m
$6{,}8 = Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 3{,}4$ m

6.1.2 Iluminação da Área Industrial

a) Tomadas de uso geral

$S = 66 \times 42 = 2.772\ m^2$

Serão adotadas 12 tomadas unipolares.

b) Tomadas de uso específico

Serão adotadas 10 tomadas trifásicas de 6 kW.

c) Iluminação

- Pintura do ambiente: teto claro, paredes claras e piso escuro
- Escolha da luminária e lâmpada
  - Tipo de luminária: refletor T 38 – VM Tabela 2.12
  - Categoria de manutenção: IV
  - Lâmpada adotada: vapor de mercúrio de 700 W (valor inicial)
  - Vida útil da lâmpada: 18.000 horas com queima de 100% das lâmpadas no final do período
  - Período de manutenção (limpeza) das luminárias: 12 meses
  - Período de manutenção inicial (substituição) das luminárias queimadas: 6 meses
- Tipo de ambiente do interior industrial: muito sujo (devido à poluição de pó de algodão)
- Cálculo do fator de relação

$$K = \frac{5 \times (A + B)}{A \times B} = \frac{5 \times (66 + 42)}{66 \times 42} = 0{,}194$$

- Cálculo das relações das cavidades zonais
  - Cavidade do recinto

$R_{cr} = K \times H_{tp} = 0{,}194 \times 6{,}2 = 1{,}20$

$H_{lp} = 7 - 0{,}80 = 6{,}2$ (luminárias com corpo de 80 cm e altura do plano de trabalho de 80 cm, de acordo com o Corte B-B′ da planta 4)

– Cavidade do piso

$R_{cp} = K \times H_{pp} = 0{,}194 \times 0{,}80 = 0{,}15$

– Cavidade do teto

$R_{ct} = K \times H_{tl} = 0{,}194 \times 0{,}80 = 0{,}15$

• Cálculo da refletância da cavidade do piso (ρ_{cp})

$\rho_{pi} = 10\%$ (piso escuro) $\rightarrow \rho_{pa} = 50\%$ (paredes claras) $\rightarrow R_{ct} = 0{,}15 \rightarrow \rho_{cp} = 10\%$ (Tabela 2.11)

• Cálculo da refletância efetiva da cavidade do teto (ρ_{ct})

$\rho_{pt} = 50\%$ (teto claro) $\rightarrow \rho_{pa} = 50\%$ (paredes claras) $\rightarrow R_{ct} = 0{,}15 \rightarrow \rho_{ct} = 49\%$ (Tabela 2.11)

• Cálculo do fator de utilização

Utilizando-se a Tabela 2.12, tem-se:

$$\frac{50-10}{0{,}72-0{,}67} = \frac{50-49}{0{,}72-F_{u1}} \rightarrow F_{u1} = 0{,}72$$

$$\frac{50-10}{0{,}67-0{,}63} = \frac{50-49}{0{,}67-F_{u2}} \rightarrow F_{u2} = 0{,}67$$

$$\frac{1-2}{0{,}72-0{,}67} = \frac{1-1{,}2}{0{,}72-F_{u}} \rightarrow F_{u} = 0{,}71$$

Para corrigir o fator de utilização, deve-se utilizar a Tabela 2.13.

$$\frac{50-10}{1{,}05-1{,}01} = \frac{50-49}{1{,}05-F_{c1}} \rightarrow F_{c1} = 1{,}05$$

$$\frac{50-10}{1{,}04-1{,}01} = \frac{50-49}{1{,}04-F_{c2}} \rightarrow F_{c2} = 1{,}04$$

$$\frac{1-2}{1{,}05-1{,}04} = \frac{1-1{,}20}{1{,}05-F_{c}} \rightarrow F_{c} = 1{,}04$$

$$F_{uc} = \frac{0{,}71}{1{,}04} = 0{,}68$$

• Cálculo do fator de depreciação do serviço da luminária

– Fator de depreciação da superfície

Categoria IV → 12 meses → Ambiente MS → $F_d = 0{,}61$ (Figura 2.30)

– Fator de depreciação das superfícies do ambiente devido à sujeira

Para 12 meses a percentagem de sujeira esperada vale 29% ≅ 30% (Figura 2.31).
Sujeira esperada de 30% → Luz direta → $R_{cr} = 1{,}20 \rightarrow F_{su} = 94\%$ (Figura 2.15)

– Fator de perda do fluxo luminoso por queima de lâmpadas

$$F_{ql} = 1 - \frac{6 \text{ meses}}{18.000 \text{ horas}} = 1 - \frac{6 \times 30 \times 24}{18.000} \times \frac{100}{100} = 0{,}76 = 76\%$$ (permitem-se, neste caso, 24% de lâmpadas queimadas, ou ainda: sempre que houver 24% de lâmpadas queimadas, estas serão substituídas, independentemente do período de limpeza das luminárias. Na prática, procura-se ajustar as duas datas para reduzir os custos de manutenção e os transtornos na operação da indústria).

A grande maioria das indústrias têxteis que o autor conhece troca as lâmpadas queimadas a cada semana ou a cada mês.

– Fator de depreciação do fluxo luminoso

Considerando-se que as lâmpadas fiquem em operação, em média, durante 50% de sua vida útil, a depreciação do fluxo luminoso vale:

50% de sua vida útil → $F_f = 0{,}91$ (Figura 2.32)

- Fator de depreciação total

$$F_{dt} = F_d \times F_s \times F_q \times F_f$$
$$F_{dt} = 0{,}61 \times 0{,}94 \times 0{,}76 \times 0{,}91 = 0{,}396$$

- Cálculo do fluxo luminoso

Como a área industrial é constituída de um ambiente único e contém vários setores de produção, cada um com nível de iluminação diferente, conforme a Tabela 2.6, será adotado o valor médio de:

$$E = 300 \text{ lux}$$

$$\phi_t = \frac{E \times S}{F_{dt} \times F_{uc}} = \frac{300 \times 2.772}{0{,}396 \times 0{,}68} = 3.088.235 \text{ lumens}$$

- Cálculo do número de projetores

$$N_{lu} = \frac{3.088.235}{35.000} = 88 \approx 84 \text{ projetores (conforme disposição adotada na planta 2)}$$

d) Distância entre as luminárias

$$66 = 13 \times X + 2 \times X/2 \rightarrow X = 4{,}7 \text{ m}$$
$$42 = 5 \times Y + 2 \times Y/2 \rightarrow Y = 7{,}0 \text{ m}$$

6.1.3 Quadro de Carga

Com base na planta 2, pode-se sumariar o Quadro de Carga da Tabela 2. Dado o grande número de tomadas, foi considerada uma carga de 100 W por tomada.

6.2 CÁLCULO DA DEMANDA PREVISTA

A demanda total da indústria é a soma da demanda de iluminação e da área industrial.

6.2.1 Demanda dos QDLs

Para este cálculo será tomada como base a Tabela 2.

6.2.1.1 QDL1

$$P_{qdl1} = 10.200 + 9.800 + 9.800 + 30.000 = 59.800 \text{ W}$$

- Primeiros 20.000 W: 100% ..... 20.000 W
- Acima de 20.000 W: 70% ..... 27.860 W

$$P = (59.800 - 20.000) \times 0{,}70 = 27.860 \text{ W}$$
$$D_{qdl1} = 20.000 + 27.860 = 47.860 \text{ W}$$

Foi considerada a ausência de harmônicos.

6.2.1.2 QDL2

$$P_{qdl2} = 9.800 + 10.600 + 9.800 + 42.000 = 72.200 \text{ W}$$

- Primeiros 20.000 W: 100% ..... 20.000 W
- Acima de 20.000 W: 70% ..... 36.540 W

$$D_{qdl2} = 20.000 + 36.540 = 56.540 \text{ W}$$

Foi considerada a ausência de harmônicos.

6.2.1.3 QDL3

$$P_{qdl3} = 1.200 + 2.720 + 4.060 = 7.980 \text{ W}$$

6.2.1.4 QDL4

$$P_{qdl4} = 1.440 + 1.440 + 1.900 = 4.780 \text{ W}$$

6.2.1.5 QDL5

$$P_{qdl5} = 4.600 + 5.280 + 4.000 = 13.880 \text{ W}$$

6.2.1.6 QDL6

$$P_{qdl6} = 800 + 2.600 + 1.120 + 12.000 = 16.520 \text{ W}$$

6.2.2 Demanda Total do QDLs

$$D_{qdl} = D_{qdl1} + D_{qdl2} + D_{qdl3} + D_{qdl4} + D_{qdl5} + D_{qdl6}$$
$$D_{qdl} = 47.860 + 56.540 + 7.980 + 4.780 + 13.880 + 16.520$$
$$D_{qdl} = 147.560 \text{ W} = 147,56 \text{ kW}$$

Considerando um fator de potência médio de 0,90, tem-se:

$$D_{qdla} = \frac{147,56}{0,9} = 163,95 \text{ kVA}$$

$$D_{qdlr} = 163,95 \times \text{sen}(\arccos 0,90) = 71,46 \text{ kVAr}$$

6.2.3 Demanda Máxima da Área Industrial

A demanda individual de cada motor é dada pela expressão

$$D_m = \frac{P_m \times 0,736}{F_p \times \eta} \times F_{um} \text{ (kVA)}$$

D_m – demanda dos motores, em kVA
P_m – potência nominal do motor, em cv
F_{um} – fator de utilização (Tabela 1.3)
F_p – fator de potência do motor (Tabela 6.3)
η – rendimento do motor (Tabela 6.3)

- Motores de 3 cv

$$D_m = \frac{3 \times 0,736}{0,73 \times 0,82} \times 0,83 = 3,06 \text{ kVA}$$

- Motores de 5 cv

$$D_m = \frac{5 \times 0,736}{0,83 \times 0,83} \times 0,83 = 4,43 \text{ kVA}$$

- Motores de 7,5 cv

$$D_m = \frac{7,5 \times 0,736}{0,81 \times 0,84} \times 0,83 = 6,73 \text{ kVA}$$

- Motores de 10 cv

$$D_m = \frac{10 \times 0,736}{0,85 \times 0,86} \times 0,83 = 8,35 \text{ kVA}$$

- Motores de 15 cv

$$D_m = \frac{15 \times 0,736}{0,75 \times 0,86} \times 0,83 = 14,20 \text{ kVA}$$

TABELA 2
Quadro de carga de iluminação

QDLs	Circuito	Designação da Carga	Pólos	Quant.	Potência	Potência Monofásica W			Potência Trifásica
						A	B	C	W
QDL1	1	Iluminação	1	7	700	4.900	-	-	-
	2	Iluminação	1	7	700	-	4.900	-	-
	3	Iluminação	1	7	700	-	-	4.900	-
	4	Iluminação	1	7	700	4.900	-	-	-
	5	Iluminação	1	7	700	-	4.900	-	-
	6	Iluminação	1	7	700	-	-	4.900	-
	13	Tomadas	1	4	100	400	-	-	-
	14	Tomadas	3	4	6.000	-	-	-	24.000
	15	Reserva	3	-	6.000	-	-	-	6.000
Subtotal						10.200	9.800	9.800	30.000
QDL2	7	Iluminação	1	7	700	4.900	-	-	-
	8	Iluminação	1	7	700	-	4.900	-	-
	9	Iluminação	1	7	700	-	-	4.900	-
	10	Iluminação	1	7	700	4.900	-	-	-
	11	Iluminação	1	7	700	-	4.900	-	-
	12	Iluminação	1	7	700	-	-	4.900	-
	16	Tomadas	3	6	6.000	-	-	-	36.000
	17	Tomadas	1	8	100	-	800	-	-
	18	Reserva	3	-	6.000	-	-	-	6.000
Subtotal						9.800	10.600	9.800	42.000
QDL3	19	Tomadas	1	15	100	-	-	1.500	-
	20	Tomadas	1	12	100	1.200	-	-	-
	21	Iluminação	1	68	40	-	2.720	-	-
	22	Iluminação	1	64	40	-	-	2.560	-
Subtotal						1.200	2.720	4.060	-
QDL4	23	Iluminação	1	36	40	1.440	-	-	-
	24	Iluminação	1	36	40	-	1.440	-	-
	25	máquina de embalag.	1	1	1.900	-	-	1.900	-
Subtotal						1.440	1.440	1.900	-
QDL5	26	Tomadas	1	12	100	-	1.200	-	-
	27	Iluminação	1	32	40	-	1.280	-	-
	28	Iluminação	1	35	40	1.400	-	-	-
	29	Tomadas	1	18	100	-	1.800	-	-
	30	Iluminação	1	25	40	-	1.000	-	-
	31	Tomadas	1	32	100	3.200	-	-	-
	32	Iluminação	1	10	400	-	-	4.000	-
Subtotal						4.600	5.280	4.000	-
QDL6	33	Iluminação	1	12	40	-	-	480	-
	34	Iluminação	1	16	40	-	-	640	-
	35	Tomadas	1	26	100	-	2.600	-	-
	36	Iluminação	1	20	40	800	-	-	-
	37	Tomadas	3	2	6.000	-	-	-	12.000
Subtotal						800	2.600	1.120	12.000
Total						28.040	32.440	30.680	84.000

- Motores de 20 cv

$$D_m = \frac{20 \times 0,736}{0,86 \times 0,88} \times 0,85 = 16,53 \text{ kVA}$$

- Motores de 25 cv

$$D_m = \frac{25 \times 0,736}{0,84 \times 0,90} \times 0,85 = 20,68 \text{ kVA}$$

- Motores de 30 cv

$$D_m = \frac{30 \times 0,736}{0,83 \times 0,90} \times 0,85 = 25,12 \text{ kVA}$$

- Motores de 250 cv

$$D_m = \frac{250 \times 0,736}{0,87 \times 0,95} \times 0,87 = 193,68 \text{ kVA}$$

6.2.3.1 Demanda dos CCMs

6.2.3.1.1 CCM1

a) Batedores

$D_a = N_m \times D_m \times F_{sm}$
$D_a = 2 \times 25,12 \times 0,80 = 40,19 \text{ kVA}$
$N_m = 2$ (número de motores: veja planta 1, em anexo)
$D_m = 25,15 \text{ kVA}$
$F_{sm} = 0,80$ (veja Tabela 1.2)

b) Cardas

$D_b = 6 \times 6,73 \times 0,75 = 30,28 \text{ kVA}$
$D_{ccm1} = 40,19 + 30,28 = 70,47 \text{ kVA}$

6.2.3.1.2 CCM2

a) Cortadeiras

$$D_c = 6 \times 4,43 \times 0,75 = 19,93 \text{ kVA}$$

b) Manteiras

$D_d = 9 \times 3,06 \times 0,70 = 19,27 \text{ kVA}$
$D_{ccm2} = 19,93 + 19,27 = 39,20 \text{ kVA}$

6.2.3.1.3 CCM3

a) Passadores

$$D_f = 7 \times 8,35 \times 0,75 = 43,83 \text{ kVA}$$

b) Encontreiras

$D_g = 3 \times 4,43 \times 0,80 = 10,63 \text{ kVA}$
$D_{ccm3} = 43,83 + 10,63 = 54,46 \text{ kVA}$

6.2.3.1.4 CCM4

a) Climatização

$D_m = 2 \times 193,68 \times 0,90 = 348,62 \text{ kVA}$
$D_{ccm4} = 348,62 \text{ kVA}$

6.2.3.1.5 CCM5

a) Maçaroqueiras

$$D_f = 3 \times 6{,}73 \times 0{,}80 = 16{,}15 \text{ kVA}$$

b) Teares

$$D_h = 6 \times 14{,}20 \times 0{,}75 = 63{,}90 \text{ kVA}$$
$$D_{ccm5} = 16{,}15 + 63{,}90 = 80{,}05 \text{ kVA}$$

6.2.3.1.6 CCM6

a) Conicaleiras

$$D_f = 8 \times 16{,}53 \times 0{,}75 = 99{,}18 \text{ kVA}$$
$$D_{ccm6} = 99{,}18 \text{ kVA}$$

6.2.3.1.7 CCM7

a) Filatórios II

$$D_h = 10 \times 25{,}12 \times 0{,}65 = 163{,}28 \text{ kVA}$$
$$D_{ccm7} = 163{,}28 \text{ kVA}$$

6.2.3.1.8 CCM8

a) Filatórios I

$$D_f = 10 \times 20{,}68 \times 0{,}65 = 134{,}42 \text{ kVA}$$
$$D_{ccm8} = 134{,}42 \text{ kVA}$$

Nota: Segundo observações feitas pelo autor, na aplicação das tabelas dos fatores de simultaneidade e de utilização em várias indústrias em operação no Estado do Ceará, constatou-se que a demanda prevista em projeto, conforme a metodologia anteriormente apresentada, se aproxima bastante da demanda máxima verificada por medição registrada no medidor de demanda, durante o período de operação das indústrias pesquisadas. Verificou-se, porém, que nas indústrias têxteis, de fiação e tecelagem, havia distorção de resultados, isto é, o valor de demanda previsto em projeto era inferior aos resultados registrados no medidor de demanda dessas indústrias. Em face dessas observações, cabe alertar o projetista da necessidade de conhecer o processo de operação das indústrias antes de decidir aplicar os fatores de simultaneidade na carga motriz. Como regra geral, para as indústrias que mantêm em operação simultânea basicamente todas as máquinas de produção, como é o caso das indústrias têxteis, onde a curva de carga é aproximadamente plana, durante um ciclo completo de atividade somente devem ser aplicados os fatores de utilização. No entanto, para fins de exemplificação, o autor resolveu aplicar, por completo, a metodologia de cálculo da demanda máxima prevista para as cargas motrizes.

6.2.3.2 Demanda total dos CCMs

$$D_{ccm} = D_{ccm1} + D_{ccm2} + D_{ccm3} + D_{ccm4} + D_{ccm5} + D_{ccm6} + D_{ccm7} + D_{ccm8}$$
$$D_{ccm} = 70{,}47 + 39{,}20 + 54{,}46 + 348{,}62 + 80{,}05 + 99{,}18 + 163{,}28 + 134{,}42$$
$$D_{ccm} = 989{,}69 \text{ kVA}$$

6.2.4 Demanda Máxima Coincidente da Indústria

$$D_{ind} = D_{qdl} + D_{ccm} + D_{exp} = 163{,}95 + 989{,}68 + 180$$
$$D_{exp} = 180 \text{ kVA (demanda de expansão prevista)}$$
$$D_{ind} = 1.333 \text{ kVA}$$

7 DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DA SUBESTAÇÃO

$P_{ss} = 2 \times 750 = 1.500$ kVA

A potência máxima sobejante da subestação vale:

$P = 1.500 - 1.333 = 167$ kVA

8 FATOR DE POTÊNCIA

8.1 CÁLCULO DO FATOR DE POTÊNCIA PREVISTO

8.1.1 Determinação das Potências Ativa e Reativa por Setor de Produção

a) CCM1

$30 \text{ cv} \rightarrow F_{p1} = 0{,}83$
$7{,}5 \text{ cv} \rightarrow F_{p2} = 0{,}81$
$P_a = 2 \times 30 \times 0{,}736 + 6 \times 7{,}5 \times 0{,}736 = 44{,}16 + 33{,}12 = 77{,}28$ kW
$P_r = 44{,}16 \times \text{tg arccos } 0{,}83 + 33{,}12 \times \text{tg, arccos } 0{,}81 = 53{,}65$ kVAr

b) CCM2

$3 \text{ cv} \rightarrow F_{p1} = 0{,}73$
$5 \text{ cv} \rightarrow F_{p2} = 0{,}83$
$P_a = 9 \times 3 \times 0{,}736 + 6 \times 5 \times 0{,}736 = 19{,}87 + 22{,}08 = 41{,}95$ kW
$P_r = 19{,}87 \times \text{tg arccos } 0{,}73 + 22{,}08 \times \text{tg, arccos } 0{,}83 = 33{,}44$ kVAr

c) CCM3

$5 \text{ cv} \rightarrow F_{p1} = 0{,}83$
$10 \text{ cv} \rightarrow F_{p2} = 0{,}85$
$P_a = 7 \times 10 \times 0{,}736 + 3 \times 5 \times 0{,}736 = 51{,}52 + 11{,}04 = 62{,}56$ kW
$P_r = 51{,}52 \times \text{tg arccos } 0{,}85 + 11{,}04 \times \text{tg, arccos } 0{,}83 = 39{,}34$ kVAr

d) CCM4

$250 \text{ cv} \rightarrow F_{p1} = 0{,}87$
$P_a = 2 \times 250 \times 0{,}736 = 368{,}00$ kW
$P_r = 368 \times \text{tg arccos } 0{,}87 = 208{,}55$ kVAr

e) CCM5

$7{,}5 \text{ cv} \rightarrow F_{p1} = 0{,}81$
$15 \text{ cv} \rightarrow F_{p2} = 0{,}75$
$P_a = 3 \times 7{,}5 \times 0{,}736 + 6 \times 15 \times 0{,}736 = 16{,}56 + 66{,}24 = 82{,}80$ kW
$P_r = 16{,}56 \times \text{tg arccos } 0{,}81 + 66{,}24 \times \text{tg, arccos } 0{,}75 = 70{,}40$ kVAr

f) CCM6

$20 \text{ cv} \rightarrow F_{p1} = 0{,}86$
$P_a = 8 \times 20 \times 0{,}736 = 117{,}76$ kW
$P_r = 117{,}76 \times \text{tg arccos } 0{,}86 = 69{,}87$ kVAr

g) CCM7

$30 \text{ cv} \rightarrow F_{p1} = 0{,}83$
$P_a = 10 \times 30 \times 0{,}736 = 220{,}80$ kW
$P_r = 220{,}80 \times \text{tg arccos } 0{,}83 = 148{,}37$ kVA

h) CCM 8

$25 \text{ cv} \rightarrow F_{p1} = 0{,}84$
$P_a = 10 \times 25 \times 0{,}736 = 184{,}00$ kW
$P_r = 184{,}00 \times \text{tg arccos } 0{,}84 = 118{,}85$ kVAr

i) Carga de iluminação

Como todos os reatores são compensados, está-se estimando o fator de potência médio de toda a carga de iluminação e tomadas igual a 0,90.

$P_a = 147.560$ W = 147,56 kW (já calculado na Seção 6.2.2)
$P_r = 147,56 \times \text{tg arccos } 0,90$
$P_r = 71,46$ kVAr

j) Fator de potência médio da carga total

$P_{ta} = \Sigma P_{pa} = 77,28 + 41,95 + 62,56 + 368,00 + 82,80 + 117,76 + 220,80 + 184,00 + 147,56$
$P_{ta} = 1.302,71$ kW
$P_{tr} = \Sigma P_r = 53,65 + 33,44 + 39,34 + 208,55 + 70,40 + 69,87 + 148,37 + 118,85 + 71,46$
$P_{tr} = 813,93$ kW

$$F_p = \cos \text{arctg} \frac{P_{tr}}{P_{ta}} = \cos \text{arctg} \frac{813,93}{1.302,71}$$

$F_p = 0,84$

8.2 CÁLCULO DA CORREÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

O fator de potência deve ser elevado para 0,92, devendo-se manter aproximadamente fixo com a operação contínua do banco de capacitores, já que o fator de carga da indústria é muito elevado.

$P_c = P_{ta} \times (\text{tg}\psi_1 - \text{tg}\psi_2)$
$\psi_1 = \text{arccos } 0,84 = 32,8°$
$\psi_2 = \text{arccos } 0,92 = 23,0°$
$P_c = 1.302,71 \times (\text{tg } 32,8 - \text{tg } 23,0) = 286$ kVAr

8.3 POTÊNCIA NOMINAL DO BANCO DE CAPACITORES

$$N_{bc} = \frac{286}{50} = 5,7 \rightarrow N_{bc} = 6$$
$P_{bc} = 6 \times 50 = 300$ kVAr

9 DETERMINAÇÃO DA SEÇÃO DOS CONDUTORES E ELETRODUTOS

Foi considerado que a temperatura ambiente é de 30°C.

9.1 CIRCUITOS TERMINAIS DE ILUMINAÇÃO E TOMADAS

Todos os condutores são de cobre, isolados em PVC/70°C, e embutidos em eletrodutos. Os eletrodutos aparentes são de ferro galvanizado (série extra), enquanto os eletrodutos embutidos nas paredes são de PVC, classificação B. A queda máxima de tensão admitida é de 2%.

- Circuitos de 1 a 12: iluminação (circuito em eletroduto aparente)
  - Capacidade de corrente

$$I_c = \frac{P_c}{V \times \cos\psi} = \frac{4.900}{220 \times 0,90} = 24,7 \text{ A}$$

$I_c = 24,7$ A $\rightarrow S_c = 4$ mm² (Tabela 3.6 – para 2 condutores carregados – referência: B1 da Tabela 3.4 – método de instalação 3 – condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente e de seção circular sobre parede ou espaçado da mesma)

– Fator de correção para agrupamento

$N_{cir} = 4 \rightarrow F_a = 0{,}65$ (Tabela 3.15)

Foi considerado o trecho de eletroduto de subida do QDL1 até a primeira luminária (circuitos 1 – 2 – 3 – 4).

$$I_c = \frac{24{,}7}{0{,}65} = 38 \text{ A} \rightarrow S_c = 6 \text{ mm}^2$$

– Queda da tensão (para a condição mais severa: 53 m)

De forma simplificada e de acordo com a Eq. (3.16), tem-se:

$$S_c = \frac{200 \times \rho \times L_c \times I_c}{V \times \Delta V\%} = \frac{200 \times (1/56) \times 53 \times 24{,}7}{220 \times 2} = 10{,}6 \text{ mm}^2$$

– Condutor adotado: $S_c = 16$ mm² (fase e neutro)
– Condutor de proteção: $S_p = 16$ mm²

Ou ainda pela Tabela 3.11

$P_c = 5000 \text{ W} \rightarrow L_c = 60 \text{ m} \rightarrow S_c = 16 \text{ mm}^2$

– Eletroduto para cada linha de luminárias

Através da Tabela 3.48, obtém-se a seção externa dos condutores, ou seja:

$S_c = 5 \times 37{,}4 = 187 \text{ mm}^2 \rightarrow$ (Tabela 3.46 – coluna: > 3 cabos – extra) $\rightarrow \phi_{el} = 1''$

– Eletroduto de subida dos circuitos 1 – 2 – 3 – 4

$S_{el} = 5 \times 4 \times 37{,}4 = 748 \text{ mm}^2 \rightarrow$ (Tabela 3.46 – coluna: > cabos – extra) $\rightarrow \phi_{el} = 2''$

• Circuito 13: tomadas monofásicas (circuito em eletroduto aparente)

$P_c = 400 \text{ W} \rightarrow I_c = 1{,}8 \text{ A} \rightarrow S_c = 2{,}5 \text{ mm}^2$ (valor mínimo)
$S_p = 2{,}5 \text{ mm}^2$

– Fator de correção para agrupamento

$N_{cir} = 2 \rightarrow F_a = 0{,}8$

$$I_c = \frac{1{,}8}{0{,}80} = 2{,}5 \text{ A}$$

Em função da seção $S_c = 16$ mm² do circuito 14 adiante calculado, que deve ocupar o mesmo eletroduto, a seção do circuito 13 será $S_c = 6$ mm², o que caracteriza um grupo de *cabos semelhantes*. De acordo com a Seção 3.5.1.1.4.3 (a) do Capítulo 3, os condutores do circuito 13 não devem ser contados para compor o número de conduzirem apenas 5% de sua capacidade de corrente, ou seja: $\frac{1{,}8}{36} \times 100 = 5\%$.

– Eletroduto

$S_{el} = 3 \times 18{,}8 = 56{,}4 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 1/2''$ (utilizado nas derivações)

• Circuito 14: tomadas trifásicas (circuito em eletroduto aparente)
– Capacidade de corrente

$$I_c = \frac{P_c}{V \times \cos\psi} = 4 \times \frac{6.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}90} = 4 \times 10{,}12 = 40{,}5 \text{ (cabos de saída do QDL1)}$$

$I_c = 40{,}5 \text{ A} \rightarrow S_c = 10 \text{ mm}^2$ (referência: método de instalação 3 – Tabela 3.4 – coluna B1 para três condutores carregados da Tabela 3.6)

– Queda da tensão (para a condição mais severa: 25 m e 3 tomadas)

$$\Delta V_c = \frac{\sqrt{3} \times I_c \times L_c \ (R \times \cos\phi + X \times \text{sen}\phi)}{10 \times N_{cp} \times V_{ff}}$$

$\arccos 0{,}90 = 25{,}84°$

$$\Delta V_c = \frac{\sqrt{3} \times 3 \times 10{,}12 \times 25 \times (2{,}2221 \times \cos 25{,}84 + 0{,}1207 \times \text{sen } 25{,}84)}{10 \times 1 \times 380} = 0{,}71\%$$

Os valores de R e X são dados na Tabela 3.22.
De forma simplificada, tem-se:

$$S_c = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{V \times \Delta V\%} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times (50/2) \times 3 \times 10{,}12}{380 \times 2} = 3{,}0 \text{ mm}^2$$ (veja o circuito na planta 2)

- Condutor de fase adotado: $S_c = 10$ mm²
- Condutor de proteção: $S_p = 10$ mm²
- Eletroduto: circuito 14

$S_{el} = 4 \times 37{,}4 + 3 \times 18{,}8 = 206 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 1''$

- Circuito 15: reserva
- Circuito 16: tomadas trifásicas
- Capacidade de corrente

$$I_c = \frac{P_c}{V \times \cos\psi} = 6 \times \frac{6.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}90} = 6 \times 10{,}12 = 60{,}7 \text{ A}$$ (cabos de saída do QDL2)

$I_c = 60{,}6 \text{ A} \rightarrow S_c = 16 \text{ mm}^2$ (método de instalação 3 – Tabela 3.4 – coluna B1 para 3 condutores carregados da Tabela 3.4)

- Fator de correção para agrupamento

$N_{cir} = 2 \rightarrow F_a = 0{,}80$

$$\frac{60{,}7}{0{,}80} = 75{,}8 \rightarrow S_c = 25 \text{ mm}^2$$

- Queda da tensão (para a condição mais severa: 25 m e 4 tomadas)

$$S_c = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{V \times \Delta V\%} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times (50/2) \times 4 \times 10{,}1}{380 \times 2} = 4{,}1 \text{ mm}^2$$ (veja o circuito na planta 2)

- Condutor adotado: $S_c = 25$ mm²
- Condutor de proteção: $S_p = 16$ mm²
- Eletroduto: circuito 16

$S_{el} = 3 \times 56{,}7 + 1 \times 37{,}4 + 3 \times 27{,}3 = 289{,}4 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 11/4''$
$S_{el} = 3 \times 56{,}7 + 1 \times 37{,}4 = 207{,}5 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 1''$

- Circuito 17: tomadas monofásicas

A partir deste ponto a seção dos condutores será determinada de forma expedita, utilizando-se a Tabela 3.11. Será omitido doravante o cálculo da seção dos eletrodutos. O leitor deve seguir o mesmo método anterior. O valor de L_c é tomado pela metade do comprimento em planta do circuito que corresponde ao centro de carga. Será aplicado o método de instalação 1 – Tabela 3.4 e o método de referência A1.

$P_c = 800 \text{ W} \rightarrow I_c = 4{,}0 \text{ A} \rightarrow L_c = 20 \text{ m} \rightarrow S_c = 2{,}5 \text{ mm}^2$ (valor mínimo)

Como os circuitos 16 e 17 estão no mesmo eletroduto, a seção mínima do circuito 17 vale $S_c = 10$ mm², o que resulta um eletroduto de $\phi_{el} = 1/2''$. Como também os condutores do circuito 17 conduzem apenas 19% da capacidade nominal dos condutores, logo não será aplicado nenhum fator de agrupamento.

- Circuito 18: reserva
- Circuito 19: tomadas

$P_c = 1.500\ \text{W} \rightarrow I_c = 7{,}5\ \text{A} \rightarrow L_c = 17\ \text{m} \rightarrow S_c = 2{,}5\ \text{mm}^2$ (valor mínimo)
$S_p = 2{,}5\ \text{mm}^2$

- Circuito 20: tomadas

$P_c = 1.200\ \text{W} \rightarrow I_c = 6{,}0\ \text{A} \rightarrow L_c = 10\ \text{m} \rightarrow S_c = 2{,}5\ \text{mm}^2$ (valor mínimo)
$S_p = 2{,}5\ \text{mm}^2$

- Circuito 21: iluminação

$P_c = 2.720\ \text{W} \rightarrow I_c = 13{,}7\ \text{A} \rightarrow L_c = 8\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$
$S_p = 1{,}5\ \text{mm}^2$

$$N_{cir} = 2 \rightarrow F_a = 0{,}80 \rightarrow I_c = \frac{13{,}7}{0{,}80} = 17{,}1\ \text{A} \rightarrow L_c = 8\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$$

De acordo com a Seção 13.1.3 deste Apêndice, o condutor deve ter seção $S_c = 2{,}5\ \text{mm}^2$.

- Circuito 22 (iluminação):

$P_c = 2.560\ \text{W} \rightarrow I_c = 12{,}9\ \text{A} \rightarrow L_c = 9\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$
$S_p = 1{,}5\ \text{mm}^2$

- Circuito 23: iluminação

$P_c = 1.440\ \text{W} \rightarrow I_c = 7{,}2\ \text{A} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$
$S_p = 1{,}5\ \text{mm}^2$

- Circuito 24: iluminação

$P_c = 1.440\ \text{W} \rightarrow I_c = 7{,}2\ \text{A} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$
$S_p = 1{,}5\ \text{mm}^2$

- Circuito 25 (máquina de embalagem)

$P_c = 1.900\ \text{W} \rightarrow I_c = 9{,}5\ \text{A} \rightarrow S_c = 2{,}5\ \text{mm}^2$ (valor mínimo)
$S_p = 2{,}5\ \text{mm}^2$

- Circuito 26: tomadas

$P_c = 1.200\ \text{W} \rightarrow I_c = 6{,}0\ \text{A} \rightarrow L_c = 18\ \text{m} \rightarrow S_c = 2{,}5\ \text{mm}^2$ (valor mínimo)
$S_p = 2{,}5\ \text{mm}^2$

- Circuito 27: iluminação

$P_c = 1.280\ \text{W} \rightarrow I_c = 6{,}4\ \text{A} \rightarrow L_c = 17\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$
$S_p = 1{,}5\ \text{mm}^2$

- Circuito 28: iluminação

$P_c = 1.400\ \text{W} \rightarrow I_c = 7{,}0\ \text{A} \rightarrow L_c = 15\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$

$$N_{cir} = 2 \rightarrow F_a = 0{,}80 \rightarrow I_c = \frac{6{,}3}{0{,}80} = 7{,}8\ \text{A} \rightarrow L_c = 15\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$$

$S_p = 1{,}5\ \text{mm}^2$

- Circuito 29: tomadas

$P_c = 1.800\ \text{W} \rightarrow I_c = 9{,}0\ \text{A} \rightarrow L_c = 15\ \text{m} \rightarrow S_c = 2{,}5\ \text{mm}^2$ (valor mínimo)

$$N_{cir} = 2 \rightarrow F_a = 0{,}80 \rightarrow I_c = \frac{9{,}0}{0{,}80} = 11{,}2\ \text{A} \rightarrow L_c = 15\ \text{m} \rightarrow S_c = 2{,}5\ \text{mm}^2\ \text{(valor mínimo)}$$

- Circuito 30: iluminação

$P_c = 1.000\ \text{W} \rightarrow I_c = 5\ \text{A} \rightarrow L_c = 25\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$

$$N_{cir} = 2 \rightarrow F_a = 0{,}80 \rightarrow I_c = \frac{5{,}0}{0{,}80} = 6{,}2\ \text{A} \rightarrow L_c = 25\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$$

$S_p = 1{,}5\ \text{mm}^2$

- Circuito 31: tomadas

$P_c = 3.200\ \text{W} \rightarrow I_c = 16{,}1\ \text{A} \rightarrow L_c = 35\ \text{m} \rightarrow S_c = 4\ \text{mm}^2$

$$N_{cir} = 2 \rightarrow F_a = 0{,}80 \rightarrow I_c = \frac{16{,}1}{0{,}80} = 20\ \text{A} \rightarrow L_c = 35\ \text{m} \rightarrow S_c = 6\ \text{mm}^2$$
$$S_p = 6\ \text{mm}^2$$

- Circuito 32: iluminação

$$P_c = 4.000\ \text{W} \rightarrow I_c = 20{,}2\ \text{ou}\ 2.800\ \text{W} \rightarrow L_c = 60\ \text{m} \rightarrow I_c = 14{,}1\ \text{A} \rightarrow S_c = 10\ \text{mm}^2$$
$$S_p = 10\ \text{mm}^2$$

O valor de 2.800 W corresponde à parte do circuito mais carregada (veja planta 2).

- Circuito 33: iluminação

$$P_c = 480\ \text{W} \rightarrow I_c = 2{,}4\ \text{A} \rightarrow L_c = 15\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$$
$$N_{cir} = 2 \rightarrow F_a = 0{,}80 \rightarrow I_c = \frac{2{,}4}{0{,}80} = 3{,}0\ \text{A} \rightarrow L_c = 15\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$$
$$S_p = 1{,}5\ \text{mm}^2$$

- Circuito 34: iluminação

$$P_c = 640\ \text{W} \rightarrow I_c = 3{,}2\ \text{A} \rightarrow L_c = 10\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$$
$$N_{cir} = 2 \rightarrow F_a = 0{,}80 \rightarrow I_c = \frac{3{,}2}{0{,}80} = 4{,}0\ \text{A} \rightarrow L_c = 10\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$$
$$S_p = 1{,}5\ \text{mm}^2$$

- Circuito 35: tomadas

$$P_c = 2.600\ \text{W} \rightarrow I_c = 13{,}1\ \text{A} \rightarrow L_c = 10\ \text{m} \rightarrow S_c = 2{,}5\ \text{mm}^2\ \text{(valor mínimo)}$$
$$N_{cir} = 2 \rightarrow F_a = 0{,}80 \rightarrow I_c = \frac{13{,}1}{0{,}80} = 16{,}3\ \text{A} \rightarrow L_c = 10\ \text{m} \rightarrow S_c = 2{,}5\ \text{mm}^2$$
$$S_p = 2{,}5\ \text{mm}^2$$

- Circuito 36: iluminação

$$P_c = 800\ \text{W} \rightarrow I_c = 4{,}0\ \text{A} \rightarrow L_c = 13\ \text{m} \rightarrow S_c = 1{,}5\ \text{mm}^2$$
$$S_p = 1{,}5\ \text{mm}^2$$

- Circuito 37: tomadas trifásicas

$$P_c = 12.000\ \text{W} \rightarrow I_c = 20{,}2\ \text{A} \rightarrow L_c = 12\ \text{m} \rightarrow S_c = 2{,}5\ \text{mm}^2\ \text{(valor mínimo)}$$
$$N_{cir} = 2 \rightarrow F_a = 0{,}80 \rightarrow I_c = \frac{20{,}2}{0{,}80} = 25{,}0\ \text{A} \rightarrow L_c = 12\ \text{m} \rightarrow S_c = 2{,}5\ \text{mm}^2$$
$$S_p = 2{,}5\ \text{mm}^2$$

De acordo com a Seção 13.1.6 deste Apêndice, o condutor deve ter seção:

$$S_c = 4\ \text{mm}^2$$
$$S_p = 4\ \text{mm}^2$$

9.2 CIRCUITOS TERMINAIS DOS MOTORES

Condições de todos os circuitos para os condutores de fase, neutro e de proteção: condutor unipolar em PVC/70°C embutido em eletroduto de PVC e queda de tensão máxima permitida de 2%. O menor eletroduto utilizado deve ser de 1/2". Os eletrodutos serão de PVC, classificação B. Os eletrodutos serão enterrados sob o piso (método de instalação 61A – método de referência D). Admitir que a resistividade térmica do solo é de 2,5 K · m/W. Como não é permitido instalar condutor nu no interior de eletroduto, o condutor de proteção é da mesma característica do condutor de fase.

9.2.1 CCM1

9.2.1.1 Motor A: 30 cv

a) Condutores de fase

– Capacidade de condução de corrente

$I_c = 43{,}3\ \text{A} \rightarrow S_{cf} = 10\ \text{m}^2$ (Tabela 3.4 – método de instalação n.º 61 A – referência D)

– Limite da queda de tensão

arccos 0,83 = 33,90°

$$\Delta V_c = \frac{\sqrt{3} \times 43{,}3 \times 5 \times 25 \times (2{,}2221 \times \cos 33{,}90 + 0{,}1207 \times \text{sen } 33{,}90)}{10 \times 1 \times 380} = 0{,}18\%$$

Os valores de R e X são dados na Tabela 3.22.

$$S_{cf} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 5 \times 43{,}3}{2 \times 380} = 0{,}88\ \text{mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{cf} = 10\ \text{mm}^2$

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 10\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{cp} = 10\ \text{mm}^2$

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{ei} = 3 \times S_{ecf} + 1 \times S_{ecp}$
$S_{ei} = 3 \times 50{,}2 + 1 \times 50{,}2 = 200{,}8\ \text{mm}^2$ (Tabela 3.46 – classificação B – 3 cabos: $> 40\%) \rightarrow \phi_{ei} = 1''$
$S_{ecf} = 50{,}2\ \text{mm}^2$ (Tabela 3.48)
S_{ecf} – seção externa do condutor fase
S_{ecp} – seção externa do condutor de proteção
$S_{cp} = 10\ \text{mm}^2$

9.2.1.2 Motor B: 7,5 cv

a) Condutores de fase

– Capacidade de condução da corrente

$I_c = 11{,}9\ \text{A} \rightarrow S_{cf} = 2{,}5\ \text{mm}^2$ (valor mínimo permitido)

– Fator de correção de agrupamento

$N_{ch} = 6 \rightarrow F_a = 0{,}57$

$$I_c = \frac{11{,}9}{0{,}57} = 20{,}8\ \text{A} \rightarrow S_{cf} = 2{,}5\ \text{mm}^2$$

– Limite da queda de tensão

$$S_{cf} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 30 \times 11{,}9}{2 \times 380} = 1{,}45\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{cf} = 2{,}5\ \text{mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{cf} = 2{,}5\ \text{mm}^2$

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 2{,}5\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{cp} = 2{,}5\ \text{mm}^2$

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{ei} = 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 112{,}8 \rightarrow \phi_{ei} = 3/4''$
$S_{ecf} = 28{,}2\ \text{mm}^2$ (Tabela 3.48)

d) Eletrodutos de distribuição

– Trecho 1 – 2

$S_{ei} = 6 \times 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 535{,}8\ \text{mm}^2$ (Tabela 3.46 – classificação B – 3 cabos: $> 40\%$) $\rightarrow \phi_{ei} = 1\ 1/2''$

– Trecho 2 – 3

$S_{ei} = 4 \times 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 366{,}6\ \text{mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 1\ 1/4''$

– Trecho 3 – 4

$S_{et} = 2 \times 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 197{,}4 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{et} = 1''$

9.2.2 CCM2

9.2.2.1 Motor C: 5 cv

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

  $I_c = 7{,}9 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 2{,}5\text{mm}^2$ (valor mínimo permitido)

- Fator de correção de agrupamento

  $N_{cir} = 15 \rightarrow F_a = 0{,}45$

$$I_c = \frac{7{,}9}{0{,}45} = 17{,}5 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 2{,}5 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{cf} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 25 \times 7{,}9}{2 \times 380} = 0{,}80 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{cf} = 2{,}5 \text{ mm}^2$

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 2{,}5 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{cp} = 2{,}5 \text{ mm}^2$

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{et} = 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 112{,}8 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{et} = 3/4''$

9.2.2.2 Motor D: 3 cv

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução da corrente

  $I_c = 5{,}5 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 2{,}5 \text{ mm}^2$ (valor mínimo permitido)

- Fator de correção de agrupamento

  $N_{cir} = 15 \rightarrow F_a = 0{,}45$

$$I_c = \frac{5{,}5}{0{,}45} = 12{,}2 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 2{,}5 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{cf} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 26 \times 5{,}5}{2 \times 380} = 0{,}58 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{cf} = 2{,}5 \text{ mm}^2$

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 2{,}5 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{cp} = 2{,}5 \text{ mm}^2$

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{et} = 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 112{,}8 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{et} = 3/4''$

d) Eletrodutos de distribuição

– Trecho 1 – 2

$S_{et} = 15 \times 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 1.297{,}2 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{et} = 2\ 1/2''$

– Trecho 2 – 3

$S_{el} = 7 \times 3 \times 28{,}2 + 2 \times 28{,}2 = 620{,}4\ \text{mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 2''$

– Trecho 3 – 4, 2 – 5, 6 – 7 e 8 – 9

$S_{el} = 2 \times 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 197{,}4\ \text{mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 1''$

– Trecho 2 – 6

$S_{el} = 7 \times 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 620{,}4\ \text{mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 2''$

– Trecho 6 – 8

$S_{el} = 3 \times 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 282\ \text{mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 1\ 1/4''$

9.2.3 CCM3

9.2.3.1 Motor F: 10 cv

a) Condutores de fase

Capacidade de condução de corrente

$I_c = 15{,}4\ \text{A} \rightarrow S_{cf} = 2{,}5\ \text{mm}^2$ (valor mínimo permitido)

- Fator de correção de agrupamento

$N_{cir} = 7 \rightarrow F_a = 0{,}54$

$$I_c = \frac{15{,}4}{0{,}54} = 28{,}5\ \text{A} \rightarrow S_{cf} = 4\ \text{mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{cf} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 20 \times 15{,}4}{2 \times 380} = 1{,}2\,\text{mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{cf} = 4\ \text{mm}^2$

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 4\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{cf} = 4\ \text{mm}^2$

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{el} = 3 \times 36{,}3 + 1 \times 36{,}3 = 145{,}2\ \text{mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 1''$

9.2.3.2 Motor G: 5 cv

a) Condutores de fase

– Capacidade de condução da corrente

$I_c = 7{,}9\ \text{A} \rightarrow S_{cf} = 2{,}5\ \text{mm}^2$ (valor mínimo permitido)

– Fator de correção de agrupamento

$N_{cir} = 3 \rightarrow F_a = 0{,}70$

$$I_c = \frac{7{,}9}{0{,}70} = 11{,}2\ \text{A} \rightarrow S_{cf} = 2{,}5\ \text{mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{cf} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 17 \times 7{,}9}{2 \times 380} = 0{,}54\,\text{mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{cf} = 2{,}5\ \text{mm}^2$

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 2{,}5\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{cp} = 2{,}5\ \text{mm}^2$

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{ei} = 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 112{,}8 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 3/4''$

d) Eletrodutos de distribuição

- Trecho 1 – 2

$S_{ei} = 7 \times 3 \times 36{,}3 + 1 \times 36{,}3 = 798{,}6 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 2''$

- Trecho 3 – 4

$S_{ei} = 3 \times 3 \times 36{,}3 + 1 \times 36{,}3 = 363 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 1\ 1/4''$

- Trecho 1 – 5

$S_{ei} = 3 \times 3 \times 28{,}2 + 1 \times 28{,}2 = 282 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 1\ 1/4''$

9.2.4 CCM4

9.2.4.1 Motor M: 250 cv

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$I_c = 327{,}4 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 300 \text{ mm}^2$ (método de instalação 61 A – referência D)

- Limite da queda de tensão

$$S_{cf} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 10 \times 327{,}4}{2 \times 380} = 13{,}3 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{cf} = 300 \text{ mm}^2$

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 300 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{cp} = 150 \text{ mm}^2$

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{ei} = 3 \times S_{ecf} + 1 \times S_{ecp}$
$S_{ecf} = 683{,}5 \text{ mm}^2$ (Tabela 3.48)
$S_{ecp} = 359{,}6 \text{ mm}^2$ (Tabela 3.48)
$S_{ei} = 3 \times 683{,}5 + 1 \times 359{,}6 = 2.410{,}1 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 3\ 1/2''$ (aço carbono extra)

9.2.5 CCM5

9.2.5.1 Motor E: 7,5 cv

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$I_c = 11{,}9 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 2{,}5 \text{ mm}^2$ (valor mínimo permitido)

- Fator de correção de agrupamento

$N_{cir} = 9 \rightarrow F_a = 0{,}50$

$$I_c = \frac{11{,}9}{0{,}50} = 23{,}8 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 2{,}5 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{cf} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 20 \times 11{,}9}{2 \times 380} = 0{,}96 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{cf} = 4 \text{ mm}^2$

Veja nota da Seção 9.2.5.2.

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{cp} = 4 \text{ mm}^2$

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{ei} = 3 \times 36,3 + 1 \times 36,3 = 145,2 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 1''$

9.2.5.2 Motor H: 15 cv

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução da corrente

$I_c = 26,0 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 4 \text{ mm}^2$

- Fator de correção de agrupamento

$N_{cir} = 9 \rightarrow F_a = 0,50$

$I_c = \frac{26,0}{0,50} = 52,0 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 10 \text{ mm}^2$

- Limite da queda de tensão

$$S_{cf} = \frac{173,2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_f} = \frac{173,2 \times (1/56) \times 18 \times 26}{2 \times 380} = 1,9 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{cf} = 10 \text{ mm}^2$

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 10 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{cp} = 10 \text{ mm}^2$

Nota: como não é permitido instalar no mesmo duto condutores com 4 seções de diferença, optou-se por elevar a seção dos condutores dos motores de 7,5 cv de 2,5 mm² para 4 mm², ou seja, 4, 6 e 10 mm², caracterizando assim um agrupamento de *cabos semelhantes*. Poder-se-ia optar por adotar eletrodutos separados para os motores de 7,5 e 15 cv.

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{ei} = 3 \times 50,2 + 1 \times 50,2 = 200,8 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 1''$

d) Eletrodutos de distribuição

- Trecho 1 – 2

$S_{ei} = 3 \times 3 \times 36,3 + 6 \times 3 \times 50,2 + 1 \times 36,3 + 1 \times 50,2 = 1.316,8 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 2\ 1/2''$

- Trecho 2 – 3

$S_{ei} = 3 \times 3 \times 36,3 + 3 \times 3 \times 50,2 + 1 \times 36,3 + 1 \times 50,2 = 865,0 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 2''$

- Trecho 3 – 4

$S_c = 3 \times 3 \times 50,2 + 1 \times 50,2 = 502,0 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 1\ 1/2''$

- Trecho 3 – 5

$S_{ei} = 3 \times 3 \times 36,3 + 1 \times 36,3 = 363 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{ei} = 1\ 1/4''$

9.2.6 CCM6

9.2.6.1 Motor I: 20 cv

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$I_c = 28,8 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 4 \text{ mm}^2$

- Fator de correção de agrupamento

$N_{ch} = 8 \rightarrow F_a = 0{,}52$

$$I_c = \frac{28{,}8}{0{,}52} = 55{,}3 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 16 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{cf} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 24 \times 28{,}8}{2 \times 380} = 2{,}8 \text{ mm}^2$$

Seção adotada: $S_{cf} = 16 \text{ mm}^2$

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 16 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{cp} = 16 \text{ mm}^2$

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{el} = 3 \times 63{,}6 + 1 \times 63{,}6 = 254{,}4 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 1\ 1/4''$

d) Eletrodutos de distribuição

- Trecho 1 – 2

$S_{el} = 8 \times 3 \times 63{,}6 + 1 \times 63{,}6 = 1.590 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 3''$

- Trecho 2 – 3

$S_{el} = 4 \times 3 \times 63{,}6 + 1 \times 63{,}6 = 826{,}8 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 2''$

9.2.7 CCM7

9.2.7.1 Motor K: 30 cv

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$I_c = 43{,}3 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 10 \text{ mm}^2$

- Fator de correção de agrupamento

$N_{ch} = 5 \rightarrow F_a = 0{,}60$

$$I_c = \frac{43{,}3}{0{,}60} = 72{,}1 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 25 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{cf} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 22 \times 43{,}3}{2 \times 380} = 3{,}8 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{cf} = 25 \text{ mm}^2$

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 25 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{cp} = 16 \text{ mm}^2$

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{el} = 3 \times 91{,}6 + 1 \times 63{,}6 = 338{,}4 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 1\ 1/4''$

d) Eletrodutos de distribuição

- Trecho 1–2 e 1–3

$S_{el} = 5 \times 3 \times 91{,}6 + 1 \times 63{,}6 = 1.437{,}6 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 3''$

- Trecho 2–4 e 3–5

$S_{el} = 3 \times 3 \times 91{,}6 + 1 \times 63{,}6 = 888 \text{ mm}^2 \rightarrow \phi_{el} = 2\ 1/2''$

9.2.8 CCM8

9.2.8.1 Motor J: 25 cv

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$I_c = 35{,}5$ A $\rightarrow$ $S_{cf} = 6$ mm²

- Fator de correção de agrupamento

$N_{cir} = 10 \rightarrow F_a = 0{,}50$

$$I_c = \frac{35{,}5}{0{,}50} = 71{,}0 \text{ A} \rightarrow S_{cf} = 25 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{cf} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 23 \times 35{,}5}{2 \times 380} = 3{,}3 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{cf} = 25$ mm²

b) Condutor de proteção

$S_{cf} = 25$ mm² $\rightarrow$ $S_{cp} = 16$ mm²

c) Eletroduto de ligação individual dos motores

$S_{el} = 3 \times 91{,}6 + 1 \times 63{,}6 = 338{,}4$ mm² $\rightarrow \phi_{el} = 1\ 1/4''$

d) Eletrodutos de distribuição

- Trecho 1–2

$S_{el} = 10 \times 3 \times 91{,}6 + 1 \times 63{,}6 = 2.811{,}6$ mm² $\rightarrow \phi_{el} = 3\ 1/2''$ (eletroduto de aço carbono – Tabela 3.46)

- Trecho 2–3

$S_{el} = 6 \times 3 \times 91{,}6 + 1 \times 63{,}6 = 1.712{,}4$ mm² $\rightarrow \phi_{el} = 3''$

9.3 CIRCUITOS DE DISTRIBUIÇÃO DOS CCMs E QDLs

Condições de todos os circuitos para os condutores de fase, neutro e de proteção: condutor unipolar, isolação em PVC/70°C, instalado em canaleta fechada (método de instalação 61A – referência D da Tabela 3.4) e queda de tensão máxima permitida de 3%. Os cabos são instalados na canaleta, juntos sem espaçamento entre eles. Cada circuito será instalado no interior da canaleta na formação trifólio, amarrado com abraçadeira plástica e identificado através de plaquetas. Para cada circuito será determinada a seção do condutor de proteção para que se possa, no final, indicar a maior seção do condutor de proteção como sendo uma única seção para cada linha de dutos, ou seja: 1) canaleta na direção QGF–CCM8; 2) canaleta na direção QGF–CCM6. O cabo de proteção é isolado e da mesma natureza que os condutores de fase.

9.3.1 Circuito QGF-QDL1

Será instalado na canaleta 1 (veja planta 1).

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$$I_{qdl1} = \frac{D_{qdl1}}{\sqrt{3} + V_{ff}} = \frac{47.860}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}90} = 80{,}7 \text{ A} \rightarrow S_{qdl1} = 25 \text{ mm}^2$$ (Tabela 3.6, de acordo com o método de instalação 61A – Tabela 3.4 – método de referência D)

- Fator de correção de agrupamento para a linha de duto QGF – CCM8

  N_{cond} = 3 circuitos × 4 condutores carregados (QDL1 – QDL3 – QDL4) + 2 circuitos × 3 condutores carregados (CCM7 – CCM8) = 12 + 6 = 18 condutores carregados.

Como o CCM7 e o CCM8 deverão ser alimentados cada um por um circuito com dois condutores por fase, logo o valor N_{cond} = 18 + 6 = 24 condutores carregados. Veja Seção 9.3.13 deste Apêndice.

N_{cond} = 24 condutores

$$N_{cr} = \frac{24}{3} = 8 \rightarrow F_a = 0{,}52$$

$$I_{qdl1} = \frac{80{,}7}{0{,}52} = 155{,}1 \text{ A} \rightarrow S_{qdl4} = 95 \text{ mm}^2$$ (Tabela 3.6 – referência D para 3 condutores carregados)

- Limite da queda de tensão

$$S_{qdl1} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 32 \times 80{,}7}{3 \times 380} = 7{,}0 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: S_{qdl1} = 95 mm²

b) Condutor neutro

S_{qdl1} = 95 mm² → S_{nqdl1} = 50 mm²

c) Condutor de proteção

S_{qdl1} = 95 mm² → S_{pqdl1} = 50 mm²

9.3.2 Circuito QGF-QDL2

Será instalado na canaleta 2 (veja planta 1).

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$$I_{qdl2} = \frac{D_{qdl2}}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{56.540}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}90} = 95{,}4 \text{ A} \rightarrow S_{qdl2} = 35 \text{ mm}^2$$

- Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM6

  N_{cond} = 3 circuitos × 4 condutores carregados (QDL2 – QDL5 – QDL6) + 6 circuitos × 3 condutores carregados (CCM1 – CCM2 – CCM3 – CCM4 – CCM5 – CCM6) = 12 + 18 = 30 condutores carregados.

Como os CCM4 e CCM6 deverão ser alimentados cada um por um circuito, respectivamente com quatro e dois condutores por fase. Logo, o valor N_{cond} = 30 + 12 = 42 condutores carregados. Veja Seções 9.3.10 e 9.3.12 deste Apêndice.

$$N_{cr} = \frac{42}{3} = 14 \rightarrow F_a = 0{,}45$$

$$I_{qdl2} = \frac{95{,}4}{0{,}45} = 212 \text{ A} \rightarrow S_{qdl2} = 150 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{qdl2} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 92 \times 95{,}4}{3 \times 380} = 23{,}8 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: S_{qdl2} = 150 mm²

b) Condutor neutro

$S_{qdl2} = 150\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{nqdl2} = 70\ \text{mm}^2$

c) Condutor de proteção

$S_{qdl2} = 150\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{pqdl2} = 70\ \text{mm}^2$

9.3.3 Circuito QGF-QDL3

$$I_{qdl3} = \frac{D_{qdl3}}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{7.980}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,90}$$

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$$I_{qdl3} = \frac{D_{qdl3}}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{7.980}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,90} = 13,4\ \text{A} \rightarrow S_{qdl3} = 2,5\ \text{mm}^2 \text{ (valor mínimo permitido)}$$

- Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM8

$N_{cond} = 24$ condutores

$$N_{cir} = \frac{24}{3} = 8 \rightarrow F_a = 0,52$$

$$I_{qdl3} = \frac{13,4}{0,52} = 25,7\ \text{A} \rightarrow S_{qdl3} = 4\ \text{mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{qdl3} = \frac{173,2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173,2 \times (1/56) \times 48 \times 13,4}{3 \times 380} = 1,74\ \text{mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{qdl3} = 4\ \text{mm}^2$

b) Condutor neutro

$S_{qdl3} = 4\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{nqdl3} = 4\ \text{mm}^2$

c) Condutor de proteção

$S_{qdl3} = 4\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{pqdl3} = 4\ \text{mm}^2$

9.3.4 Circuito QGF-QDL4

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$$I_{qdl4} = \frac{D_{qdl4}}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{4.780}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,90} = 8,0\ \text{A} \rightarrow S_{qdl6} = 2,5\ \text{mm}^2 \text{ (valor mínimo permitido)}$$

- Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM8

$N_{cond} = 24$ condutores

$$N_{cir} = \frac{24}{3} = 8 \rightarrow F_a = 0,52$$

$$I_{qdl4} = \frac{8,0}{0,52} = 15,3\ \text{A} \rightarrow S_{qdl6} = 2,5\ \text{mm}^2 \text{ (valor mínimo permitido)}$$

Como os condutores de seção de 2,5 mm² conduzem 30% de sua capacidade nominal de corrente, podem não ser considerados para efeito do fator de agrupamento.

- Limite da queda de tensão

$$S_{qdl4} = \frac{173,2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173,2 \times (1/56) \times 29 \times 8,0}{3 \times 380} = 0,62 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{qdl4} = 2,5$ mm² (valor mínimo)

b) Condutor neutro

$S_{qdl4} = 2,5 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{nqdl4} = 2,5 \text{ mm}^2$

c) Condutor de proteção

$S_{qdl4} = 2,5 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{nqdl4} = 2,5 \text{ mm}^2$

9.3.5 Circuito QGF-QDL5

a) Condutores de fase

• Capacidade de condução de corrente

$$I_{qdl5} = \frac{D_{qdl5}}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{13.880}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,90} = 23,4 \text{ A} \rightarrow S_{qdl5} = 2,5 \text{ mm}^2$$

• Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM6

$N_{ccocl} = 42$ condutores

$$N_{cir} = \frac{42}{3} = 14 \rightarrow F_a = 0,45$$

$$I_{qdl5} = \frac{23,4}{0,45} = 52 \text{ A} \rightarrow S_{qdl5} = 10 \text{ mm}^2$$

– Limite da queda de tensão

$$S_{qdl5} = \frac{173,2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173,2 \times (1/56) \times 18 \times 23,4}{3 \times 380} = 1,1 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{qdl5} = 10$ mm²

b) Condutor neutro

$S_{qdl5} = 10 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{nqdl5} = 10 \text{ mm}^2$

c) Condutor de proteção

$S_{qdl5} = 10 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{nqdl5} = 10 \text{ mm}^2$

9.3.6 Circuito QGF-QDL6

a) Condutores de fase

• Capacidade de condução de corrente

$$I_{qdl6} = \frac{D_{qdl6}}{\sqrt{3} \times V_{ff}} = \frac{16.520}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,90} = 27,8 \text{ A} \rightarrow S_{qdl6} = 4 \text{ mm}^2$$

• Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM6

$N_{cond} = 42$ condutores

$$N_{cir} = \frac{42}{3} = 14 \rightarrow F_a = 0,45$$

$$I_{qdl6} = \frac{27,8}{0,45} = 61,7 \text{ A} \rightarrow S_{qdl6} = 16 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{qdf6} = \frac{173,2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173,2 \times (1/56) \times 64 \times 27,8}{3 \times 380} = 4,8 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{qdf6} = 16 \text{ mm}^2$

b) Condutor neutro

$S_{qdf6} = 16 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{nqdf6} = 16 \text{ mm}^2$

c) Condutor de proteção

$S_{qdf6} = 16 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{pqdf6} = 16 \text{ mm}^2$

9.3.7 Circuito QGF-CCM1

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$S_{ccm1} = 2 \times 43,3 + 6 \times 11,9 = 158,0 \text{ A} \rightarrow S_{ccm1} = 95 \text{ mm}^2$ (método de instalação n.º 61A – referência D)

- Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM6

$N_{cond} = 42$ condutores

$$N_{cir} = \frac{42}{3} = 14 \rightarrow F_a = 0,45$$

$$I_{ccm1c} = \frac{158,0}{0,45} = 351,1 \text{ A} \rightarrow S_{ccm1c} = 400 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{ccm1} = \frac{173,2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173,2 \times (1/56) \times 17 \times 158,0}{3 \times 380} = 7,2 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{ccm1} = 400 \text{ mm}^2$

b) Condutor neutro

$S_{ccm1} = 400 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{nccm1} = 240 \text{ mm}^2$

c) Condutor de proteção

$S_{ccm1} = 400 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{pccm1} = 240 \text{ mm}^2$

9.3.8 Circuito QGF-CCM2

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$I_{ccm2} = 6 \times 7,9 + 9 \times 5,5 = 96,9 \text{ A} \rightarrow S_{ccm2} = 35 \text{ mm}^2$

- Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM6

$$I_{ccm2c} = \frac{96,6}{0,45} = 214,6 \text{ A} \rightarrow S_{ccm2c} = 150 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{ccm2} = \frac{173,2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173,2 \times (1/56) \times 47 \times 96,5}{3 \times 380} = 12,3 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{ccm2} = 150 \text{ mm}^2$

b) Condutor neutro

$S_{ccm2} = 150\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{nccm2} = 70\ \text{mm}^2$

c) Condutor de proteção

$S_{ccm2} = 150\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{pccm2} = 70\ \text{mm}^2$

9.3.9 Circuito QGF-CCM3

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$I_{ccm3} = 7 \times 15{,}4 + 3 \times 7{,}9 = 131{,}5\ \text{A} \rightarrow S_{ccm3} = 70\ \text{mm}^2$

- Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM6

$$I_{ccm3c} = \frac{131{,}5}{0{,}45} = 292{,}2\ \text{A} \rightarrow S_{ccm3c} = 240\ \text{mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{ccm3} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 61 \times 131{,}5}{3 \times 380} = 21{,}7\ \text{mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{ccm3} = 240\ \text{mm}^2$

b) Condutor neutro

$S_{ccm3} = 240\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{nccm3} = 120\ \text{mm}^2$

c) Condutor de proteção

$S_{ccm3} = 240\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{pccm3} = 120\ \text{mm}^2$

9.3.10 Circuito QGF-CCM4

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$I_{ccm4} = 2 \times 327{,}4 = 654{,}8\ \text{A} \rightarrow S_{ccm4} = 2 \times 300\ \text{mm}^2$

- Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM6

$$I_{ccm4c} = \frac{654{,}8}{0{,}45} = 1.445{,}1\ \text{A}$$

$$\frac{I_{ccm4c}}{4} = \frac{1.445{,}1}{4} = 361{,}2\ \text{A} \rightarrow S_{ccm4c} = 4 \times 400\ \text{mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{ccm4} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 75 \times 654{,}8/4}{3 \times 380} = 33{,}3\ \text{mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{ccm4} = 4 \times 400\ \text{mm}^2$

b) Condutor neutro

$S_{ccm4} = 4 \times 400\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{nccm4} = 2 \times 400\ \text{mm}^2$

c) Condutor de proteção

$S_{ccm4} = 4 \times 400\ \text{mm}^2 \rightarrow S_{pccm4} = 2 \times 400\ \text{mm}^2$

9.3.11 Circuito QGF-CCM5

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$$I_{ccm5} = 3 \times 11{,}9 + 6 \times 26 = 191{,}7 \text{ A} \rightarrow S_{ccm5c} = 120 \text{ mm}^2$$

- Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM6

$$I_{ccm5c} = \frac{191{,}7}{0{,}45} = 426{,}0 \text{ A} \rightarrow S_{ccm5c} = 500 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{ccm5} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_g} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 97 \times 191{,}7}{3 \times 380} = 50{,}4 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{ccm5} = 500 \text{ mm}^2$

b) Condutor neutro

$$S_{ccm5} = 500 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{nccm5} = 185 \text{ mm}^2$$

c) Condutor de proteção

$$S_{ccm5} = 500 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{pccm5} = 240 \text{ mm}^2$$

9.3.12 Circuito QGF-CCM6

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$$I_{ccm6} = 8 \times 28{,}8 = 230{,}4 \text{ A} \rightarrow S_{ccm6} = 150 \text{ mm}^2$$

- Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM6

$$I_{ccm6c} = \frac{230{,}4}{0{,}45} = 512{,}0 \text{ A} \rightarrow \frac{512}{2} = 256 \text{ A} \rightarrow S_{ccm6c} = 2 \times 185 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{ccm6} = \frac{173{,}2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_g} = \frac{173{,}2 \times (1/56) \times 115 \times 230{,}4/2}{3 \times 380} = 35{,}9 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{ccm6} = 2 \times 185 \text{ mm}^2$

b) Condutor neutro

$$S_{ccm6} = 2 \times 185 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{nccm6} = 185 \text{ mm}^2$$

c) Condutor de proteção

$S_{ccm6} = 2 \times 185 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{pccm6} = 185 \text{ mm}^2$ (adotado 240 mm² em conformidade com o condutor de proteção do CCM4)

9.3.13 Circuito QGF-CCM7

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$$I_{ccm7} = 10 \times 43{,}3 = 433 \text{ A} \rightarrow S_{ccm7} = 500 \text{ mm}^2$$

- Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM8

$$I_{ccm7c} = \frac{433}{0{,}52} = 832{,}6 \text{ A}$$

$$\frac{832,6}{2} = 416,3 \text{ A} \rightarrow S_{ccm7c} = 2 \times 500 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{ccm1} = \frac{173,2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173,2 \times (1/56) \times 57 \times 433/2}{3 \times 380} = 33,4 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{ccm7} = 2 \times 500 \text{ mm}^2$

b) Condutor neutro

$S_{ccm7} = 2 \times 500 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{nccm7} = 1 \times 500 \text{ mm}^2$

c) Condutor de proteção

$S_{ccm7} = 2 \times 500 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{pccm7} = 1 \times 500 \text{ mm}^2$

9.3.14 Circuito QGF-CCM8

a) Condutores de fase

- Capacidade de condução de corrente

$I_{ccm8} = 10 \times 35,5 = 355,0 \text{ A} \rightarrow S_{ccm8} = 400 \text{ mm}^2$

- Fator de correção para agrupamento para a linha de duto QGF – CCM8

$$I_{ccm8c} = \frac{355}{0,52} = 682 \text{ A}$$

$$\frac{682}{2} = 341,0 \text{ A} \rightarrow S_{ccm8c} = 2 \times 400 \text{ mm}^2$$

- Limite da queda de tensão

$$S_{ccm8} = \frac{173,2 \times \rho \times L_c \times I_c}{\Delta V\% \times V_{ff}} = \frac{173,2 \times (1/56) \times 87 \times 355,0/2}{3 \times 380} = 41,9 \text{ mm}^2$$

– Seção adotada: $S_{ccm8} = 2 \times 400 \text{ mm}^2$

b) Condutor neutro

$S_{ccm8} = 2 \times 400 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{nccm8} = 400 \text{ mm}^2$

c) Condutor de proteção

$S_{ccm8} = 2 \times 400 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{pccm8} = 400 \text{ mm}^2$

9.3.15 Seção do Condutor de Proteção

Em cada linha de duto será instalado um condutor de proteção que atenda à condição de maior seção dentre aquelas determinadas para cada circuito.

a) Canaleta na direção QGF-CCM8

$S_{cp} = 1 \times 500 \text{ mm}^2$ (condutor nu)

b) Canaleta na direção QGF-CCM6

$S_{cp} = 2 \times 400 \text{ mm}^2$ (condutor nu)

9.3.16 Dimensionamento das Canaletas

Os cabos serão arranjados no interior das canaletas, conforme já explanado na Seção 9.3. As dimensões da canaleta serão determinadas através do seu perímetro P_c que os cabos irão ocupar.

a) Canaleta na direção QGF-CCM8

$$P_c = 3 \times S_{95} + 1 \times S_{50N} + 3 \times S_4 + 1 \times S_{4N} + 3 \times S_{2,5} + 1 \times S_{2,5N} + 2 \times 3 \times S_{500} + 1 \times S_{500N} + 2 \times 3 \times S_{400} + 1 \times S_{400N} + 1 \times S_{500}$$

$$P_c = 3 \times 246 + 151,7 + 3 \times 36,3 + 1 \times 36,3 + 3 \times 28,2 + 1 \times 28,2 + 2 \times 3 \times 1.092,7 + 2 \times 1.092,7 + 2 \times 3 \times 881,40 + 1 \times 881,40 + 1 \times 1.092,7$$

$$S_{can} = 16.059,1 \text{ mm}^2$$

$$S_{can} = \frac{16.059,1}{0,30} = 53.530 \text{ mm}^2$$

- Dimensões da canaleta: 500 × 500 mm (valor adotado) → $P_c = 500 \times 500 = 250.000$ mm².

Nota.: os cabos devem ser arranjados no interior da canaleta de forma que os conjuntos em trifólio sejam reunidos em agrupamento de *cabos semelhantes*.

b) Canaleta na direção QGF-CCM6

$$P_c = 3 \times S_{150} + 1 \times S_{70N} + 3 \times S_{10} + 1 \times S_{10N} + 3 \times S_{16} + 1 \times S_{16N} + 3 \times S_{400} + 1 \times S_{240N} + 3 \times S_{150} + 1 \times S_{70N} + 3 \times S_{240} + 1 \times S_{120N} + 4 \times 3 \times S_{400} + 2 \times S_{400N} + 3 \times S_{500} + 1 \times S_{185} + 2 \times 3 \times S_{185} + 1 \times S_{185N} + 2 \times S_{400N}$$

$$P_c = 3 \times 359,60 + 188,7 + 3 \times 50,2 + 1 \times 50,2 + 3 \times 63,6 + 1 \times 63,6 + 3 \times 881,4 + 559,9 + 3 \times 359,6 + 188,7 + 3 \times 559,9 + 1 \times 289,5 + 4 \times 3 \times 881,4 + 2 \times 881,4 + 3 \times 1.092,7 + 1 \times 444,8 + 2 \times 3 \times 444,8 + 1 \times 444,8 + 2 \times 881,4$$

$$S_{can} = 29.102,4 \text{ mm}$$

$$S_{can} = \frac{29.102,4}{0,30} = 97.008 \text{ mm}^2$$

- Dimensões da canaleta: 500 × 500 mm (valor adotado) → $P_c = 500 \times 500 = 250.000$ mm² (veja Nota da Seção 9.3.16(a) deste Apêndice)

O leitor deve observar que o custo dos circuitos de distribuição poderiam ser reduzidos se adotado um arranjo dos condutores em que esses condutores fossem espaçados de um valor igual ao dobro do seu diâmetro. Neste caso, não haveria necessidade de aplicar o fator de agrupamento que elevou em muito a seção dos condutores. As canaletas, no entanto, deveriam ser redimensionadas.

9.4 CIRCUITO DE ALIMENTAÇÃO DO QGF

Condições dos circuitos para os condutores de fase, neutro e de proteção: condutor unipolar, isolação em XLPE/90°C, embutido em canaleta fechada e queda de tensão máxima permitida de 2%. Os condutores são distribuídos nas paredes e fundo da canaleta com um espaçamento igual ao dobro do seu diâmetro. Será adotado, portanto, o método de instalação 61A – método de referência D.

a) Condutores de fase para cada transformador

- Capacidade de condução da corrente

$$I_{tr1} = I_{tr2} = \frac{750}{\sqrt{3} \times 0,38} = 1.139,5 \text{ A} \rightarrow \frac{1.139,5}{3} = 379,8 \text{ A} \rightarrow S_{tr1} = S_{tr2} = 3 \times 300 \text{ mm}^2$$

- Fator de correção para agrupamento

Os cabos serão fixados espaçados no interior da canaleta com o dobro do seu diâmetro. Portanto, não haverá necessidade de aplicar nenhum fator de agrupamento.

- Limite da queda de tensão

$$S_{tr1} = S_{tr2} = \frac{173,2 \times (1/56) \times 16 \times (1.139,5/3)}{2 \times 380} = 24,7 \text{ mm}^2$$

b) Condutor neutro

$$S_{ntr1} = S_{ntr2} = 2 \times 300 \text{ mm}^2$$

Adotou-se a seção dos condutores neutros com a mesma seção dos condutores de fase para facilidade de manutenção de emergência, quando, por ocasião de um defeito num dos condutores de fase, este possa ser permutado por um condutor neutro.

- Condutor de proteção

$$S_{tr1} = S_{tr2} = 4 \times 300 \text{ mm}^2 \rightarrow S_{ptr1} = S_{ptr2} = 500 \text{ mm}^2$$

10 DETERMINAÇÃO DA IMPEDÂNCIA DOS CIRCUITOS

Serão consideradas somente as impedâncias dos circuitos desde o ponto de entrega de energia (inclusive) até os terminais dos circuitos de distribuição, isto porque as correntes de curto-circuito serão também calculadas até os referidos pontos, onde estão localizadas todas as proteções dos motores e os dispositivos de comando e seccionamento. Serão escolhidas as seguintes bases:

$$P_b = 750 \text{ kVA}$$
$$V_b = 380 \text{ V} = 0{,}38 \text{ kV}$$
$$I_b = \frac{P_b}{\sqrt{3} \times V_b} = \frac{750}{\sqrt{3} \times 0{,}38} = 1.139 \text{ A}$$

10.1 SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DA INSTALAÇÃO INDUSTRIAL

10.1.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_{ss} \approx 0$$

b) Reatância

$$X_{ss} = \frac{P_b}{P_{cc}} = \frac{750}{176.500} = j0{,}00425pu$$

$$P_{cc} = 176{,}5 \text{ MVA} = 176.500 \text{ kVA}$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{ss} = 0 + j0{,}00425pu$$

10.1.2 Impedância de Seqüência Zero

Tratando-se de um transformador Δ primário e Y aterrado no secundário, tem-se:

a) Resistência

$$R_{s0s} = 0$$

b) Reatância

$$X_{s0s} = 0$$

10.2 TRANSFORMADOR DE FORÇA

10.2.1 Impedância de Seqüência Positiva

$$Z_{pt} = 5{,}5\% = 0{,}055pu$$
$$P_{cu} = 8.500 \text{ W}$$

a) Resistência

$$R_{pt} = \frac{P_{cu}}{10 \times P_{nt}} = \frac{8.500}{10 \times 750} = 1,133 = 0,011pu \text{ (nas bases de 750 kVA e 0,38 kV)}$$

b) Reatância

$$X_{nt} = \sqrt{0,055^2 - 0,011^2} = 0,053pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{nt} = 0,011 + j0,053pu$$

10.2.2 Impedância de Seqüência Zero

Como, em geral, a impedância de seqüência zero dos transformadores é muito próxima do valor da impedância de seqüência positiva, pode-se adotar:

a) Resistência

$$R_{t0t} = 0,011pu$$

b) Reatância

$$X_{at0t} = j0,053pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{t0t} = 0,011 + j0,053pu$$

10.3 Circuitos TR1-QGF ou TR2-QGF

10.3.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_{tc1} = \left(\frac{R_{at\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{cp}}\right) \times \left(\frac{P_b}{1.000 \times V_b^2}\right)$$

Sendo o termo $\frac{P_b}{1.000 \times V_b^2}$ constante, tem-se:

$$K = \frac{P_b}{1.000 \times V_b^2} = \frac{750}{1.000 \times 0,38^2} = 5,193$$

$$R_{tc1} = \left(\frac{R_{at\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{cp}}\right) \times K = \left(\frac{0,0781 \times 12}{1.000 \times 3}\right) \times 5,193 = 0,00162pu$$

b) Reatância

$$X_{tc1} = \left(\frac{X_{at\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{cp}}\right) \times \left(\frac{P_b}{1.000 \times V_b^2}\right)$$

$$X_{tc1} = \left(\frac{X_{at\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0,1068 \times 12}{1.000 \times 3}\right) \times 5,193 = 0,00221pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{tc1} = 0,00162 + j0,00221pu$$

10.3.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{uc01} = \left(\frac{R_{u0\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{cp}}\right) \times K = \left(\frac{1,8781 \times 12}{1.000 \times 3}\right) \times 5,193 = 0,03901 pu$$

b) Reatância

$$X_{uc01} = \left(\frac{X_{u0\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{2,4067 \times 12}{1.000 \times 3}\right) \times 5,193 = 0,04999 pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{uc01} = 0,03901 + j0,04999 pu$$

10.4 IMPEDÂNCIA PARALELA DOS DOIS TRANSFORMADORES E SEUS RESPECTIVOS CIRCUITOS

10.4.1 Impedância de Seqüência Positiva

$$\vec{Z}_{upp} = \frac{(\vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{uc1}) \times (\vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{uc1})}{(\vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{uc1}) + (\vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{uc1})} = \frac{\vec{Z}_1 \times \vec{Z}_2}{\vec{Z}_1 + \vec{Z}_2}$$

$$\vec{Z}_1 = \vec{Z}_2 = 0,011 + j0,053 + 0,00162 + j0,00221$$

$$\vec{Z}_1 = \vec{Z}_2 = 0,01262 + j0,05521 pu$$

$$\vec{Z}_{upt} = \frac{(0,01262 + j0,05521) \times (0,01262 + j0,05521)}{(0,01262 + j0,05521) + (0,01262 + j0,05521)}$$

$$\vec{Z}_{upt} = 0,00631 + j0,02760 pu$$

10.4.2 Impedância de Seqüência Zero

$$\vec{Z}_{u0pt} = \frac{(\vec{Z}_{u0tr} + \vec{Z}_{uc01}) \times (\vec{Z}_{u0tr} + \vec{Z}_{uc01})}{(\vec{Z}_{u0tr} + \vec{Z}_{uc01}) + (\vec{Z}_{u0tr} + \vec{Z}_{uc01})}$$

ou ainda:

$$\vec{Z}_{u0pt} = \frac{\vec{Z}_{u0tr} + \vec{Z}_{uc01}}{2} = \frac{0,011 + j0,053 + 0,03901 + j0,04999}{2}$$

$$\vec{Z}_{u0pt} = \frac{0,05001 + j0,10229}{2} = 0,02500 + j0,05149 pu$$

10.5 BARRAMENTOS DO QGF

Serão adotadas barras retangulares de cobre com 1/fase.

10.5.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_{ub1} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{nbp}}\right) \times K = \left(\frac{0,0273 \times 3,7}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,00052 pu$$

L_{b1} = 7,4 m (considerou-se metade da barra, admitindo-se que a alimentação da mesma seja efetuada no seu ponto central)

- Dimensão da barra: I_n = 1.139 A → 80" × 10" (Tabela 3.38 – valor inicial)

b) Reatância

$$X_{ab1} = \left(\frac{X_{ad1} \times L_c}{1.000 \times N_{nbp}}\right) \times K = \left(\frac{0,1530 \times 3,7}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,00294\,pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{ab1} = 0,00052 + j0,00294\,pu$$

10.5.2 Impedância de Seqüência Zero

Não será considerada, ou seja:

$$\vec{Z}_{ab01} = 0$$

10.6 IMPEDÂNCIA ACUMULADA ATÉ OS TERMINAIS DE SAÍDA DO QGF

10.6.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_{at} = 0,00631 + 0,00062 = 0,00693pu$$

b) Reatância

$$X_{at} = j0,00425 + j0,02760 + j0,00294 = j0,03479pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{at} = 0,00693 + j0,03479\,pu$$

10.6.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{at0} = 0,02500pu$$

b) Reatância

$$X_{at0} = j0,05149pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{at0} = 0,02500 + j0,05149\,pu$$

10.7 QGF-QDL1

10.7.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_a = \left(\frac{R_{at2} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0,2352 \times 32}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,03908\,pu$$

b) Reatância

$$X_{u} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_{c}}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{0,1090 \times 32}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,01811 pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u} = 0,03908 + j0,01811 pu$$

10.7.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o QDL1

a) Resistência

$$R_{u} = 0,00693 + 0,03908 = 0,04601 pu$$

b) Reatância

$$X_{u} = j0,03479 + j0,01811 = j0,05290 pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u} = 0,04601 + j0,05290 pu$$

10.7.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{u0} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_{c}}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{2,0352 \times 32}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,33820 pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_{c}}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{2,5325 \times 32}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,42084 pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0} = 0,33820 + j0,42084 pu$$

10.7.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o QDL1

a) Resistência

$$R_{u0} = 0,02500 + 0,33820 = 0,36320 pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = j0,05149 + j0,42084 = j0,47233 pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0} = 0,36320 + j0,47233 pu$$

10.8 QGF-QDL2

10.8.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_u = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0,1502 \times 92}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,07175pu$$

b) Reatância

$$X_u = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0,1074 \times 92}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,05131pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_u = 0,07175 + j0,07131pu$$

10.8.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o QDL2

a) Resistência

$R_{ut} = 0,00693 + 0,07175 = 0,07868pu$

b) Reatância

$X_{ut} = j0,03479 + j0,05131 = j0,08610pu$

c) Impedância

$\vec{Z}_{ut} = 0,07868 + j0,08610pu$

10.8.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{u0} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{1,9502 \times 92}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,93171pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{2,4843 \times 92}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 1,18688pu$$

c) Impedância

$\vec{Z}_{u0} = 0,93171 + j1,18688pu$

10.8.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o QDL2

a) Resistência

$R_{u0t} = 0,02500 + 0,93171 = 0,95671pu$

b) Reatância

$X_{u0t} = j0,05149 + j1,18688 = j1,23837pu$

c) Impedância

$\vec{Z}_{u0t} = 0,95671 + j1,23837pu$

10.9 QGF-QDL3

10.9.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_u = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{5{,}5518 \times 48}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 1{,}38386 pu$$

b) Reatância

$$X_u = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0{,}1279 \times 48}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}03188 pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_u = 1{,}38386 + j0{,}03188 pu$$

10.9.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o QDL3

a) Resistência

$$R_{ut} = 0{,}00693 + 1{,}38386 = 1{,}39079 pu$$

b) Reatância

$$X_{ut} = j0{,}03479 + j0{,}03188 = j0{,}06667 pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{ut} = 1{,}39079 + j0{,}06667 pu$$

10.9.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{u0} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{7{,}3552 \times 48}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 1{,}83338 pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{2{,}8349 \times 48}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}70663 pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0} = 1{,}83338 + j0{,}70663 pu$$

10.9.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o QDL3

a) Resistência

$$R_{u0t} = 0{,}02500 + 1{,}83338 = 1{,}85838 pu$$

b) Reatância

$$X_{u0t} = j0{,}05149 + j0{,}70663 = j0{,}75812 pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0t} = 1{,}85838 + j0{,}75812 pu$$

10.10 QGF-QDL4

10.10.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_{u} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_{c}}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{8,8882 \times 29}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 1,33853\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_{c}}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0,1345 \times 29}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,02025\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u} = 1,33853 + j0,02025\ pu$$

10.10.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o QDL4

a) Resistência

$$R_{ut} = 0,00693 + 1,33853 = 1,34546\ pu$$

b) Reatância

$$X_{ut} = j0,03479 + j0,02025 = j0,05504\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{ut} = 1,34546 + j0,05504\ pu$$

10.10.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{u0} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_{c}}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{10,6882 \times 29}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 1,60961\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_{c}}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{2,8755 \times 29}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,43304\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0} = 1,60961 + j0,43304\ pu$$

10.10.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o QDL4

a) Resistência

$$R_{ut0} = 0,02500 + 1,60961 = 1,63461\ pu$$

b) Reatância

$$X_{ut0} = j0,05149 + j0,43304 = j0,48453\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0i} = 1{,}63461 + j0{,}48453\ pu$$

10.11 QGF-QDL5

10.11.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_u = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times \mathrm{K} = \left(\frac{2{,}2221 \times 18}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}20770\ pu$$

b) Reatância

$$X_u = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0{,}1207 \times 18}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}01128\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_u = 0{,}20770 + j0{,}01128\ pu$$

10.11.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o QDL5

a) Resistência

$$R_{ut} = 0{,}00693 + 0{,}20770 = 0{,}21463\ pu$$

b) Reatância

$$X_{ut} = j0{,}03479 + j0{,}01128 = j0{,}04607\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{ut} = 0{,}21463 + j0{,}04607\ pu$$

10.11.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{u0} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times \mathrm{K} = \left(\frac{4{,}0222 \times 18}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}37597\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{2{,}7639 \times 18}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}25835\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0} = 0{,}37597 + j0{,}25835\ pu$$

10.11.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o QDL5

a) Resistência

$$R_{u0t} = 0{,}02500 + 0{,}37597 = 0{,}40097\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0r} = j0{,}05149 + j0{,}25835 = j0{,}30984\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{u0r} = 0{,}40097 + j0{,}30984\ pu$$

10.12 QGF-QDL6

10.12.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_u = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{1{,}3899 \times 64}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}46193\ pu$$

b) Reatância

$$X_u = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0{,}1173 \times 64}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}03898\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_u = 0{,}46193 + j0{,}03898\ pu$$

10.12.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o QDL6

a) Resistência

$$R_{ur} = 0{,}00693 + 0{,}46193 = 0{,}46886\ pu$$

b) Reatância

$$X_{ur} = j0{,}03479 + j0{,}03898 = j0{,}07377\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{ur} = 0{,}46886 + j0{,}07377\ pu$$

10.12.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{u0} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{3{,}1890 \times 64}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 1{,}05987\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{2{,}7173 \times 64}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}90310\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{u0} = 1{,}05987 + j0{,}90310\ pu$$

10.12.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o QDL6

a) Resistência

$$R_{u0t} = 0{,}02500 + 1{,}05987 = 1{,}08487\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0t} = j0{,}05149 + j0{,}90310 = j0{,}95459\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0t} = 1{,}08487 + j0{,}95459\ pu$$

10.13 QGF-CCM1

10.13.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_u = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{0{,}0608 \times 17}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}00536\ pu$$

b) Reatância

$$X_u = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{0{,}1058 \times 17}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}00934\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_u = 0{,}00536 + j0{,}00934\ pu$$

10.13.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o CCM1

a) Resistência

$$R_{ut} = 0{,}00693 + 0{,}00536 = 0{,}01229\ pu$$

b) Reatância

$$X_{ut} = j0{,}03479 + j0{,}00934 = j0{,}04413\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{ut} = 0{,}01229 + j0{,}04413\ pu$$

10.13.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{u0} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{1{,}8608 \times 17}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}16427\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{2{,}3757 \times 17}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}20972\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0} = 0{,}16427 + j0{,}20972\ pu$$

10.13.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o CCM1

a) Resistência

$$R_{a0} = 0{,}02500 + 0{,}16427 = 0{,}18927\ pu$$

b) Reatância

$$X_{a0} = j0{,}05149 + j0{,}20972 = j0{,}26121\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0} = 0{,}18927 + j0{,}26121\ pu$$

10.14 QGF-CCM2

10.14.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_u = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0{,}1502 \times 47}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}03665\ pu$$

b) Reatância

$$X_u = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0{,}1074 \times 47}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}02621\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_u = 0{,}03665 + j0{,}02621\ pu$$

10.14.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o CCM2

a) Resistência

$$R_{at} = 0{,}00693 + 0{,}03665 = 0{,}04358\ pu$$

b) Reatância

$$X_{at} = j0{,}03479 + j0{,}02621 = j0{,}06100\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{at} = 0{,}04358 + j0{,}06100\ pu$$

10.14.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{u0} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{1{,}9502 \times 47}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}47598\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{2,4843 \times 47}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,60634\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{u0} = 0,47598 + j0,60634\ pu$$

10.14.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o CCM2

a) Resistência

$$R_{u0r} = 0,02500 + 0,47598 = 0,50098\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0r} = j0,05149 + j0,60634 = j0,65783\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{u0r} = 0,50098 + j0,65783\ pu$$

10.15 QGF-CCM3

10.15.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_u = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{0,0958 \times 61}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,03034\ pu$$

b) Reatância

$$X_u = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{0,1070 \times 61}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,03389\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_u = 0,03034 + j0,03389\ pu$$

10.15.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o CCM3

a) Resistência

$$R_{ur} = 0,00693 + 0,03034 = 0,03727\ pu$$

b) Reatância

$$X_{ur} = j0,03479 + j0,03389 = j0,06868\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{ur} = 0,03727 + j0,06868\ pu$$

10.15.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{u0} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}} \right) \times K = \left(\frac{1,8958 \times 61}{1.000 \times 1} \right) \times 5,193 = 0,60053\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}} \right) \times K = \left(\frac{2,4312 \times 61}{1.000 \times 1} \right) \times 5,193 = 0,77013\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{u0} = 0,60053 + j0,77013\ pu$$

10.15.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o CCM3

a) Resistência

$$R_{u0r} = 0,02500 + 0,60053 = 0,62553\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0r} = j0,05149 + j0,77013 = j0,82162\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{u0r} = 0,62553 + j0,82162\ pu$$

10.16 QGF-CCM4

10.16.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_u = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}} \right) \times K = \left(\frac{0,0608 \times 75}{1.000 \times 4} \right) \times 5,193 = 0,00592\ pu$$

b) Reatância

$$X_u = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}} \right) \times K = \left(\frac{0,1058 \times 75}{1.000 \times 4} \right) \times 5,193 = 0,01030\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_u = 0,00592 + j0,01030\ pu$$

10.16.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o CCM4

a) Resistência

$$R_{ut} = 0,00693 + 0,00592 = 0,01285\ pu$$

b) Reatância

$$X_{ut} = j0,03479 + j0,01030 = j0,04509\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{ut} = 0,01285 + j0,04509\ pu$$

10.16.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{u0} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{1,8608 \times 75}{1.000 \times 4}\right) \times 5,193 = 0,18118\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{2,3757 \times 75}{1.000 \times 4}\right) \times 5,193 = 0,23131\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0} = 0,18118 + j0,23131\ pu$$

10.16.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o CCM4

a) Resistência

$$R_{u0t} = 0,02500 + 0,18118 = 0,20618\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0t} = j0,05149 + j0,23131 = 0,28280\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0t} = 0,20618 + j0,28280\ pu$$

10.17 QGF-CCM5

10.17.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_u = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0,0507 \times 97}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,02553\ pu$$

b) Reatância

$$X_u = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0,1051 \times 97}{1.000 \times 1}\right) \times 5,193 = 0,05294\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_u = 0,02553 + j0,05294\ pu$$

10.17.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o CCM5

a) Resistência

$$R_{ut} = 0,00693 + 0,02553 = 0,03246\ pu$$

b) Reatância

$$X_{at} = j0{,}03479 + j0{,}05294 = j0{,}08773\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{at} = 0{,}03246 + j0{,}08773\ pu$$

10.17.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{a0} = \left(\frac{R_{a\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{1{,}8550 \times 97}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 0{,}93440\ pu$$

b) Reatância

$$X_{a0} = \left(\frac{X_{a\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{2{,}3491 \times 97}{1.000 \times 1}\right) \times 5{,}193 = 1{,}18329\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{a0} = 0{,}93440 + j1{,}18329\ pu$$

10.17.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o CCM5

a) Resistência

$$R_{a0t} = 0{,}02500 + 0{,}93440 = 0{,}95940\ pu$$

b) Reatância

$$X_{a0t} = j0{,}05149 + j1{,}18329 = 1{,}23478\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{a0t} = 0{,}95940 + j1{,}23478\ pu$$

10.18 QGF-CCM6

10.18.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_a = \left(\frac{R_{a\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0{,}1226 \times 115}{1.000 \times 2}\right) \times 5{,}193 = 0{,}03660\ pu$$

b) Reatância

$$X_a = \left(\frac{X_{a\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0{,}1073 \times 115}{1.000 \times 2}\right) \times 5{,}193 = 0{,}03203\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_a = 0{,}03660 + j0{,}03203\ pu$$

10.18.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o CCM6

a) Resistência

$$R_{a0} = 0{,}00693 + 0{,}03660 = 0{,}04353\ pu$$

b) Reatância

$$X_{a0} = j0{,}03479 + j0{,}03203 = j0{,}06682\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{a0} = 0{,}04353 + j0{,}06682\ pu$$

10.18.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{a0} = \left(\frac{R_{a\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{1{,}9226 \times 115}{1.000 \times 2}\right) \times 5{,}193 = 0{,}57408\ pu$$

b) Reatância

$$X_{a0} = \left(\frac{X_{a\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{2{,}4594 \times 115}{1.000 \times 2}\right) \times 5{,}193 = 0{,}73437\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{a0} = 0{,}57408 + j0{,}73437\ pu$$

10.18.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o CCM6

a) Resistência

$$R_{a0} = 0{,}02500 + 0{,}57408 = 0{,}59908\ pu$$

b) Reatância

$$X_{a0} = j0{,}05149 + j0{,}73437 = 0{,}78586\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{a0} = 0{,}59908 + j0{,}78586\ pu$$

10.19 QGF-CCM7

10.19.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_a = \left(\frac{R_{a\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0{,}0507 \times 65}{1.000 \times 2}\right) \times 5{,}193 = 0{,}00855\ pu$$

b) Reatância

$$X_a = \left(\frac{X_{a\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0{,}1051 \times 65}{1.000 \times 2}\right) \times 5{,}193 = 0{,}01773\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{s1} = 0,00855 + j0,01773\ pu$$

10.19.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o CCM7

a) Resistência

$$R_{s1} = 0,00693 + 0,00855 = 0,01548\ pu$$

b) Reatância

$$X_{s1} = j0,03479 + j0,01773 = j0,05252\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{s1} = 0,01548 + j0,05252\ pu$$

10.19.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{s0} = \left(\frac{R_{s\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{1,8550 \times 65}{1.000 \times 2}\right) \times 5,193 = 0,31307\ pu$$

b) Reatância

$$X_{s0} = \left(\frac{X_{s\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{2,3491 \times 65}{1.000 \times 2}\right) \times 5,193 = 0,39646\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{s0} = 0,31307 + j0,39646\ pu$$

10.19.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o CCM7

a) Resistência

$$R_{s0y} = 0,02500 + 0,31307 = 0,33807\ pu$$

b) Reatância

$$X_{s0y} = j0,05149 + j0,39646 = j0,44795\ pu$$

c) Impedância

$$\bar{Z}_{s0y} = 0,33807 + j0,44795\ pu$$

10.20 QGF-CCM8

10.20.1 Impedância de Seqüência Positiva

a) Resistência

$$R_s = \left(\frac{R_{s\Omega} \times L_c}{1.000 \times N_{ucp}}\right) \times K = \left(\frac{0,0608 \times 87}{1.000 \times 2}\right) \times 5,193 = 0,01373\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_{c}}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{0,1058 \times 87}{1.000 \times 2}\right) \times 5,193 = 0,02389\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u} = 0,01373 + j0,02389\ pu$$

10.20.1.1 Impedância de seqüência positiva acumulada até o CCM8

a) Resistência

$$R_{ur} = 0,00693 + 0,01373 = 0,02066\ pu$$

b) Reatância

$$X_{ur} = j0,03479 + j0,02389 = j0,05868\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{ur} = 0,02066 + j0,05868\ pu$$

10.20.2 Impedância de Seqüência Zero

a) Resistência

$$R_{u0} = \left(\frac{R_{u\Omega} \times L_{c}}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{1,8608 \times 87}{1.000 \times 2}\right) \times 5,193 = 0,42034\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0} = \left(\frac{X_{u\Omega} \times L_{c}}{1.000 \times N_{ncp}}\right) \times K = \left(\frac{2,3757 \times 87}{1.000 \times 2}\right) \times 5,193 = 0,53665\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{u0} = 0,42034 + j0,53665\ pu$$

10.20.2.1 Impedância de seqüência zero acumulada até o CCM8

a) Resistência

$$R_{u0r} = 0,02500 + 0,42034 = 0,44534\ pu$$

b) Reatância

$$X_{u0r} = j0,05149 + j0,53665 = j0,58814\ pu$$

c) Impedância

$$Z_{u0r} = 0,44534 + j0,58814\ pu$$

11 CÁLCULO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

11.1 PONTO DE ENTREGA DE ENERGIA

$$I_{c} = \frac{176.500}{\sqrt{3} \times 13,80} = 7.384\ \text{A} = 7,3\ \text{kA}$$

11.2 BARRAMENTO DO QGF

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \bar{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,00693 + j0,03479)} = \frac{1.139}{35,4} = 32,1\,\text{kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 32,1 = 27,8\,\text{kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,03479}{0,00693} = 5,0 \rightarrow F_a = 1,43$$

$$I_{cst} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1,43 \times 32,1 = 64,9\,\text{kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase e terra, valor eficaz
Esse valor servirá de base para o cálculo do condutor da malha de terra.

$$I_{ftma} = \frac{3 \times I_b}{\bar{Z}_{sp} + \bar{Z}_{sn} + \bar{Z}_{sz}} = \frac{3 \times I_b}{2 \times \bar{Z}_{at} + \bar{Z}_{at0}}$$

$$I_{ftma} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,00693 + j0,03479) + 0,02500 + j0,05149]} = \frac{3.417}{(38 + j121)}$$

$$I_{ftma} = 26,9\,\text{kA}$$

Esse valor servirá de base para o cálculo das tensões de passo e de toque.

e) Corrente de defeito fase-terra, valor eficaz, para uma resistência de malha de terra considerada inicialmente de 5Ω.

$$I_{ftmi} = \frac{3 \times \mathrm{I_b}}{\bar{Z}_{sp} + \bar{Z}_{sn} + \bar{Z}_{sz}} = \frac{3 \times I_b}{2 \times \bar{Z}_{at} + \bar{Z}_{at0} + \bar{Z}_{mat}}$$

$$\bar{Z}_{mat} = R_{mat} + jX_{mat} \rightarrow R_{mat} + j0$$

$$R_{mat} = 5 \times 5,193 = 25,96\,pu$$

$$I_{ftmi} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,00693 + j0,03479) + 0,02500 + j0,05149 + 25,96]}$$

$$= \frac{3.417}{(25.998 + j121)}$$

$$I_{ftmi} = 0,131\,\text{kA} = 131\,\text{A}$$

11.3 BARRAMENTO DO QDL1

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \bar{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,04601 + j0,05290)} = \frac{1.139}{70,1} = 16,2\,\text{kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 16,2 = 14\,\text{kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,05290}{0,04601} = 1,14 \rightarrow F_a = 1,07$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1,07 \times 16,2 = 24,5 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fmaz} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,04601 + j0,05290) + 0,36320 + j0,47233]} = \frac{3.417}{(455 + j578)}$$

$$I_{fmaz} = 4,6 \text{ kA}$$

11.4 BARRAMENTO DO QDL2

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \vec{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,07868 + j0,08610)} = \frac{1.139}{116} = 9,8 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 9,8 = 8,4 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,08610}{0,07868} = 1,0 \rightarrow F_a = 1,04$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1,04 \times 9,8 = 14,4 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fmaz} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,07868 + j0,08610) + 0,95671 + j1,23837]} = \frac{3.417}{(1.114 + j1.410)}$$

$$I_{fmaz} = 1,9 \text{ kA}$$

11.5 BARRAMENTO DO QDL3

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times Z_{cs}} = \frac{1.139}{1.000 \times (1,39079 + j0,06667)} = \frac{1.139}{1.392} = 0,81 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 0,81 = 0,70 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,06667}{1,39079} = 0,047 \rightarrow F_a = 1$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1 \times 0,81 = 1,14 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fmá} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (1,39079 + j0,06667 + 1,85838 + j0,75812]} = \frac{3.417}{(4.639 + j891)}$$

$$I_{fmá} = 0,72 \text{ kA}$$

11.6 BARRAMENTO DO QDL4

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \bar{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (1,34546 + j0,05504)} = \frac{1.139}{1.346} = 0,84 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 0,84 = 0,72 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,05504}{1,34546} = 0,04 \rightarrow F_a = 1$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1 \times 0,84 = 1,18 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fmá} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (1,34546 + j0,05504) + 1,63461 + j0,48453]} = \frac{3.417}{(4.325 + j594)}$$

$$I_{fmá} = 0,78 \text{ kA}$$

11.7 BARRAMENTO DO QDL5

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \bar{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,21463 + j0,04607)} = \frac{1.139}{219} = 5,2 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 5,2 = 4,5 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,04607}{0,21463} = 0,21 \rightarrow F_a = 1$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1 \times 5,2 = 7,3 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fmá} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,21463 + j0,04607) + 0,40097 + j0,30984]} = \frac{3.417}{(830 + j402)}$$

$$I_{fmá} = 3,7 \text{ kA}$$

11.8 BARRAMENTO DO QDL6

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \bar{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,46886 + j0,07377)} = \frac{1.139}{474} = 2,40 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 2,40 = 2,07\ pu$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,07377}{0,46886} = 0,15 \rightarrow F_a = 1$$

$$I_{cat} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1 \times 2,40 = 3,39 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fma} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,46886 + j0,07377) + 1,08487 + j0,95459]} = \frac{3.417}{(2.022 + j1.102)}$$

$$I_{fma} = 1,48 \text{ kA}$$

11.9 BARRAMENTO DO CCM1

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \bar{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,01229 + j0,04413)} = \frac{1.139}{45} = 25,3 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 25,3 = 21,9 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,04413}{0,01229} = 3,5 \rightarrow F_a = 1,35$$

$$I_{cat} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1,35 \times 25,3 = 48,3 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fma} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,01229 + j0,04413) + 0,18927 + j0,26121]} = \frac{3.417}{(213 + j349)}$$

$$I_{fma} = 8,35 \text{ kA}$$

11.10 BARRAMENTO DO CCM2

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \bar{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,04358 + j0,06100)} = \frac{1.139}{74} = 15,4 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 15,4 = 13,3 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,06100}{0,04358} = 1,39 \rightarrow F_a = 1,10$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1,10 \times 15,4 = 23,6 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fima} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,04358 + j0,06100) + 0,50098 + j0,65783]} = \frac{3.417}{(588 + j779)}$$

$$I_{fima} = 3,5 \text{ kA}$$

11.11 BARRAMENTO DO CCM3

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \vec{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,03727 + j0,06868)} = \frac{1.139}{78} = 14,6 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 14,6 = 12,6 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,06868}{0,03727} = 1,84 \rightarrow F_a = 1,16$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1,16 \times 14,6 = 23,9 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fima} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,03727 + j0,06868) + 0,62553 + j0,82162]} = \frac{3.417}{(700 + j959)}$$

$$I_{fima} = 2,9 \text{ kA}$$

11.12 BARRAMENTO DO CCM4

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \vec{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,01285 + j0,04509)} = \frac{1.139}{46} = 24,7 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 24,7 = 21,3 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,04509}{0,01285} = 3,5 \rightarrow F_a = 1,35$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1,35 \times 24,7 = 47,1 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fima} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,01285 + j0,04509) + 0,20618 + j0,28280]} = \frac{3.417}{(231 + j378)}$$

$$I_{fima} = 7,7 \text{ kA}$$

11.13 BARRAMENTO DO CCM5

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \bar{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,03246 + j0,08773)} = \frac{1.139}{93} = 12,2 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 12,2 = 10,5 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,08773}{0,03246} = 2,70 \rightarrow F_a = 1,27$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1,27 \times 12,2 = 21,9 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fima} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,03246 + j0,08773) + 0,95940 + j1,23478]} = \frac{3.417}{(1.024 + j1.410)}$$

$$I_{fima} = 1,9 \text{ kA}$$

11.14 BARRAMENTO DO CCM6

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \bar{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,04353 + j0,06682)} = \frac{1.139}{79} = 14,4 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 14,4 = 12,4 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,06682}{0,04353} = 1,5 \rightarrow F_a = 1,12$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1,12 \times 14,4 = 22,8 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fima} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,04353 + j0,06682) + 0,59908 + j0,78586]} = \frac{3.417}{(686,1 + j919,5)}$$

$$I_{fima} = 2,97 \text{ kA}$$

11.15 BARRAMENTO DO CCM7

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \vec{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,01548 + j0,05252)} = \frac{1.139}{54} = 21,0 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 21,0 = 18,18 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,05252}{0,01548} = 3,3 \rightarrow F_a = 1,3$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1,3 \times 21,0 = 38,6 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fmá} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,01548 + j0,05252) + 0,33807 + j0,44795]} = \frac{3.417}{(369 + j552)}$$

$$I_{fmá} = 5,1 \text{ kA}$$

11.16 BARRAMENTO DO CCM8

a) Corrente trifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cs} = \frac{I_b}{1.000 \times \vec{Z}_{at}} = \frac{1.139}{1.000 \times (0,02066 + j0,05868)} = \frac{1.139}{62} = 18,3 \text{ kA}$$

b) Corrente bifásica simétrica, valor eficaz

$$I_{cb} = 0,866 \times I_{cs} = 0,866 \times 18,3 = 15,8 \text{ kA}$$

c) Corrente trifásica, valor de crista

$$\frac{X}{R} = \frac{0,05868}{0,02066} = 2,8 \rightarrow F_a = 1,28$$

$$I_{cas} = \sqrt{2} \times F_a \times I_{cs} = \sqrt{2} \times 1,28 \times 18,3 = 33,1 \text{ kA}$$

d) Corrente máxima de defeito fase-terra, valor eficaz

$$I_{fmá} = \frac{3 \times 1.139}{1.000 \times [2 \times (0,02066 + j0,05868) + 0,44534 + j0,58814]} = \frac{3.417}{(486 + j705)}$$

$$I_{fmá} = 4,0 \text{ kA}$$

12 CONDIÇÃO DE PARTIDA DOS MOTORES

Fica estabelecido que a queda de tensão, durante a partida de um motor qualquer, não poderá ultrapassar 4% na barra do seu respectivo CCM. Todos os motores, a princípio, devem partir sob tensão plena e em carga nominal. O tempo de partida para todos motores é de 3 s.

12.1 MOTOR DE 250 CV

Será analisado o motor de 250 cv (o de maior potência) ligado ao CCM4.

$$P_{nm} = \frac{250 \times 0,736}{0,95 \times 0,87} = 222,6 \text{ kVA}$$

12.1.1 Impedância de Seqüência Positiva do Motor

a) Resistência

$R_{um} \approx 0$ (valor muito pequeno quando comparado à reatância)

b) Reatância

$$X_{um} = \frac{I_{nm}}{I_p} = \frac{1}{6,8} = 0,147\ pu \text{ (na base de 250 cv)}$$

$$X_{um1} = X_{um} \times \frac{P_b}{P_{nm}} \times \left(\frac{V_{nm}}{V_b}\right)^2$$

$$X_{umm} = 0,147 \times \frac{750}{222,6} \times \left(\frac{0,38}{0,38}\right)^2 = 0,49528\ pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{um} = 0 + j0,49528\ pu$$

d) Corrente de partida

$$I_p = \frac{1}{\vec{Z}_{ut} + \vec{Z}_{ut} + \vec{Z}_{utcb} + \vec{Z}_{umb}} = \frac{1}{\vec{Z}_m} = \frac{1}{\vec{Z}_{ccm4}}$$

$$I_p = \frac{1}{0,01285 + j0,04509 + j0,49528} = \frac{1}{0,01285 + j0,54037}$$

$$I_p = 1,85\ pu$$

$$I_p = 1,85 \times I_b = 1,85 \times 1.139 = 2.107 \text{ A}$$

12.1.2 Queda de Tensão nos Terminais do CCM4 na Partida Direta

$$\Delta\vec{V}_{um} = \vec{Z}_{ccm4} \times I_p = (0,01285 + j0,04509) \times 1,85$$

$$\Delta\vec{V}_{um} = \vec{Z}_{ccm4} \times I_p = 0,04688 \times 1,85 = 0,086\ pu$$

$$\Delta\vec{V}_{um} = 8,6\% > 4\% \text{ (condição não satisfeita).}$$

12.1.3 Queda de Tensão nos Terminais do CCM4 na Partida Através de Chave Compensadora

a) Ajuste do tape da chave: 80%

$$\Delta\vec{V}_{um} = 0,04688 \times 0,64 \times 1,85 = 0,055\ pu$$

$$\Delta\vec{V}_{um} = 5,5\% > 4\% \text{ (condição não satisfeita).}$$

b) Ajuste do tape da chave: 65%

$$\Delta\vec{V}_{um} = 0,04688 \times 0,42 \times 1,85 = 0,036\ pu$$

$\Delta\vec{V}_{um} = 3,6\% < 4\%$ (condição satisfeita)

12.1.4 Queda de Tensão nos Terminais do CCM4 na Partida Através de Chave Estrela-triângulo

$$\Delta\vec{V}_{um} = 0,04688 \times 0,33 \times 1,85 = 0,028 pu$$

$\Delta\vec{V}_{um} = 2,8\% < 4\%$ (condição satisfeita).

A aplicação da chave estrela-triângulo é opção alternativa.

12.1.5 Conjugado de Partida Durante o Acionamento Através de Chave Estrela-triângulo

$$C_{up} = C_{ump} \times \left(\frac{1 - \Delta V_{um}}{\sqrt{3}}\right)^2 = C_{ump} \times \left(\frac{1-0,028}{\sqrt{3}}\right)^2 = 0,314 \times C_{ump}$$

$$C_{up} = 31,4\%\ C_{ump}$$

12.1.6 Queda de Tensão nos Terminais do CCM4 na Partida Através de Chave de Partida Estática

Para manter a queda de tensão em 4% a corrente ajustada na chave estática deve ser de:

$$\Delta\vec{V} = \vec{Z}_{ccm4} \times I_p$$

Para se ter $\Delta V\% = 4\% = 0,04\ pu$ como limite de queda de tensão deve-se ter:

$$0,04 = 0,046881 \times I_p$$

$$I_p = 0,853\ pu \rightarrow I_p = 0,853 \times I_b = 0,853 \times 1.139 = 971,5\ \text{A}$$

$$R_{cpm} = \frac{I_p}{I_{nm}} = \frac{971,5}{327,4} = 2,9$$

Logo, a corrente limitada pela chave *softstarter* deve ser de $2,9 \times I_{nm}$. Será adotado, portanto, a chave de partida estática SSW-02-340-WEG.

12.2 MOTOR DE 30 CV

Será analisado o motor de 30 cv ligado ao CCM7 por apresentar a segunda condição mais desfavorável na partida.

$$P_{nm} = \frac{30 \times 0,736}{0,90 \times 0,83} = 29,5\ kVA$$

12.2.1 Impedância de Seqüência Positiva do Motor

a) Resistência

$R_{um} \approx 0$ (valor muito pequeno quando comparado à reatância)

b) Reatância

$$X_{um} = \frac{I_{nm}}{I_p} = \frac{1}{6,8} = 0,147 pu \text{ (na base de 30 cv)}$$

$$X_{um1} = X_{um} \times \frac{P_b}{P_{nm}} \times \left(\frac{V_{nm}}{V_b}\right)^2$$

$$X_{umm} = 0,147 \times \frac{750}{29,5} \times \left(\frac{0,38}{0,38}\right)^2 = 3,73728 pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{um} = 0 + j3,73728 pu$$

c) Corrente de partida

$$I_p = \frac{1}{\vec{Z}_{ss} + \vec{Z}_{sl} + \vec{Z}_{ucb} + \vec{Z}_{umb}} = \frac{1}{\vec{Z}_m} = \frac{1}{\vec{Z}_{ccm7}}$$

$$I_p = \frac{1}{0,01548 + j0,05252 + j3,73728} = \frac{1}{0,01548 + j3,78980}$$

$$I_p = 0,26 pu$$

$$I_p = 0,26 \times I_b = 0,26 \times 1.139 = 296,1 \text{ A}$$

12.2.2 Queda de Tensão nos Terminais do CCM7 na Partida Direta

$$\Delta\vec{V}_{um} = \vec{Z}_{ccm7} \times I_p = (0,01548 + j0,05252) \times I_p$$

$$\Delta\vec{V}_{um} = 0,05475 \times 0,26 = 0,014 pu$$

$$\Delta\vec{V}_{um} = 1,4\% < 4\% \text{ (condição satisfeita)}$$

12.3 MOTOR DE 20 CV

Será analisado o motor de 20 cv ligado ao CCM6 por estar mais distante do QGF.

$$P_{nm} = \frac{20 \times 0,736}{0,88 \times 0,86} = 19,4 \text{ kVA}$$

12.3.1 Impedância de Seqüência Positiva do Motor

a) Resistência

$R_{um} \approx 0$ (valor muito pequeno quando comparado à reatância)

b) Reatância

$$X_{um} = \frac{I_{nm}}{I_p} = \frac{1}{6,8} = 0,147 pu \text{ (na base de 20 cv)}$$

$$X_{um1} = X_{um} \times \frac{P_b}{P_{nm}} \times \left(\frac{V_{nm}}{V_b}\right)^2$$

$$X_{umm} = 0,147 \times \frac{750}{19,4} \times \left(\frac{0,38}{0,38}\right)^2 = 5,68298 pu$$

c) Impedância

$$\vec{Z}_{um} = 0 + j5,68298 pu$$

c) Corrente de partida

$$I_p = \frac{1}{\vec{Z}_{ss} + \vec{Z}_{at} + \vec{Z}_{ucb} + \vec{Z}_{umb}} = \frac{1}{\vec{Z}_{eq}} = \frac{1}{\vec{Z}_{ccm6}}$$

$$I_p = \frac{1}{0,04353 + j0,06682 + j5,68298} = \frac{1}{0,04353 + j5,74980}$$

$I_p = 0,173\ pu$

$I_p = 0,173 \times I_n = 0,173 \times 1.139 = 197,0$ A

12.3.2 Queda de Tensão nos Terminais do CCM6 na Partida Direta

$$\Delta\vec{V}_{um} = \vec{Z}_{ccm6} \times I_p = (0,04353 + j0,06682) \times 0,173$$

$$\Delta\vec{V}_{um} = 0,08 \times 0,173 = 0,013 pu$$

$\Delta\vec{V}_{um} = 1,3\% < 4\%$ (condição satisfeita)

Com base nos cálculos anteriores, pode-se afirmar:

- Somente o motor de 250 cv deve partir através de chave de compensação (chave *softstarter*).
- Todos os demais motores devem partir a plena tensão, através de chave contatora.

13 PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO DO SISTEMA

Foi considerado que a temperatura no interior dos cubículos (QGF, CCMs e QDLs) é de 40°C.

13.1 CIRCUITOS TERMINAIS

13.1.1 QDL1

a) Circuitos: de 1 a 6

$S = 16$ mm^2 $\rightarrow$ $I_{ac} = 68$ A

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{4.900}{220 \times 0,90} = 24,7 \text{ A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{4.900}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 35,3 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 40 \text{ A (Tabela 10.4)}$$

I_{nd} – corrente nominal do disjuntor

$I_a = 40 \times 0,70 = 28,0$ A (corrente de acionamento ou de ajuste)

$F_{cd} = 0,70$ (fator de correção de corrente para disjuntores não-tropicalizados)

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 28 \text{ A} > 24,7 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{ac} \rightarrow 28 \text{ A} < 68 \text{ A}$ (satisfaz)

- Capacidade de ruptura

$I_{cs} = 4,6$ kA $\rightarrow I_{cd} = 6$ kA – Tabela 10.4 (satisfaz)

b) Circuitos: 13

$S = 2,5$ mm^2 $\rightarrow$ $I_{ac} = 21$ A

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{400}{220 \times 0{,}90} = 2{,}0 \text{ A}$$

$$I_{cd} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{400}{220 \times 0{,}70 \times 0{,}90} = 2{,}8 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 10 \text{ A (corrente nominal do disjuntor)}$$

$I_a = 10 \times 0{,}70 = 7$ A

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 7 \text{ A} > 2 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 7 \text{ A} < 21 \text{ A}$ (satisfaz)

- Capacidade de ruptura

$I_{cs} = 4{,}6$ kA $\rightarrow I_{rd} = 3{,}5$ kA (não satisfaz)

É necessário pré-ligar um fusível no condutor fase, ou seja:

$I_{nf} \geq 1{,}15 \times I_c \geq 1{,}15 \times 2 \geq 2{,}3 \text{ A} \rightarrow I_{nf} = 6 \text{ A} - \text{NH}$

$I_{cs} = 4{,}6 \text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 6 \text{ A} \rightarrow I_{corte} = 0{,}80 \text{ kA} \rightarrow I_{rd} > I_{corte}$ (satisfaz)

c) Circuitos: 14

$S = 10 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 50 \text{ A}$

$$I_c = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times F_p} = 4 \times \frac{6.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}90} = 40{,}5 \text{ A}$$

$$I_{cd} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times F_{cd} \times F_p} = 4 \times \frac{6.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}70 \times 0{,}90} = 57{,}8 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 60 \text{ A}$$

$I_a = 60 \times 0{,}70 = 42$ A

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 42 \text{ A} > 40{,}5 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 42 \text{ A} < 50 \text{ A}$ (satisfaz)

- Capacidade de ruptura

$I_{cs} = 16{,}2$ kA $\rightarrow I_{rd} = 4$ kA (não satisfaz)

É necessário pré-ligar um fusível nos condutores fase, ou seja:

$I_{nf} \geq 1{,}15 \times I_c \geq 1{,}15 \times 40{,}5 \geq 46{,}5 \text{ A} \rightarrow I_{nf} = 50 \text{ A} - \text{NH}$

$I_{cs} = 16{,}2 \text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 50 \text{ A} \rightarrow I_{corte} = 4{,}1 \text{ kA} \rightarrow I_{rd} \cong I_{corte}$ (satisfaz)

13.1.2 QDL2

a) Circuitos: 7 a 12

$S = 16 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 68 \text{ A}$

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{4.900}{220 \times 0{,}90} = 24{,}7 \text{ A}$$

$$I_{cd} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{4.900}{220 \times 0{,}70 \times 0{,}90} = 35{,}5 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 40 \text{ A}$$

$I_a = 40 \times 0{,}70 = 28$ A

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 28 \text{ A} > 24{,}7 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 28 \text{ A} < 68 \text{ A}$ (satisfaz)

- Capacidade de ruptura

$I_{cs} = 1{,}9 \text{ kA} \rightarrow I_{rd} = 6 \text{ kA}$ (satisfaz)

b) Circuitos: 16

$S = 25 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 89$ A

$$I_c = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times F_p} = \frac{36.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}90} = 60{,}7 \text{ A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{36.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}70 \times 0{,}90} = 86{,}8 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 100 \text{ A}$$

$I_a = 100 \times 0{,}70 = 70$ A

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 70 \text{ A} > 60{,}7 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 70 \text{ A} > 89 \text{ A}$

- Capacidade de ruptura

$I_{cs} = 9{,}8 \text{ kA} \rightarrow I_{rd} = 4 \text{ kA}$ (não satisfaz)

É necessário pré-ligar um fusível nos condutores fase, ou seja:

$I_{nf} \geq 1{,}15 \times I_c \geq 1{,}15 \times 60{,}7 \geq 69{,}8 \text{ A} \rightarrow I_{nf} = 80$ A

$I_{cs} = 9{,}8 \text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 80 \text{ A} \rightarrow I_{corte} = 6 \text{ kA} \rightarrow I_{rd} < I_{corte}$ (não satisfaz)

Neste caso é necessário utilizar um disjuntor de 40 A/65 *K*A-HHED6 (Tabela 10.5).

c) Circuito: 17

$S = 10 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 50$ A (veja Seção 9.1 deste Apêndice – circuito 17)

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{800}{220 \times 0{,}90} = 4 \text{ A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{800}{220 \times 0{,}70 \times 0{,}90} = 5{,}7 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 10 \text{ A}$$

$I_a = 10 \times 0{,}70 = 7$ A

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 7 \text{ A} > 4 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 7 \text{ A} < 50 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_{adc} \leq I_{nc}$

$I_{adc} = K \times I_a \rightarrow I_{adc} = 1{,}35 \times 7 = 9{,}4 \text{ A} \rightarrow I_{adc} < I_{nc}$ (satisfaz)

- Capacidade de ruptura

$I_{cr} = 1{,}9 \text{ kA} \rightarrow I_{rd} = 3{,}5 \text{ kA}$ (satisfaz)

Deixa-se para o leitor determinar doravante a capacidade de ruptura dos disjuntores monopolares e tripolares utilizando o mesmo procedimento. Caso a corrente de corte para um determina-

do fusível seja superior ainda à capacidade de ruptura do disjuntor, é necessário adotar um disjuntor com características adequadas.

13.1.3 QDL3

a) Circuito: 19

$S = 2{,}5\ \text{mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 21\ \text{A}$

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{1.500}{220 \times 0{,}90} = 7{,}5\ \text{A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{1.500}{220 \times 0{,}70 \times 0{,}90} = 10{,}8\ \text{A} \rightarrow I_{nd} = 15\ \text{A}$$

$I_a = 15 \times 0{,}70 = 10{,}5\ \text{A}$

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 10{,}5\ \text{A} > 7{,}5\ \text{A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 10{,}5\ \text{A} < 21\ \text{A}$ (satisfaz)

b) Circuito: 20

$S = 2{,}5\ \text{mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 21\ \text{A}$

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{1.200}{220 \times 0{,}90} = 6\ \text{A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{1.200}{220 \times 0{,}70 \times 0{,}90} = 8{,}6\ \text{A} \rightarrow I_{nd} = 10\ \text{A}$$

$I_a = 10 \times 0{,}70 = 7\ \text{A}$

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 7\ \text{A} > 6\ \text{A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 7\ \text{A} < 21\ \text{A}$ (satisfaz)

c) Circuito: 21

$S = 1{,}5\ \text{mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 15{,}5\ \text{A}$

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{2.720}{220 \times 0{,}90} = 13{,}7\ \text{A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{2.720}{220 \times 0{,}70 \times 0{,}90} = 19{,}6\ \text{A} \rightarrow I_{nd} = 20\ \text{A}$$

$I_a = 20 \times 0{,}70 = 14\ \text{A}$

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 14\ \text{A} > 13{,}7\ \text{A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 14\ \text{A} < 15{,}5\ \text{A}$ (satisfaz)

d) Circuito: 22

$S = 1{,}5\ \text{mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 15{,}5\ \text{A}$

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{2.560}{220 \times 0{,}90} = 12{,}9\ \text{A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{2.560}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 18,4 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 20 \text{ A}$$

$I_a = 20 \times 0,70 = 14$ A

$F_{cd} = 0,70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 14 \text{ A} > 12,9 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 14 \text{ A} < 15,5 \text{ A}$ (satisfaz)

13.1.4 QDL4

a) Circuito: 23 e 24

$S = 1,5 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 15,5$ A

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{1.440}{220 \times 0,90} = 7,2 \text{ A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{1.440}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 10,3 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 15 \text{ A}$$

$I_a = 15 \times 0,70 = 10,5$ A

$F_{cd} = 0,70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 10,5 \text{ A} > 7,2 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 10,5 \text{ A} < 15,5 \text{ A}$ (satisfaz)

b) Circuito da máquina de embalagem

$S = 2,5 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 21$ A (valor mínimo)

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{1.900}{220 \times 0,90} = 9,5 \text{ A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{1.900}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 13,7 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 15 \text{ A}$$

$I_a = 15 \times 0,70 = 10,5$ A

$F_{cd} = 0,70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 10,5 \text{ A} > 9,5 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 10,5 \text{ A} < 21 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_{adc} \leq I_{nc}$

$I_{adc} = K \times I_a \rightarrow I_{adc} = 1,35 \times 10,5 = 14,1 \text{ A} \rightarrow I_{adc} < I_{nc}$ (satisfaz)

13.1.5 QDL5

a) Circuito: 26

$S = 2,5 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 21$ A

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{1.200}{220 \times 0,90} = 6,0 \text{ A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{1.200}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 8,6 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 10 \text{ A}$$

$I_a = 10 \times 0{,}70 = 7$ A

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 7$ A $> 6{,}0$ A (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 7$ A < 21 A (satisfaz)

b) Circuito: 27

$S = 1{,}5$ mm$^2 \rightarrow I_{nc} = 15{,}5$ A

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{1.280}{220 \times 0{,}90} = 6{,}4 \text{ A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{1.280}{220 \times 0{,}70 \times 0{,}90} = 9{,}2 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 10 \text{ A}$$

$I_a = 10 \times 0{,}70 = 7$ A

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 7$ A $> 6{,}4$ A (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 7$ A $< 15{,}5$ A (satisfaz)

$I_{adc} \leq I_{nc}$

$I_{adc} = K \times I_a \rightarrow I_{adc} = 1{,}35 \times 7 = 9{,}4$ A $\rightarrow I_{adc} < I_{nc}$ (satisfaz)

c) Circuito: 28

$S = 1{,}5$ mm$^2 \rightarrow I_{nc} = 15{,}5$ A

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{1.400}{220 \times 0{,}90} = 7{,}0 \text{ A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{1.400}{220 \times 0{,}70 \times 0{,}90} = 10{,}1 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 15 \text{ A}$$

$I_a = 15 \times 0{,}70 = 10{,}5$ A

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 10{,}5$ A $> 7{,}0$ A (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 10{,}5$ A $< 15{,}5$ A (satisfaz)

d) Circuito: 29

$S = 2{,}5$ mm$^2 \rightarrow I_{nc} = 21$ A

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{1.800}{220 \times 0{,}90} = 9{,}0 \text{ A}$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{1.800}{220 \times 0{,}70 \times 0{,}90} = 12{,}9 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 15 \text{ A}$$

$I_a = 15 \times 0{,}70 = 10{,}5$ A

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 10{,}5$ A $> 9{,}0$ A (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 10{,}5$ A < 21 A (satisfaz)

e) Circuito: 30

$S = 1{,}5$ mm$^2 \rightarrow I_{nc} = 15{,}5$ A

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{1.000}{220 \times 0,90} = 5,0 \text{ A}$$

$$I_{cd} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{1.000}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 7,2 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 10 \text{ A}$$

$I_a = 10 \times 0,70 = 7 \text{ A}$

$F_{cd} = 0,70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 7 \text{ A} > 5 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 7 \text{ A} < 15,5 \text{ A}$ (satisfaz)

f) Circuito: 31

$S = 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 36 \text{ A}$

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{3.200}{220 \times 0,90} = 16,1 \text{ A}$$

$$I_{cd} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{3.200}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 23 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 25 \text{ A}$$

$I_a = 25 \times 0,70 = 17,5 \text{ A}$

$F_{cd} = 0,70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 17,5 \text{ A} > 16,1 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 17,5 \text{ A} < 36 \text{ A}$ (satisfaz)

g) Circuito: 32

$S = 10 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 50 \text{ A}$

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{4.000}{220 \times 0,90} = 20,2 \text{ A}$$

$$I_{cd} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{4.000}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 28,8 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 30 \text{ A}$$

$I_a = 30 \times 0,70 = 21 \text{ A}$

$F_{cd} = 0,70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 21 \text{ A} > 20,2 \text{ A}$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 21 \text{ A} < 50 \text{ A}$ (satisfaz)

13.1.6 QDL6

a) Circuito: 33

$S = 1,5 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 15,5 \text{ A}$

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{480}{220 \times 0,90} = 2,4 \text{ A}$$

$$I_{cd} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{480}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 3,46 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 10 \text{ A}$$

$I_a = 10 \times 0,70 = 7 \text{ A}$

$F_{cd} = 0,70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 7\ A > 2,4\ A$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 7\ A < 15,5\ A$ (satisfaz)

b) Circuito: 34

$S = 1,5\ mm^2 \rightarrow I_{nc} = 15,5\ A$

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{640}{220 \times 0,90} = 3,2\ A$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{640}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 4,6\ A \rightarrow I_{nd} = 10\ A$$

$I_a = 10 \times 0,70 = 7\ A$

$F_{cd} = 0,70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 7\ A > 3,2\ A$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 7\ A < 15,5\ A$ (satisfaz)

c) Circuito: 35

$S = 2,5\ mm^2 \rightarrow I_{nc} = 21\ A$

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{2.600}{220 \times 0,90} = 13,1\ A$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{2.600}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 18,7\ A \rightarrow I_{nd} = 20\ A$$

$I_a = 20 \times 0,70 = 14\ A$

$F_{cd} = 0,70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 14\ A > 13,1\ A$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 14\ A < 21\ A$ (satisfaz)

d) Circuito: 36

$S = 1,5\ mm^2 \rightarrow I_{nc} = 15,5\ A$

$$I_c = \frac{P}{V \times F_p} = \frac{800}{220 \times 0,90} = 4\ A$$

$$I_{ad} = \frac{P}{V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{800}{220 \times 0,70 \times 0,90} = 5,7\ A \rightarrow I_{nd} = 10\ A$$

$I_a = 10 \times 0,70 = 7\ A$

$F_{cd} = 0,70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 7\ A > 4\ A$ (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 7\ A < 15,5\ A$ (satisfaz)

e) Circuito: 37

$S = 4\ mm^2 \rightarrow I_{nc} = 28\ A$

$$I_c = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times F_p} = \frac{12.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,90} = 20,2\ A$$

$$I_{ad} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{12.000}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,70 \times 0,90} = 28,9\ A \rightarrow I_{nd} = 30\ A$$

$I_a = 30 \times 0{,}70 = 21$ A

$F_{cd} = 0{,}70$

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 21$ A $> 20{,}2$ A (satisfaz)

$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 21$ A $= 28$ A (satisfaz)

13.1.7 CCM1

Foi considerado que o tempo de partida de todos os motores é de $T_{pm} = 3$ s.

Foi considerado que a corrente de partida do motor coresponderia à corrente nominal de partida (motor ligado a uma barra infinita). Assim, não se considerou a queda de tensão na partida do motor para reduzir o trabalho de cálculo. Esse procedimento para a forma aqui empregada é perfeitamente válido e está a favor da segurança.

a) Motor de 30 cv

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm} \rightarrow I_{pm} = 43{,}3 \times 6{,}8 = 294{,}4$ A

$I_{nm} = 43{,}3$ A

$R_{cpm} = 6{,}8$

$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$

$K = 0{,}4$

$I_{nf} \leq 294{,}4 \times 0{,}4 \leq 117{,}7$ A $\rightarrow I_{nf} = 100$ A

- Condição de partida: fusível

$I_{pm} = 294{,}4$ A $\rightarrow T_{af} = 9$ s (9 a 120 s) $\rightarrow T_{pm} < T_{af}$ (satisfaz)

- Proteção do contator

– Tipo: 3TF 46 – Siemens (Tabela 9.15)

$I_{nf} = 100$ A $\rightarrow I_{nf} = I_{nf}$ (satisfaz)

- Relé térmico

– Tipo: 3UA58-00-2F – Siemens (Tabela 10.2)

$I_{nf} = 100$ A $\rightarrow I_{nf} = I_{nf}$ (satisfaz)

– Faixa de ajuste: (32 – 50) A

$I_{nm} = 43{,}3$ A $\rightarrow I_{ar} = 44$ A

– Condição de partida: relé

$$N = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{294{,}4}{44} = 6{,}69 \rightarrow T_{ar} = 5{,}5 \text{ A} \rightarrow T_{pm} < T_{ar} \text{ (satisfaz)}$$

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

Será admitida a corrente de curto-circuito na barra dos CCMs que é superior à corrente de curto-circuito na extremidade de carga do cabo (não calculada).

$I_{cs} = 25{,}3$ kA $\rightarrow I_{nf} = 100$ A $\rightarrow T_{af} << 0{,}01$ s (Figura 10.21)

$I_{cs} = 25{,}3$ kA $\rightarrow I_{nf} = 100$ A $\rightarrow I_{corte} = 10$ kA (Figura 10.27)

Com base na Equação (3.19), pode-se determinar o valor do tempo de suportabilidade da isolação do condutor perante às correntes de curto-circuito.

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 10^2}{10^2} = 0{,}013 \text{ s}$$

$T_{af} < T_{sc}$ (satisfaz)

b) Motor de 7,5 cv

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm} \rightarrow I_{pm} = 11{,}9 \times 7 = 83{,}3$ A
$I_{nm} = 11{,}9$ A
$R_{cpm} = 7$
$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$K = 0{,}4$
$I_{nf} \leq 83{,}3 \times 0{,}4 \leq 33{,}3$ A $\rightarrow I_{nf} = 25$ A

- Condição de partida: fusível

$I_{pm} = 83{,}3$ A $\rightarrow T_{af} = 1$ s (1,0 a 20 s) $\rightarrow T_{pm} > T_{af}$ (não satisfaz)

Como o fusível pode atuar durante a partida do motor, deve-se redimensionar a sua corrente nominal, ou seja:

$I_{nf} = 32$ A $\rightarrow T_{af} = 4$ s (4 a 120 s) $\rightarrow T_{pm} < T_{af}$ (satisfaz)

– Proteção do contator

– Tipo: 3TF 41-10 – Siemens (Tabela 9.15)

$I_{mf} = 16$ A $\rightarrow I_{nf} > I_{mf}$ (não satisfaz)

O contator deve ser alterado para o tipo: 3TF 44-11 – Siemens

$I_{mf} = 63$ A $\rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

- Relé térmico

– Tipo: 3UA 55-00-2A – Siemens (Tabela 10.2)

$I_{mf} = 32$ A $\rightarrow I_{nf} = I_{mf}$ (satisfaz)

– Faixa de ajuste: (10 – 16) A

$I_{nm} = 11{,}9$ A $\rightarrow I_{ar} = 12$ A

– Condição de partida: relé

$$N = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{83{,}3}{12} = 6{,}9 \rightarrow T_{ar} = 5 \text{ s} \rightarrow T_{pm} < T_{ar} \text{ (satisfaz)}$$

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cc} = 25{,}3$ kA $\rightarrow I_{nf} = 32$ A $\rightarrow T_{af} << 0{,}01$ s (Figura 10.22)
$I_{cs} = 25{,}3$ kA $\rightarrow I_{nf} = 32$ A $\rightarrow I_{corte} = 4$ kA (Figura 10.27)

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 2{,}5^2}{4^2} = 0{,}005 \text{ s}$$

$T_{af} < T_{sc}$ (satisfaz: veja Figura 10.22)

13.1.8 CCM2

a) Motor de 3 cv

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm} \rightarrow I_{pm} = 5{,}5 \times 6{,}6 = 36{,}3$ A
$I_{nm} = 5{,}5$ A
$R_{cpm} = 6{,}6$
$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$K = 0{,}5$
$I_{nf} \leq 36{,}3 \times 0{,}5 \leq 18{,}1$ A $\rightarrow I_{nf} = 16$ A

- Condição de partida: fusível

$I_{pm} = 36{,}3$ A $\rightarrow T_{af} = 4$ s (4 a 140 s) $\rightarrow T_{pm} < T_{af}$ (satisfaz)

- Proteção do contator

– Tipo: 3TF 40-10 – Siemens (dispositivo adotado em função do relé constante da Tabela 10.2)

$I_{mf} = 25\ A \rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

- Relé térmico

– Tipo: 3UA 55-00-1J – Siemens

$I_{mf} = 25\ A \rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

– Faixa de ajuste: (6,3 – 10) A

$I_{nm} = 5{,}5\ A \rightarrow I_{ar} = 6\ A$

– Condição de partida: relé

$$N = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{36{,}3}{6} = 6{,}0 \rightarrow T_{ar} = 6\ s \rightarrow T_{pm} < T_{ar}\ \text{(satisfaz)}$$

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cs} = 15{,}4\ kA \rightarrow I_{nf} = 16\ A \rightarrow T_{af} << 0{,}01\ s$ (Figura 10.21)
$I_{cs} = 15{,}4\ kA \rightarrow I_{nf} = 16\ A \rightarrow I_{corte} = 2\ kA$ (Figura 10.27)

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 2{,}5^2}{2^2} = 0{,}020\ s$$

$T_{af} < T_{sc}$ (satisfaz)

b) Motor de 5 cv

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm} \rightarrow I_{pm} = 7{,}9 \times 7 = 55{,}3\ A$
$I_{nm} = 7{,}9\ A$
$R_{cpm} = 7$
$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$K = 0{,}4$
$I_{nf} \leq 55{,}3 \times 0{,}4 \leq 22{,}1\ A \rightarrow I_{nf} = 20\ A$

- Condição de partida: fusível

$I_{pm} = 55{,}3\ A \rightarrow T_{af} = 15\ s$ (15 a 40 s) $\rightarrow T_{pm} < T_{af}$ (satisfaz)

- Proteção do contator

– Tipo: 3TF 40-10 – Siemens

$I_{mf} = 16\ A \rightarrow I_{nf} > I_{mf}$ (não satisfaz)

O contator deve ser alterado para o tipo 3TF 43-10 $\rightarrow I_{mf} = 25\ A \rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

- Relé térmico

– Tipo: 3UA 55-00-1J – Siemens

$I_{mf} = 25\ A \rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

– Ajuste do relé térmico

– Faixa de ajuste: (6,3 – 10) A

$I_{nm} = 7{,}9\ A \rightarrow I_{ar} = 8\ A$

- Condição de partida: relé

$$N = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{55{,}3}{8} = 6{,}9 \rightarrow T_{ar} = 5\ s \rightarrow T_{pm} < T_{ar}\ \text{(satisfaz)}$$

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cs} = 15{,}4\ kA \rightarrow I_{nf} = 20\ A \rightarrow T_{af} << 0{,}01\ s$ (Figura 10.22)

$I_{cc} = 15{,}4$ kA $\rightarrow I_{nf} = 20$ A $\rightarrow I_{corte} = 2{,}7$ kA (Figura 10.27)

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 2{,}5^2}{2{,}7^2} = 0{,}011 \text{ s}$$

$T_{nf} < T_{sc}$ (satisfaz)

13.1.9 CCM3

a) Motor de 10 cv

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm} \rightarrow I_{pm} = 15{,}4 \times 6{,}6 = 101{,}6$ A
$I_{nm} = 15{,}4$ A
$R_{cpm} = 6{,}6$
$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$K = 0{,}4$
$I_{nf} \leq 101{,}6 \times 0{,}4 \leq 40{,}6$ A $\rightarrow I_{nf} = 32$ A

- Condição de partida: fusível

$I_{pm} = 101{,}6$ A $\rightarrow T_{nf} = 3{,}5$ s (3,5 a 100 s) $\rightarrow T_{pm} < T_{nf}$ (satisfaz)

- Proteção do contator

– Tipo: 3TF 42-10 – Siemens

$I_{mf} = 25$ A $\rightarrow I_{nf} > I_{mf}$ (não satisfaz)

Alterar o contator para o tipo 3TF 44-11 – Siemens.

$I_{mf} = 63$ A $\rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

- Relé térmico

– Tipo: 3UA 55-00-2B – Siemens

$I_{mf} = 50$ A $\rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

– Faixa de ajuste: (12,5 – 20) A

$I_{nm} = 15{,}4$ A $\rightarrow I_{ar} = 16$ A

– Condição de partida: relé

$$N = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{101{,}6}{16} = 6{,}3 \rightarrow T_{ar} = 6 \text{ s} \rightarrow I_{pm} < T_{ar} \text{ (satisfaz)}$$

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cc} = 14{,}6$ kA $\rightarrow I_{nf} = 32$ A $\rightarrow T_{nf} << 0{,}01$ s (Figura 10.22)
$I_{cc} = 14{,}6$ kA $\rightarrow I_{nf} = 32$ A $\rightarrow I_{corte} = 3{,}5$ kA (Figura 10.27)

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 4^2}{3{,}5^2} = 0{,}017 \text{ s}$$

$T_{nf} < T_{sc}$ (satisfaz)

b) Motor de 5 cv

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm} \rightarrow I_{pm} = 7{,}9 \times 7 = 55{,}3$ A
$I_{nm} = 7{,}9$ A
$R_{cpm} = 7$
$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$K = 0{,}4$
$I_{nf} \leq 55{,}3 \times 0{,}4 \leq 22{,}1$ A $\rightarrow I_{nf} = 20$ A

- Condição de partida: fusível

$I_{pm} = 55{,}3$ A $\rightarrow T_{af} = 4$ s (4 a 200 s) $\rightarrow T_{pm} < T_{af}$ (satisfaz)

- Proteção do contator

– Tipo: 3TF 40-10 – Siemens

$I_{nf} = 25$ A $\rightarrow I_{nf} < I_{nf}$ (satisfaz)

- Relé térmico

– Tipo: 3UA 55-00-1J – Siemens

$I_{nr} = 25$ A $\rightarrow I_{nf} < I_{nf}$ (satisfaz)

– Faixa de ajuste: (6,3 – 10) A

$I_{nm} = 7{,}9$ A $\rightarrow I_{ar} = 8$ A

– Condição de partida: relé

$$N = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{55{,}3}{8} = 6{,}9 \rightarrow T_{ar} = 5 \text{ s} \rightarrow I_{pm} < T_{ar} \text{ (satisfaz)}$$

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cc} = 14{,}6$ kA $\rightarrow I_{nf} = 20$ A $\rightarrow T_{af} << 0{,}01$ s (Figura 10.22)
$I_{cc} = 14{,}6$ kA $\rightarrow I_{nf} = 20$ A $\rightarrow I_{corte} = 2{,}8$ kA (Figura 10.27)

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 2{,}5^2}{2{,}8^2} = 0{,}010 \text{ s}$$

$T_{af} < T_{sc}$ (satisfaz)

13.1.10 CCM4

O motor será acionado através de chave partida estática.

a) Motor de 250 cv

$I_{pm} = 2.107$ A (veja Seção 12.1.6 deste Apêndice)
$I_{nf} \leq 0{,}40 \times 2.107 \leq 842{,}8$ A
$I_{nf} \geq 2{,}9 \times I_{nm}$
$I_{nf} \geq 2{,}9 \times 327{,}4 \geq 949{,}4$ A
$I_{nf} = 1.000$ A

- Tipo do fusível: partida rápida

Deve-se utilizar um fusível de característica rápida, tipo NH, para garantir a proteção dos componentes semicondutores da chave. O fusível deve garantir a partida do motor.

- Chave de partida adotada: chave de partida estática (*softstarter*)

– Tipo: SSW-02-340 – WEG (Tabela 9.17)

- Relé térmico eletrônico incorporado à chave

Deve-se ajustar a proteção de sobrecarga de acordo com o catálogo do fabricante da chave *softstarter*.

13.1.11 CCM5

a) Motor de 15 cv

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm} \rightarrow I_{pm} = 26 \times 7{,}8 = 202{,}8$ A
$I_{nm} = 26$ A
$R_{cpm} = 7{,}8$
$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$K = 0{,}4$

$I_{nf} \leq 202{,}8 \times 0{,}4 \leq 81{,}1 \text{ A} \rightarrow I_{nf} = 80 \text{ A}$

- Condição de partida: fusível

$I_{pm} = 202{,}8 \text{ A} \rightarrow T_{af} = 40 \text{ s (40 a 500 s)} \rightarrow T_{pm} < T_{af}$ (satisfaz)

- Proteção do contator
  - Tipo: 3TF 43-10 – Siemens

$I_{mf} = 25 \text{ A} \rightarrow I_{nf} > I_{mf}$ (não satisfaz)

Alterar o contator para o tipo 3TF 44-11 e também a corrente nominal do fusível para $I_{nf} = 63$ A, ou seja:

$I_{mf} = 63 \text{ A} \rightarrow I_{nf} = I_{mf}$ (satisfaz)
$I_{pm} = 202{,}8 \text{ A} \rightarrow T_{af} = 4 \text{ s (4 a 40 s)}$
$T_{pm} < T_{af}$ (satisfaz)

- Relé térmico
  - Tipo: 3UA 55-00-2D – Siemens

$I_{mf} = 63 \text{ A} \rightarrow I_{nf} = I_{mf}$ (satisfaz)

  - Faixa de ajuste: (20 – 32) A

$I_{nm} = 26 \text{ A} \rightarrow I_{ar} = 27 \text{ A}$

  - Condição de partida: relé

$$N = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{202{,}8}{27} = 7{,}5 \rightarrow T_{ar} = 5 \text{ s} \rightarrow I_{pm} < T_{ar} \text{ (satisfaz)}$$

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cs} = 12{,}2 \text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 63 \text{ A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01 \text{ s}$ (Figura 10.21)
$I_{cs} = 12{,}2 \text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 63 \text{ A} \rightarrow I_{corte} = 6 \text{ kA}$ (Figura 10.27)

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 10^2}{6^2} = 0{,}036 \text{ s}$$

$T_{af} < T_{sc}$ (satisfaz)

b) Motor de 7,5 cv

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm} \rightarrow I_{pm} = 11{,}9 \times 7 = 83{,}3 \text{ A}$
$I_{nm} = 11{,}9 \text{ A}$
$R_{cpm} = 7$
$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$K = 0{,}4$
$I_{nf} \leq 83{,}3 \times 0{,}4 \leq 33{,}3 \text{ A} \rightarrow I_{nf} = 25 \text{ A}$

- Condição de partida: fusível

$I_{pm} = 83{,}3 \text{ A} \rightarrow T_{af} = 1 \text{ s (1 a 20 s)} \rightarrow T_{pm} > T_{af}$ (não satisfaz)

Deve-se elevar o valor da corrente nominal do fusível para 32 A.

$I_{pm} = 83{,}3 \text{ A} \rightarrow T_{af} = 3{,}5 \text{ s (3,5 a 120 s)} \rightarrow T_{pm} < T_{af}$ (satisfaz)

- Proteção do contator
  - Tipo: 3TF 41-10 – Siemens

$I_{mf} = 16 \text{ A} \rightarrow I_{nf} > I_{mf}$ (não satisfaz)

Alterar o contator para o tipo 3TF 44-11 – Siemens

$I_{mf} = 63 \text{ A} \rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

- Relé térmico

- Tipo: 3UA 55-00-2A – Siemens

  $I_{mf} = 32\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = I_{mf}$ (satisfaz)

- Faixa de ajuste: (10 – 16) A

  $I_{nm} = 11{,}9\ \text{A} \rightarrow I_{ar} = 12\ \text{A}$

- Condição de partida: relé

$$N = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{83{,}3}{12} = 6{,}9 \rightarrow T_{ar} = 5\ \text{s} \rightarrow I_{pm} < T_{ar}\ \text{(satisfaz)}$$

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cs} = 12{,}2\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 32\ \text{A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01\ \text{s}$ (Figura 10.22)
$I_{cs} = 12{,}2\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 32\ \text{A} \rightarrow I_{corte} = 3{,}5\ \text{kA}$ (Figura 10.27)

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 4^2}{3{,}5^2} = 0{,}017\ \text{s}$$

$T_{af} < T_{sc}$ (satisfaz)

13.1.12 CCM6

a) Motor de 20 cv

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm} \rightarrow I_{pm} = 28{,}8 \times 6{,}8 = 195{,}8\ \text{A}$
$I_{nm} = 28{,}8\ \text{A}$
$R_{cpm} = 6{,}8$
$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$K = 0{,}4$
$I_{Inf} \leq 195{,}8 \times 0{,}4 \leq 78{,}3\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = 63\ \text{A}$

- Condição de partida: fusível

$I_{pm} = 195{,}8\ \text{A} \rightarrow T_{af} = 5\ \text{s}$ (5 a 40 s) $\rightarrow T_{pm} < T_{af}$ (satisfaz)

- Proteção do contator
  - Tipo: 3TF 44-11 – Siemens

    $I_{mf} = 63\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = I_{mf}$ (satisfaz)

- Relé térmico
  - Tipo: 3UA 58-00-2D – Siemens

    $I_{mf} = 63\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = I_{mf}$ (satisfaz)

  - Faixa de ajuste: (20 – 32) A

    $I_{nm} = 28{,}8\ \text{A} \rightarrow I_{ar} = 30\ \text{A}$

  - Condição de partida: relé

$$N = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{195{,}8}{30} = 6{,}5 \rightarrow T_{ar} = 5{,}5\ \text{s} \rightarrow I_{pm} < T_{ar}\ \text{(satisfaz)}$$

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cs} = 14{,}4\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 63\ \text{A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01\ \text{s}$ (Figura 10.21)
$I_{cs} = 14{,}4\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 63\ \text{A} \rightarrow I_{corte} = 6\ \text{kA}$ (Figura 10.27)

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 16^2}{6^2} = 0{,}092\ \text{s}$$

$T_{af} < T_{sc}$ (satisfaz)

13.1.13 CCM7

a) Motor de 30 cv

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm} \rightarrow I_{pm} = 43{,}3 \times 6{,}8 = 294{,}4$ A
$I_{nm} = 43{,}3$ A
$R_{cpm} = 6{,}8$
$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$K = 0{,}4$
$I_{Inf} \leq 294{,}4 \times 0{,}4 \leq 117{,}7$ A $\rightarrow I_{nf} = 100$ A

- Condição de partida: fusível

$I_{pm} = 294{,}4$ A $\rightarrow T_{af} = 10$ s (10 a 160 s) $\rightarrow T_{pm} < T_{af}$ (satisfaz)

- Proteção do contator
  - Tipo: 3TF 46-22 – Siemens

$I_{mf} = 100$ A $\rightarrow I_{nf} = I_{mf}$ (satisfaz)

- Proteção do relé térmico
  - Tipo: 3UA 58-00-2F – Siemens

$I_{af} = 100$ A $\rightarrow I_{nf} = I_{mf}$ (satisfaz)

  - Faixa de ajuste: (32 – 50) A

$I_{nm} = 43{,}3$ A $\rightarrow I_{ar} = 44$ A

  - Condição de partida: relé

$$N = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{294{,}4}{44} = 6{,}6 \rightarrow T_{ar} = 5{,}5 \text{ s} \rightarrow I_{pm} < T_{ar} \text{ (satisfaz)}$$

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cc} = 21$ kA $\rightarrow I_{nf} = 100$ A $\rightarrow T_{af} << 0{,}01$ s (Figura 10.21)
$I_{cc} = 21$ kA $\rightarrow I_{nf} = 100$ A $\rightarrow I_{corte} = 9$ kA (Figura 10.27)

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 25^2}{9^2} = 0{,}100 \text{ s}$$

$T_{af} < T_{sc}$ (satisfaz)

13.1.14 CCM8

a) Motor de 25 cv

$I_{pm} = I_{nm} \times R_{cpm} \rightarrow I_{pm} = 35{,}5 \times 6{,}7 = 237{,}8$ A
$I_{nm} = 35{,}5$ A
$R_{cpm} = 6{,}7$
$I_{nf} \leq I_{pm} \times K$
$K = 0{,}4$
$I_{nf} \leq 237{,}8 \times 0{,}4 \leq 95{,}1$ A $\rightarrow I_{nf} = 80$ A

- Condição de partida: fusível

$I_{pm} = 237{,}8$ A $\rightarrow T_{af} = 13$ s (13 a 160 s) $\rightarrow T_{pm} < T_{af}$ (satisfaz)

- Proteção do contator

Tipo: 3TF 45-11 – Siemens

$I_{mf} = 63$ A $\rightarrow I_{nf} > I_{mf}$ (não satisfaz)

Alterar o contator para o tipo 3TF 46-22 – Siemens.

$I_{mf} = 100$ A $\rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

A redução da corrente nominal do fusível para $I_{nf} = 63$ A não é possível em função da partida do motor.

- Relé térmico
  - Tipo: 3UA 55-00-2F – Siemens

    $I_{nrf} = 100\text{ A} \rightarrow I_{nf} < I_{nrf}$ (satisfaz)
  - Faixa de ajuste: (32 – 50) A

    $I_{nre} = 35{,}5\text{ A} \rightarrow I_{ar} = 36\text{ A}$
  - Condição de partida: relé

$$N = \frac{I_{pm}}{I_a} = \frac{237{,}8}{36} = 6{,}6 \rightarrow T_{ar} = 5{,}5\text{ s} \rightarrow I_{pm} < T_{ar}\text{ (satisfaz)}$$

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cs} = 18{,}3\text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 80\text{ A} \rightarrow T_{nf} << 0{,}01\text{ s}$ (Figura 10.22)
$I_{cs} = 18{,}3\text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 80\text{ A} \rightarrow I_{corte} = 9\text{ kA}$ (Figura 10.27)

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 25^2}{9^2} = 0{,}100\text{ s}$$

$T_{nf} < T_{sc}$ (satisfaz)

13.2 CIRCUITOS DE DISTRIBUIÇÃO

13.2.1 QGF-QDL1

- Disjuntor compensado

$S = 95\text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 179\text{ A}$ (Tabela 3.6)

$$I_{ad} = \frac{P_c}{\sqrt{3} \times V \times F_p} = \frac{47.860}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}90} = 80{,}7\text{ A} \rightarrow I_{nd} = 100\text{ A}$$

- Tipo: 3VF 31 (Tabela 10.6)
- Faixa de ajuste: (80 – 100) A
- Ajuste: $I_a = 85$ A
- Capacidade de ruptura: $I_{rd} = 65$ kA

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 85\text{ A} > 80{,}7\text{ A}$ (satisfaz)
$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 85\text{ A} < 179\text{ A}$ (satisfaz)

- Capacidade de ruptura do disjuntor

$I_{cr} = 32{,}1\text{ kA} \rightarrow I_{cr} < I_{rd}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

Será admitida a corrente de curto-circuito na barra do QGF que é superior à corrente de curto-circuito na extremidade de carga do cabo.

$$I_{cr} = 32{,}4\text{ kA} \rightarrow N = \frac{I_{cs}}{I_a} = \frac{32.100}{85} = 377 \rightarrow T_{ad} = 0{,}013\text{ s (Figura 10.16)}$$

$S_c = 95\text{ mm}^2 \rightarrow I_{cr} = 32{,}1\text{ kA} \rightarrow T_{sc} = 8$ ciclos (0,133 s) (Figura 3.26) $\rightarrow T_{ad} < T_{sc}$ (satisfaz)

13.2.2 QGF-QDL2

- Disjuntor compensado

$S = 150\text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 230\text{ A}$ (Tabela 3.6)

$$I_{ad} = \frac{P_c}{\sqrt{3} \times V \times F_p} = \frac{56.540}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}90} = 95{,}4 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 160 \text{ A}$$

- Tipo: 3VF 32 (Tabela 10.6)
- Faixa de ajuste: (100 – 125) A
- Ajuste: $I_a = 100$ A
- Capacidade de ruptura: $I_{rd} = 65$ kA

- Condição de proteção

  $I_a \geq I_c \rightarrow 100 \text{ A} > 95{,}4 \text{ A}$ (satisfaz)
  $I_a \leq I_{nc} \rightarrow 100 \text{ A} < 230 \text{ A}$ (satisfaz)

- Capacidade de ruptura do disjuntor

  $I_{cs} = 32{,}1 \text{ kA} \rightarrow I_{cs} < I_{rd}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

  $I_{cs} = 32{,}4 \text{ kA} \rightarrow N = \frac{I_{cs}}{I_a} = \frac{32.100}{100} = 321 \rightarrow T_{ad} = 0{,}013$ s (Figura 10.11)

  $S_c = 150 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{cs} = 32{,}1 \text{ kA} \rightarrow T_{sc} = 16$ ciclos (0,266 s) $\rightarrow T_{ad} < T_{sc}$ (satisfaz)

13.2.3 QGF-QDL3

- Disjuntor compensado

  $S = 4 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 31$ A (Tabela 10.4)

$$I_{ad} = \frac{P_c}{\sqrt{3} \times V \times F_p} = \frac{7.980}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}90} = 13{,}4 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 25 \text{ A}$$

- Tipo: 3VU13 (Tabela 10.6)
- Faixa de ajuste: (10 – 16) A
- Ajuste: $I_a = 14$ A

- Condição de proteção

  $I_a \geq I_c \rightarrow 14 \text{ A} > 13{,}4 \text{ A}$ (satisfaz)
  $I_a \leq I_{nc} \rightarrow 14 \text{ A} < 31 \text{ A}$ (satisfaz)

- Capacidade de ruptura do disjuntor

  $I_{cs} = 32{,}1 \text{ kA} \rightarrow I_{rd} = 10$ kA (Tabela 10.6) $\rightarrow I_{cs} > I_{rd}$ (não satisfaz)

É necessário pré-ligar ao disjuntor um fusível que obedeça às seguintes condições:

$I_c = 13{,}4 \text{ A} \rightarrow I_{nf} \geq 1{,}15 \times 13{,}4 \geq 15{,}4 \text{ A} \rightarrow I_{nf} = 16$ A
$I_{cs} = 32{,}1 \text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 16 \text{ A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01$ s $\rightarrow I_{corte} = 2{,}8$ kA (Fig. 10.24)
$I_{corte} < I_{rd}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 4^2}{2{,}8^2} = 0{,}026 \text{ s}$$

$T_{af} < T_{sc}$ (satisfaz)

13.2.4 QGF-QDL4

- Disjuntor compensado

  $S = 2{,}5 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 24$ A

$$I_{ad} = \frac{P_c}{V \times F_p} = \frac{4.780}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,90} = 8 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 25 \text{ A}$$

- Tipo: 3VU13 (Tabela 10.6)
- Faixa de ajuste: (10 – 16) A
- Ajuste: $I_a = 12$ A

• Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 12 \text{ A} > 8 \text{ A}$ (satisfaz)
$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 12 \text{ A} < 24 \text{ A}$ (satisfaz)
$I_{adc} = 1,35 \times I_a \rightarrow I_{adc} = 1,35 \times 12 = 16,2 \text{ A} \rightarrow I_{adc} < I_{nc}$ (satisfaz)

• Capacidade de ruptura do disjuntor

$I_{cs} = 32,1 \text{ kA} \rightarrow I_{rd} = 10 \text{ kA}$ (Tabela 10.6) $\rightarrow I_{cs} > I_{rd}$ (não satisfaz)

É necessário pré-ligar ao disjuntor um fusível que obedeça às seguintes condições:

$I_c = 8 \text{ A} \rightarrow I_{nf} \geq 1,15 \times 8 \geq 9,2 \text{ A} \rightarrow I_{nf} = 10 \text{ A}$
$I_{cs} = 32,1 \text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 10 \text{ A} \rightarrow T_{af} << 0,01 \text{ s} \rightarrow I_{corte} = 2,5 \text{ kA}$
$I_{corte} < I_{rd}$ (satisfaz)

• Proteção do condutor contra curtos-circuitos

Como a atuação do fusível é mais rápida do que a do disjuntor e corta a corrente de defeito em 2,5 kA, num tempo de $T_{af} << 0,001$ s, tem-se:

$$T_{sc} = \frac{0,01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0,01302 \times 2,5^2}{2,5^2} = 0,013 \text{ s}$$

$T_{af} < T_{sc}$ (satisfaz)

13.2.5 QGF-QDL5

• Disjuntor compensado

$S = 10 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 52 \text{ A}$

$$I_{ad} = \frac{P_c}{\sqrt{3} \times V \times F_p} = \frac{13.880}{\sqrt{3} \times 380 \times 0,90} = 23,4 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 25 \text{ A}$$

- Tipo: 3VU 13 (Tabela 10.6)
- Faixa de ajuste: (18 – 25) A
- Ajuste: $I_a = 24$ A
- Capacidade de ruptura: 6 kA (Tabela 10.6)

• Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 24 \text{ A} > 23,4 \text{ A}$ (satisfaz)
$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 24 \text{ A} < 52 \text{ A}$ (satisfaz)

• Capacidade de ruptura do disjuntor

$I_{cs} = 32,1 \text{ kA} \rightarrow I_{rd} = 6 \text{ kA} \rightarrow I_{cs} > I_{rd}$ (não satisfaz)

É necessário pré-ligar ao disjuntor um fusível que obedeça às seguintes condições:

$I_c = 23,4 \text{ A} \rightarrow I_{nf} \geq 1,15 \times 23,4 \geq 26,9 \text{ A} \rightarrow I_{nf} = 32 \text{ A}$
$I_{cs} = 32,1 \text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 32 \text{ A} \rightarrow T_{af} << 0,01 \text{ s} \rightarrow I_{corte} = 4,5 \text{ kA}$
$I_{corte} < I_{rd}$ (satisfaz)

– Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$$T_{sc} = \frac{0,01302 \times S_c^2}{I_{cs}^2} = \frac{0,01302 \times 10^2}{4,5^2} = 0,064 \text{ s}$$

$T_{af} < T_{sc}$ (satisfaz)

13.2.6 QGF-QDL6

- Disjuntor compensado

$S = 16\ \text{mm}^2 \rightarrow I_{nc} = 67\ \text{A}$

$$I_{ad} = \frac{P_c}{\sqrt{3} \times V \times F_{cd} \times F_p} = \frac{16.520}{\sqrt{3} \times 380 \times 0{,}90} = 27{,}8\ \text{A} \rightarrow I_{nd} = 52\ \text{A}$$

- Tipo: 3VU16 (Tabela 10.6)
- Faixa de ajuste: (28 – 40) A
- Ajuste: $I_a = 30$ A
- Capacidade de ruptura: 35 kA

- Condição de proteção

$I_a \geq I_c \rightarrow 30\ \text{A} > 27{,}8\ \text{A}$ (satisfaz)
$I_a \leq I_{nc} \rightarrow 30\ \text{A} < 67\ \text{A}$ (satisfaz)

- Capacidade de ruptura do disjuntor

$I_{cs} = 32{,}1\ \text{kA} \rightarrow I_{rd} = 35\ \text{kA} \rightarrow I_{cs} < I_{rd}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$$I_{cs} = 32{,}1\ \text{kA} \rightarrow N = \frac{I_{cs}}{I_a} = \frac{32.100}{30} = 1.070 \rightarrow T_{ad} = 0{,}0038\ \text{s (Figura 10.13)}$$

$$T_{nc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{cs}^2} = \frac{0{,}01302 \times 16^2}{32{,}1^2} = 0{,}0032\ \text{s} \rightarrow T_{ad} \cong T_{nc}\ \text{(satisfaz)}$$

13.2.7 QGF-CCM1

- Corrente nominal do fusível

$I_{nf} \leq I_{pnm} \times K + \Sigma I_{nm}$
$I_{nf} \leq 43{,}3 \times 6{,}8 \times 0{,}4 + 6 \times 11{,}9 + 43{,}3 \leq 232{,}4\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = 200\ \text{A}$

- Chave seccionadora

$I_{nch} \geq 1{,}15 \times I_c \geq 1{,}15 \times (2 \times 43{,}3 + 6 \times 11{,}9) \geq 1{,}15 \times 158 \geq 181{,}7\ \text{A}$

– Tipo: S32 – 400/3 $\rightarrow I_{nch} = 190$ A/380 V – Siemens (Tabela 9.14)

$I_{mf} = 400\ \text{A} \rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cs} = 32{,}1\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 200\ \text{A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01\ \text{s} \rightarrow I_{corte} = 13\ \text{kA}$

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 400^2}{13^2} = 12{,}3\ \text{s} \rightarrow T_{af} < T_{sc}\ \text{(satisfaz)}$$

13.2.8 QGF-CCM2

- Corrente nominal do fusível

$I_{nf} \leq I_{pnm} \times K + \Sigma I_{nm}$
$I_{nf} \leq 7{,}9 \times 7 \times 0{,}4 + 5 \times 7{,}9 + 9 \times 5{,}5 \leq 111{,}12\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = 100\ \text{A}$

- Chave seccionadora

$I_{nch} \geq 1{,}15 \times I_c \geq 1{,}15 \times (6 \times 7{,}9 + 9 \times 5{,}5) \geq 1{,}15 \times 96{,}9 \geq 111{,}4\ \text{A}$

– Tipo: S32 – 250/3 $\rightarrow I_{nch} = 160$ A – Siemens

$I_{mf} = 250\ \text{A} \rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cs} = 32{,}1\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 100\ \text{A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01\ \text{s} \rightarrow I_{corte} = 11\ \text{kA}$

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 150^2}{11^2} = 2{,}4\ \text{s} \rightarrow T_{af} < T_{sc}\ \text{(satisfaz)}$$

13.2.9 QGF-CCM3

- Corrente nominal do fusível

$I_{nf} \leq I_{pmm} \times K + \Sigma I_{nm}$
$I_{nf} \leq 15{,}4 \times 6{,}6 \times 0{,}4 + 6 \times 15{,}4 + 3 \times 7{,}9 \leq 156{,}7\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = 125\ \text{A}$

- Chave seccionadora

$I_{nch} \geq 1{,}15 \times I_c \geq 1{,}15 \times (7 \times 15{,}4 + 3 \times 7{,}9) \geq 1{,}15 \times 131{,}5 \geq 151{,}2\ \text{A}$

– Tipo: S32 – 400/3 $\rightarrow I_{nch} = 190$ A/380 V – Siemens

$I_{nf} = 400\ \text{A} \rightarrow I_{nf} < I_{nf}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cs} = 32{,}1\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 125\ \text{A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01\ \text{s} \rightarrow I_{corte} = 12\ \text{kA}$

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 240^2}{12^2} = 5{,}2\ \text{s} \rightarrow T_{af} < T_{sc}\ \text{(satisfaz)}$$

13.2.10 QGF-CCM4

- Corrente nominal do fusível

$I_{nf} \leq I_{pmm} \times K + \Sigma I_{nm}$
$I_{nf} \leq 327{,}4 \times 6{,}8 \times 0{,}3 + 327{,}4 \leq 995{,}2\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = 800\ \text{A}$

- Chave seccionadora

$I_{nch} \geq 1{,}15 \times I_c \geq 1{,}15 \times 2 \times 327{,}4 \geq 1{,}15 \times 654{,}8 \geq 753{,}0\ \text{A}$

- Tipo: S32 – 1.250/3 $\rightarrow I_{nch} = 870$ A/380 – Siemens (Tabela 9.14)

$I_{nf} = 1.250\ \text{A} \rightarrow I_{nf} < I_{nf}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$I_{cs} = 32{,}1\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 800\ \text{A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01\ \text{s}$

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{cs}^2} = \frac{0{,}01302 \times (4 \times 400)^2}{32{,}1^2} = 32{,}3\ \text{s} \rightarrow T_{af} < T_{sc}\ \text{(satisfaz)}$$

13.2.11 QGF-CCM5

- Corrente nominal do fusível

$I_{nf} \leq I_{pmm} \times K + \Sigma I_{nm}$
$I_{nf} \leq 26 \times 7{,}8 \times 0{,}4 + 5 \times 26 + 3 \times 11{,}9 \leq 246{,}8\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = 200\ \text{A}$

- Chave seccionadora

$I_{nch} \geq 1{,}15 \times I_c \geq 1{,}15 \times (6 \times 26 + 3 \times 11{,}9) \geq 1{,}15 \times 191{,}7 \geq 220{,}4\ \text{A}$

– Tipo: S32 – 630/3 $\rightarrow I_{nch} = 382$ A/380 V – Siemens

$I_{nf} = 630\ \text{A} \rightarrow I_{nf} < I_{nf}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$$I_{cc} = 32{,}1\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 200\ \text{A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01\ \text{s} \rightarrow I_{corte} = 13\ \text{kA}$$

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{corte}^2} = \frac{0{,}01302 \times 500^2}{32{,}1^2} = 19{,}2\ \text{s} \rightarrow T_{af} < T_{sc}\ \text{(satisfaz)}$$

13.2.12 QGF-CCM6

- Corrente nominal do fusível

$$I_{nf} \leq I_{pnm} \times K + \Sigma I_{nm}$$
$$I_{nf} \leq 28{,}8 \times 6{,}8 \times 0{,}4 + 7 \times 28{,}8 \leq 279{,}9\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = 250\ \text{A}$$

- Chave seccionadora

$$I_{nch} \geq 1{,}15 \times I_c \geq 1{,}15 \times 8 \times 28{,}8 \geq 1{,}15 \times 230{,}4 \geq 264{,}9\ \text{A}$$

– Tipo: S32-630/3 $\rightarrow I_{nch} = 382$ A/380 V – Siemens

$I_{mf} = 630\ \text{A} \rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$$I_{cc} = 32{,}1\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 250\ \text{A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01\ \text{s} \rightarrow I_{corte} = 25\ \text{kA}$$

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{cc}^2} = \frac{0{,}01302 \times (2 \times 185)^2}{25^2} = 2{,}85\ \text{s} \rightarrow T_{af} < T_{sc}\ \text{(satisfaz)}$$

13.2.13 QGF-CCM7

- Corrente nominal do fusível

$$I_{nf} \leq I_{pnm} \times K + \Sigma I_{nm}$$
$$I_{nf} \leq 43{,}3 \times 6{,}8 \times 0{,}4 + 9 \times 43{,}3 \leq 507{,}4\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = 500\ \text{A}$$

- Chave seccionadora

$$I_{nch} \geq 1{,}15 \times I_c \geq 1{,}15 \times 10 \times 43{,}3 \geq 1{,}15 \times 433 \geq 497{,}9\ \text{A}$$

– Tipo: S32 – 1250/3 $\rightarrow I_{nch} = 870$ A/380 V – Siemens

$I_{mf} = 1.000\ \text{A} \rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$$I_{cc} = 32{,}1\ \text{kA} \rightarrow I_{nf} = 500\ \text{A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01\ \text{s}$$

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{cc}^2} = \frac{0{,}01302 \times (2 \times 500)^2}{32{,}1^2} = 12{,}6\ \text{s} \rightarrow T_{af} < T_{sc}\ \text{(satisfaz)}$$

13.2.14 QGF-CCM8

- Corrente nominal do fusível

$$I_{nf} \leq I_{pnm} \times K + \Sigma I_{nm}$$
$$I_{nf} \leq 35{,}5 \times 6{,}7 \times 0{,}4 + 9 \times 35{,}5 \leq 414{,}6\ \text{A} \rightarrow I_{nf} = 400\ \text{A}$$

- Chave seccionadora

$$I_{nch} \geq 1{,}15 \times I_c \geq 1{,}15 \times 10 \times 35{,}5 \geq 1{,}15 \times 355 \geq 408{,}2\ \text{A}$$

– Tipo: S32 – 1000/3 $\rightarrow I_{nch} = 447$ A/380 V – Siemens

$I_{mf} = 1.000\ \text{A} \rightarrow I_{nf} < I_{mf}$ (satisfaz)

- Proteção do condutor contra curtos-circuitos

$$I_{cc} = 32{,}1 \text{ kA} \rightarrow I_{nf} = 400 \text{ A} \rightarrow T_{af} << 0{,}01 \text{ s}$$

$$T_{sc} = \frac{0{,}01302 \times S_c^2}{I_{cs}^2} = \frac{0{,}01302 \times (2 \times 400)^2}{32{,}1^2} = 8{,}0 \text{ s} \rightarrow T_{af} < T_{sc} \text{ (satisfaz)}$$

13.2.15 TR-QGF (Circuito de Cada Transformador)

$$S_c = 3 \times 300 \text{ mm}^2 \rightarrow I_{sc} = 3 \times 396 \text{ A} = 1.188 \text{ A}$$

$$I_c = \frac{P_{tr}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{750}{\sqrt{3} \times 0{,}38} = 1.139 \text{ A} \rightarrow I_{nd} = 1.250 \text{ A (Tabela 10.6)}$$

- Tipo: 3WN6 – Siemens
- Relé térmico: 500 – 1.250 A
- Relé magnético: 5.000 – 10.000 A
- Classe de temperatura da unidade magnética: 80 ms
- Capacidade de ruptura: 65 kA/380 V
- Ajuste do relé térmico: $I_a = 1.200$ A
- Condição de proteção

  $I_a \geq I_c \rightarrow 1.200 \text{ A} > 1.139 \text{ A (satisfaz)}$
  $I_a \leq I_{sc} \rightarrow 1.200 \text{ A} \cong 1.180 \text{ A (satisfaz)}$

- Capacidade de ruptura

  $I_{cc} = 32{,}1 \text{ kA} \rightarrow I_{cs} < I_{rd} \text{ (satisfaz)}$

13.2.16 Banco de Capacitores

- Corrente nominal do fusível por célula

  $I_{nf} \leq 1{,}65 \times I_{nca}$

  $$I_{nca} = \frac{50}{\sqrt{3} \times 0{,}38} = 75{,}9 \text{ A}$$

  $I_{nf} \leq 1{,}65 \times 75{,}9 \leq 125{,}2 \text{ A}$
  $I_{nf} = 125 \text{ A}$

- Corrente nominal da chave seccionadora por célula

  $I_{nch} \geq 1{,}35 \times I_{nca}$
  $I_{nch} \geq 1{,}35 \times 75{,}9 = 102{,}4 \text{ A}$

  Tipo: S32 – 160/3 $\rightarrow I_{nch} = 102$ A/380 V (Siemens – Tabela 9.14)

  $I_{nf} = 160 \text{ A} \rightarrow I_{nf} < I_{nf} \text{ (satisfaz)}$

13.3 COORDENAÇÃO

13.3.1 Coordenação entre os QDLs e CCMs e o QGF

No caso dos CCMs e QGF, está praticamente assegurada a coordenação pela diferença de valores das correntes nominais ou de ajuste das proteções. No caso de alguns circuitos dos QDLs, devido às baixas correntes envolvidas, a coordenação poderá não ocorrer.

13.3.2 Coordenação entre o QGF e o Relé Primário

- Disjuntor secundário

  $$I_{cs} = \frac{32{,}1}{2} = 16{,}0 \text{ kA} = 16.000 \text{ A}$$

$$N = \frac{I_{cc}}{I_a} = \frac{16.000}{1.200} = 13{,}5 \rightarrow T_{ad} = 0{,}015 \text{ s (Figura 10.17)}$$

$T = 0{,}40$ s (tempo de coordenação)

- Relé primário

$$I_{cc} = 32{,}1 \text{ kA} \rightarrow 32.100 \times \frac{380}{13.800} = 883 \text{ A} \rightarrow T_{ad} = 0{,}010 + 0{,}4 = 0{,}410 \text{ A}$$

$T_{ad} = 0{,}5$ s (valor a ser ajustado no relé)

– Corrente nominal

$$I_m = 1{,}5 \times I_{nt} = 1{,}5 \times \frac{2 \times 750}{\sqrt{3} \times 13{,}80} = 94 \text{ A} \rightarrow I_m = 100 \text{ A}$$

– Faixa de ajuste: (60 – 120) A
– Ajuste: $I_a = 100$ A

14 CÁLCULO DA MALHA DE TERRA

14.1 MEDIÇÃO DA RESISTIVIDADE DO SOLO

Será considerado que foram realizadas em campo as medições de resistividade que resultaram na Tabela 3.

Não há desvio de qualquer valor de resistividade superior a 50% em relação à média para a distância considerada, como, por exemplo,

$$\rho_m = \left|\frac{270 - 190}{190}\right| \times 100 = 42\% < 50\%.$$

a) Resistividade aparente do solo

Traçar a curva das resistividades médias, conforme a Figura 1.

- Resistividade média do solo (ρ_m), em $\Omega \cdot$ m

Da Figura 1, tem-se:

$\rho_1 = 373\ \Omega \cdot \text{m}$
$\rho_2 = 150\ \Omega \cdot \text{m}$

$$\frac{\rho_2}{\rho_1} = \frac{150}{373} = 0{,}40$$

Com o valor de $\rho_m/\rho_1 = 0{,}40$ obtém-se na Tabela 11.3 o valor do fator de multiplicação K.

$$\rho_m = K \times \rho_1 = 0{,}8517 \times 373 = 317\ \Omega \cdot \text{m}$$

TABELA 3
Resistividade medida do solo

Posição dos Eletrodos	Resistividade Média					
Distância (m)	Pontos Medidos					Valor Médio
	A	B	C	D	E	ρ_m
2	380	365	345	350	335	355
4	340	327	273	220	190	270
8	255	222	240	190	170	215
16	190	165	145	150	140	158

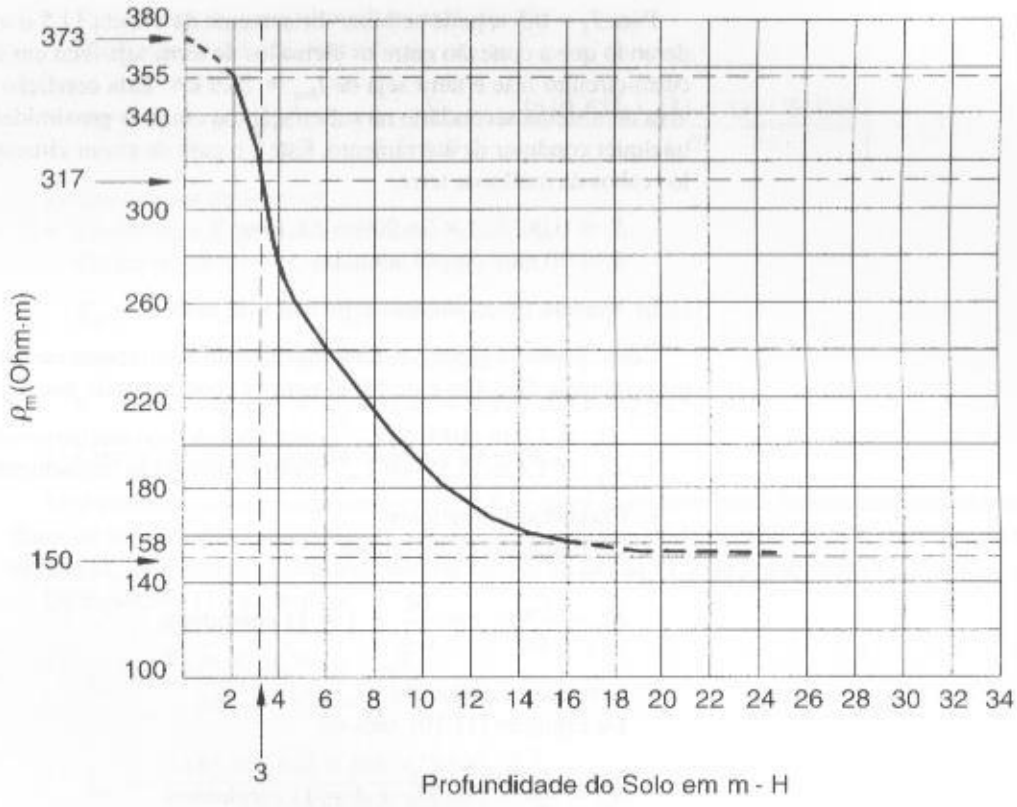


FIGURA 1
Curva profundidade × resistividade do solo

- Profundidade da camada de solo correspondente à resistividade média (ρ_m)

De acordo com a Equação (11.5), tem-se:

$$R = \sqrt{\frac{S}{\pi}} = \sqrt{\frac{140}{\pi}} = 6{,}6 \text{ m}$$

$$S = 14 \times 10 = 140 \text{ m}$$

$$R/D_p = \frac{6{,}6}{3} = 2{,}2$$

O valor dado de D_p é obtido a partir da curva da Figura 1, em função de $\rho_m = 317\ \Omega \cdot \text{m}$, ou seja:

$$\rho_m = 317\ \Omega \cdot \text{m} \rightarrow D_p = 3\text{m}$$

- Resistividade aparente

Com o valor de $R/D_p = 1{,}13$ m e de $\rho_2/\rho_1 = 0{,}40$, obtém-se no gráfico da Tabela 11.4, através de interpolação, o valor de K:

$$\frac{0{,}20 - 0{,}50}{0{,}99 - 1{,}00} = \frac{0{,}20 - 0{,}40}{0{,}99 - X} \rightarrow X = 0{,}996$$

$$\frac{0{,}20 - 0{,}50}{1{,}13 - 1{,}20} = \frac{0{,}20 - 0{,}40}{1{,}13 - Y} \rightarrow Y = 1{,}17$$

$$\frac{0{,}50 - 2}{0{,}996 - 1{,}12} = \frac{0{,}20 - 0{,}40}{0{,}996 - \text{K}} \rightarrow K = 1{,}04$$

$$\rho_a = K \times \rho_1 = 1{,}04 \times 373 = 388\ \Omega\text{m}$$

Para $T_f = 0,5$ s, pode-se obter diretamente da Tabela 11.5 o valor da seção em mm²/A, considerando que a conexão entre os eletrodos de terra seja feita em solda exotérmica e a corrente de curto-circuito fase e terra seja de $I_{fma} = 26,9$ kA. Esta condição é obtida quando qualquer parte viva do sistema secundário na subestação ou em suas proximidades entra em contato direto com qualquer condutor de aterramento. Este é o caso de maior circulação de corrente diretamente pelos cabos da malha de terra.

$S_c = 0,002533 \times 26.900 = 68,1$ mm²
$S_c = 70$ mm² (seção adotada)

b) Número de condutores principal e de junção

Como primeira tentativa, será considerado arbitrariamente um espaçamento entre os condutores principais de 1,4 m e de 1,0 m para os condutores de junção, ou seja:

$D_j = 1,0$ m (10% de L_m – valor considerado inicialmente)
$D_p = 1,4$ m (6,5% de C_m – valor considerado inicialmente)

- Condutores principais
  Da Equação (11.9), tem-se:

$$N_{cp} = \frac{C_m}{D_p} + 1 = \frac{14}{1,4} + 1 = 11 \text{ condutores}$$

- Condutores de junção
  Da Equação (11.10), tem-se:

$$N_{cj} = \frac{L_m}{D_c} + 1 = \frac{10}{1,0} + 1 = 11 \text{ condutores}$$

c) Comprimento dos condutores da malha de terra
Da Equação (11.11), tem-se:

$L_{cm} = 1,05 \times [(C_m \times N_{cj}) + (L_m \times N_{cp})]$
$L_{cm} = 1,05 \times [(14 \times 11) + (10 \times 11)] = 277,2$ m

d) Coeficientes de ajuste

- Coeficiente K_m para os condutores principais
  Da Equação (11.12), tem-se:

$$K_m = \frac{1}{2 \times \pi} \times \ln\left(\frac{D^2}{4 \times \pi \times (N-1) \times H \times D_{ca}}\right)$$

$H = 0,5$ m (profundidade considerada da malha de terra)

$$K_{mp} = \frac{1}{2 \times \pi} \times \ln\left(\frac{1,4^2}{4 \times \pi \times (11-1) \times 0,5 \times 0,00975}\right) = 0,185$$

$Sc = 70$ mm² → $D_{ca} = 9,75$ mm = 0,00975 mm (Tabela 3.47)

- Coeficiente K_m para os condutores de junção
  Da Equação (11.12), tem-se:

$$K_{mj} = \frac{1}{2 \times \pi} \times \ln\left(\frac{1,0^2}{4 \times \pi \times (11-1) \times 0,5 \times 0,00975}\right) = 0,077$$

e) Coeficiente de ajuste K_s

- Coeficiente K_s para os condutores principais
  Da Equação (11.13), tem-se:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \times \left\{\frac{1}{2 \times H} + \frac{1}{D+H} + \ln\left[\frac{0,655 \times (N-1) - 0,328}{D}\right]\right\}$$

$$K_{sp} = \frac{1}{\pi} \times \left\{\frac{1}{2 \times 0,5} + \frac{1}{1,4+0,5} + \frac{\ln\left[0,655 \times (11-1) - 0,328\right]}{1,4^2}\right\} = 0,785$$

- Coeficiente K_s para os condutores de junção
  Da Equação (11.13), tem-se:

$$K_{sj} = \frac{1}{\pi} \times \left\{ \frac{1}{2 \times 0,5} + \frac{1}{1,0 + 0,5} + \frac{\ln [0,655 \times (11 - 1) - 0,328]}{1,0^2} \right\} = 1,117$$

f) Coeficiente de ajuste K_i

- Coeficiente K_i para os condutores principais
  Da Equação (11.14), tem-se:

$$K_{ip} = 0,65 + 0,172 \times N_{cp} = 0,65 + 0,172 \times 11 = 2,542$$

- Coeficiente K_i para condutores de junção

$$K_{ij} = 0,65 + 0,172 \times N_{cj} = 0,65 + 0,172 \times 11 = 2,542$$

g) Comprimento mínimo do condutor da malha

Será utilizada a corrente de curto-circuito fase-terra que não envolva diretamente nenhum condutor de aterramento, ou seja, $I_{fmi} = 131$ A. Considerou-se ainda uma resistência da malha de terra de 5 Ω, conforme está demonstrado no item e) da Seção 11.2 do presente texto.

Da Equação (11.16), tem-se:

$$L_c = \frac{K_m \times K_i \ \rho_s \times I_{cfi} \times \sqrt{T_f}}{116 + 0,174 \times \rho_s}$$

$$L_c = \frac{0,185 \times 2,542 \times 388 \times 131 \times \sqrt{0,5}}{116 + 0,174 \times 3.000} = 32,3 \text{ m}$$

$\rho_s = 3.000\ \Omega \cdot \text{m}$ (camada superficial de brita de 15 cm)

Adotar o maior produto $K_m \times K_i$ para uma direção considerada, ou seja, $K_{mp} \times K_{ip}$.

$L_{cm} > L_c$ (condição satisfeita)

h) Tensão máxima de passo
Da Equação (11.19), tem-se:

$$E_{pa} = \frac{116 + 0,7 \times \rho_s}{\sqrt{T_f}} \rightarrow \frac{116 + 0,7 \times 3.000}{\sqrt{0,5}} = 3.133 \text{ V}$$

i) Tensão de passo existente na periferia da malha
Da Equação (11.20), tem-se:

$$E_{per} = \frac{K_s \times K_i \times \rho_i \times I_{cfi}}{L_{cm}} \rightarrow E_{per} = \frac{1,117 \times 2,542 \times 373 \times 131}{277,2} = 500,5 \text{ V}$$

Adotar o maior produto $K_s \times K_i$ para uma direção considerada, ou seja, $K_{sj} \times K_{ij}$.

j) Tensão máxima de toque
Da Equação (11.22), tem-se:

$$E_{tm} = \frac{116 + 0,174 \times \rho_s}{\sqrt{T_f}} \rightarrow E_{tm} = \frac{116 + 0,174 \times 3.000}{\sqrt{0,5}} = 902,2 \text{ V}$$

k) Tensão de toque existente
Da Equação (11.23), tem-se:

$$E_{te} = \frac{K_m \times K_i \times \rho_i \times I_{cfim}}{L_{cm}} \rightarrow E_{te} = \frac{1,185 \times 2,542 \times 373 \times 131}{277,2} = 82,2 \text{V}$$

$E_{tm} > E_{te}$ (condição satisfeita)

l) Corrente máxima de choque
Da Equação (11.25), tem-se:

$$I_{ch} = \frac{116}{\sqrt{T_f}}\ (\text{mA}) \rightarrow I_{ch} = \frac{116}{\sqrt{0,5}} = 164\ \text{mA}$$

m) Corrente de choque existente devido à tensão do passo, sem brita na periferia
Da Equação (11.26), tem-se:

$$I_{pmsb} = \frac{1.000 \times E_{per}}{1.000 + 6 \times \rho_1} \rightarrow I_{pmsb} = \frac{1.000 \times 500,5}{1.000 + 6 \times 373} = 154,5\ \text{mA}$$

$I_{pmsb} < I_{ch}$ (condição satisfeita)

n) Corrente de choque existente na periferia da malha devido à tensão de passo, com a camada de brita
Da Equação (11.28), tem-se:

$$I_{pmcb} = \frac{1.000 \times E_{per}}{1.000 + 6 \times (\rho_1 \times \rho_s)}\ (\text{mA}) \rightarrow I_{pmcb} = \frac{1.000 \times 500,5}{1.000 + 6 \times (373 + 3.000)} = 25,7\ \text{mA}$$

$I_{pmcb} < I_{ch}$ (condição satisfeita)

o) Corrente de choque devido à tensão de toque existente, sem brita

$$I_{tmsb} = \frac{1.000 \times E_{per}}{1.000 + 1,5 \times \rho_1} \rightarrow I_{tmsb} = \frac{1.000 \times 500,5}{1.000 + 1,5 \times 373} = 320,7\ \text{mA}$$

$I_{tmsb} > I_{ch}$ (condição satisfeita)

Com a utilização de brita, pode-se aplicar a Equação (11.32):

$$I_{tmcb} = \frac{1.000 \times E_{per}}{1.000 + 1,5 \times (\rho_1 \times \rho_s)} \rightarrow I_{tmcb} = \frac{1.000 \times 82,2}{1.000 + 1,5 \times (355 + 3.000)} = 13,6\ \text{mA}$$

$I_{tmcb} < I_{ch}$ (condição satisfeita)

p) Corrente mínima de acionamento do relé de terra
Da Equação (11.34), tem-se:

$$I_a = \frac{(R_{ch} + 1,5 \times \rho_s) \times 9 \times L_{cm}}{1.000 \times K_m \times K_i \times \rho} \rightarrow I_a = \frac{(1.000 + 1,5 \times 3.000) \times 9 \times 277,2}{1.000 \times 0,185 \times 2,542 \times 373} = 78,2\ \text{A}$$

$R_{ch} = 1.000\ \Omega$ (resistência considerada do corpo humano)

q) Resistência da malha de terra
Da Equação (11.37), tem-se:

$$R_{mc} = \frac{\rho_a}{4 \times R} + \frac{\rho_a}{L_{cm}} \rightarrow R_{mc} = \frac{388}{4 \times 6,6} + \frac{388}{277,2} = 16\ \Omega$$

O valor da resistência de terra não satisfaz plenamente ao máximo estabelecido pela norma, que é de 10 Ω para subestações de 15 kV.

r) Resistência de um aterramento de eletrodo vertical
Da Equação (11.38), tem-se:

$$R_{ie} = \frac{\rho_a}{2 \times \pi \times L_h} \times \ln\left(\frac{400 \times L_h}{2,54 \times D_h}\right) \rightarrow R_{ie} = \frac{388}{2 \times \pi \times 3} \times \ln\left(\frac{400 \times 3}{2,54 \times 3/4}\right) = 132,6\ \Omega$$

$D_h = 3/4''$
$L_h = 3\ \text{m}$

s) Coeficiente de redução da resistência de um eletrodo vertical
Da Equação (11.39), tem-se:

$$K_h = \frac{1 + A \times B}{N_h} \rightarrow K_h = \frac{1 + 0,0543 \times 5,8917}{9} = 0,14665$$

N_h = 9 hastes de terra (valor adotado arbitrariamente e visto em planta)
A = 0,0543 (Tabela 11.7 para nove hastes de terra)
B = 5,8917 (Tabela 11.8), conforme a seguir:

t) Resistência de aterramento do conjunto de eletrodos verticais
Da Equação (11.40), tem-se:

$$R_{ae} = K_h \times R_{ie} = 0{,}1629 + 132{,}6 = 21{,}6\ \Omega$$

u) Resistência mútua dos cabos e eletrodos verticais
Da Equação (11.41), tem-se:

$$R_{mu} = \frac{\rho_m}{\pi \times L_{cm}} \times \left[\ln \left(\frac{2 \times L_{cm}}{L_{th}} + K_1 \times \frac{L_{cm}}{\sqrt{S}} - K_2 + 1 \right) \right]$$

$$R_{mu} = \frac{317}{\pi \times 277{,}2} \times \left[\ln \left(\frac{2 \times 277{,}2}{9 \times 3} + \frac{1{,}081 \times 277{,}2}{\sqrt{140}} - 5{,}287 + 1 \right) \right]$$

$$R_{mu} = 1{,}06\ \Omega$$

$$K = \frac{C_m}{L_m} = \frac{14}{10} = 1{,}4$$

$$L_{th} = N_h \times L_{th} = 9 \times 3 = 27\ \text{m}$$

$$K_1 = 1{,}14125 - 0{,}0425 \times K = 1{,}14125 - 0{,}0425 \times 1{,}4 = 1{,}081$$

$$K_2 = 5{,}49 - 0{,}1443 \times K = 5{,}49 - 0{,}1443 \times 1{,}4 = 5{,}287$$

v) Resistência total da malha
Da Equação (11.46), tem-se:

$$R_{im} = \frac{R_{mc} \times R_{ae} - R_{mu}^2}{R_{mc} + R_{ae} - 2 \times R_{mu}} \rightarrow R_{im} = \frac{13{,}8 \times 21{,}6 - 1{,}06^2}{13{,}8 + 21{,}6 - 2 \times 1{,}06} = 8{,}9\ \Omega < 10\ \Omega$$

15 DIMENSÕES DA SUBESTAÇÃO

15.1 CUBÍCULOS DE MEDIÇÃO

C_1 = 1.600 mm
L_2 = 2.422 mm (adotou-se a dimensão do cubículo do transformador)

15.2 CUBÍCULOS DO DISJUNTOR

$C_2 = D_d + 1.000 = 700 + 1.000 = 1.700$ mm
D_d = 700 mm
L_2 = 2.422 mm

15.3 CUBÍCULOS DE TRANSFORMAÇÃO

$L_3 = D_t + 1.000 = 2.540 + 1.000 = 3.540$ mm
D_t = 2.540 mm
$L_2 = D_t + 1.000 = 1.422 + 1.000 = 2.422$ mm
D_t = 1.422 mm (Tabela 12.4)

Logo, as dimensões finais ocupadas pelos equipamentos são:

L = 1.600 + 150 + 1.700 + 150 + 3.540 + 150 + 3.540 + 150 = 10.980 mm (veja planta 5)

Como a dimensão da subestação é de 14.400, será reservado um cubículo para ampliação com a seguinte dimensão:

L_r = 14.400 − 10.980 = 3.420 mm (veja planta 5)

Em função da largura de 9.500 mm já considerada, foram definidas as dimensões internas da subestação de conformidade com a planta 5.

15.4 ALTURA MÍNIMA DA SUBESTAÇÃO

$$H_{se} = H_1 + H_{ar} + H_c + H_i + H_{ab}$$
$$H_{se} = 2.085 + 300 + 600 + 250 + 1.500 = 4.735 \text{ mm} = 4{,}7 \text{ m}$$

O valor final de $H_{se} = 5{,}1$ m que corresponde à altura existente do prédio.

15.5 DIMENSÕES DA JANELA DE VENTILAÇÃO

$$A_v = \frac{2 \times 750 \times 0{,}30}{100} = 4{,}5 \text{ m}^2$$
$$A_v = 1{,}5 \times 3 \text{ m (valor mínimo)}$$
$$A_v = 1{,}8 \times 2{,}50 \text{ m (valor adotado)}$$

16 DIMENSIONAMENTO DOS APARELHOS DE MEDIÇÃO

16.1 MEDIÇÃO DE ENERGIA

Os transformadores de medida (TCs e TPs) serão fornecidos pela concessionária local, de acordo com as suas normas e especificações particulares.

16.2 MEDIÇÃO DE CORRENTE INDICATIVA

16.2.1 Transformadores de Corrente (TCs)

- QDL1
  $I_{qdl1} = 80{,}7 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 100 - 5 \text{ A}$
- QDL2
  $I_{qdl2} = 95{,}4 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 100 - 5 \text{ A}$
- QDL3
  $I_{qdl3} = 13{,}4 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 15 - 5 \text{ A}$
- QDL4
  $I_{qdl4} = 8 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 10 - 5 \text{ A}$
- QDL5
  $I_{qdl5} = 23{,}4 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 25 - 5 \text{ A}$
- QDL6
  $I_{qdl6} = 27{,}8 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 30 - 5 \text{ A}$
- CCM1
  $I_{ccm1} = 158 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 200 - 5 \text{ A}$
- CCM2
  $I_{ccm2} = 96{,}9 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 150 - 5 \text{ A}$
- CCM3
  $I_{ccm3} = 131{,}5 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 150 - 5 \text{ A}$
- CCM4
  $I_{ccm4} = 654{,}8 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 800 - 5 \text{ A}$
- CCM5
  $I_{ccm5} = 191{,}7 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 250 - 5 \text{ A}$
- CCM6
  $I_{ccm6} = 230{,}4 \text{ A} \rightarrow I_{tc} = 300 - 5 \text{ A}$

- CCM7
  $I_{ccm7} = 433\ A \rightarrow I_{tc} = 600 - 5\ A$
- CCM8
  $I_{ccm8} = 355\ A \rightarrow I_{tc} = 400 - 5\ A$
- Capacitores
  $I_{nc} = 75{,}9\ A \rightarrow I_{tc} = 75{,}9 \times 6 = 455{,}4\ A \rightarrow I_{tc} = 500 - 5\ A$
- Transformador (secundário)
  $I_{nt} = 1.139\ A \rightarrow I_{tc} = 1.500 - 5\ A$

16.2.2 Amperímetros

Todos os amperímetros têm um valor de fundo de escala 50% superior ao valor do limite da faixa de medição.

- QDL1
  $I_{qdl1} = 80{,}7\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{qdl1} = 1{,}5 \times 80{,}7 = 121{,}0\ A$
  $I_{esc} = 0 - 125\ A$
- QDL2
  $I_{qdl2} = 95{,}4\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{qdl2} = 1{,}5 \times 95{,}4 = 143{,}1\ A$
  $I_{esc} = 0 - 150\ A$
- QDL3
  $I_{qdl3} = 13{,}4\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{qdl3} = 1{,}5 \times 13{,}4 = 20{,}1\ A$
  $I_{esc} = 0 - 20\ A$
- QDL4
  $I_{qdl4} = 8\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{qdl4} = 1{,}5 \times 8 = 12{,}0\ A$
  $I_{esc} = 0 - 15\ A$
- QDL5
  $I_{qdl5} = 23{,}4\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{qdl5} = 1{,}5 \times 23{,}4 = 35{,}1\ A$
  $I_{esc} = 0 - 40\ A$
- QDL6
  $I_{qdl6} = 27{,}8\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{qdl6} = 1{,}5 \times 27{,}8 = 41{,}7\ A$
  $I_{esc} = 0 - 50\ A$
- CCM1
  $I_{ccm1} = 158\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{ccm1} = 1{,}5 \times 158 = 237\ A$
  $I_{esc} = 0 - 400\ A$
- CCM2
  $I_{ccm2} = 96{,}9\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{ccm2} = 1{,}5 \times 96{,}9 = 145\ A$
  $I_{esc} = 0 - 200\ A$
- CCM3
  $I_{ccm3} = 131{,}5\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{ccm3} = 1{,}5 \times 131{,}5 = 197\ A$
  $I_{esc} = 0 - 200\ A$
- CCM4
  $I_{ccm4} = 654{,}8\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{ccm4} = 1{,}5 \times 654{,}8 = 982\ A$
  $I_{esc} = 0 - 1.000\ A$
- CCM5
  $I_{ccm5} = 191{,}7\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{ccm5} = 1{,}5 \times 191{,}7 = 287\ A$
  $I_{esc} = 0 - 400\ A$
- CCM6
  $I_{ccm6} = 230{,}4\ A \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{ccm6} = 1{,}5 \times 230{,}4 = 345\ A$
  $I_{esc} = 0 - 600\ A$

- CCM7

$$I_{ccm7} = 433\ \text{A} \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{ccm7} = 1{,}5 \times 433 = 649\ \text{A}$$
$$I_{esc} = 0 - 800\ \text{A}$$

- CCM8

$$I_{ccm8} = 355\ \text{A} \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times I_{ccm8} = 1{,}5 \times 355 = 532\ \text{A}$$
$$I_{esc} = 0 - 600\ \text{A}$$

- Capacitadores

$$I_{cc} \rightarrow I_{amp} = 1{,}5 \times 75{,}9 + 5 \times 75{,}9 = 493{,}3\ \text{A}$$
$$I_{esc} = 0 - 600\ \text{A}$$

- Transformador (secundário)

A corrente de fundo de escala será 30% superior à corrente nominal do transformador.

$$I_{nt} = 1.139\ \text{A} \rightarrow I_{amp} = 1{,}30 \times 1.139 = 1.480\ \text{A}$$
$$I_{esc} = 0 - 1.500\ \text{A}$$

Relação de Material					
Item	Ud	Num	Especificação	Preço	
				Unitário	Total
			1 - ENTRADA DE ENERGIA		
1	um	3	Pára-raios do tipo distribuição a resistor não-linear, com desligador automático, tensão nominal de 12 kV, corrente de descarga nominal de 5.000 A, máxima tensão disruptiva a impulso atmosférico de 54 kV, máxima tensão residual de descarga de 39 kV.		
2	uma	3	Chave seccionadora unipolar, corrente nominal de 100 A/15 kV, TSI de 95 kV, tensão máxima de operação de 15,5 kV e capacidade assimétrica de interrupção de 10 kA.		
3	uma	3	Mufla terminal primária unipolar, uso externo, tipo composto elastomérico, para cabo unipolar de 25 mm², isolacão em PVC, terminal externo para 100 A, tensão nominal de 15 kV, corrente nominal de 100 A, tensão máxima de operação de 15,5 kV, TSI de 95 kV, fornecida com *kit* completo.		
4	m	70	Cabo de cobre unipolar, isolação em PVC para 8,7/15 kV, seção de 25 mm².		
5	uma	3	Cruzeta de concreto armado de 1,90 m, tipo N (ABNT).		
6	m	6	Eletroduto de ferro galvanizado de 100 mm (3 1/2").		
7	um	2	Suporte metálico para fixação do eletroduto de ferro galvanizado.		
			2 - CUBÍCULO DE MEDIÇÃO		
8	um	1	Suporte metálico para fixação dos transformadores para medição: corrente e potencial.		
9	uma	3	Mufla terminal primária unipolar, uso interno, tipo composto elastomérico, para cabo unipolar de 25 mm², isolacão em PVC, terminal externo para 100 A, tensão nominal de 15 kV, TSI de 95 kV, fornecida com *kit* completo.		
10	um	1	Suporte metálico para fixação das muflas.		
11	uma	1	Tela metálica de 13 mm de abertura, de 2.550 × 2.950 mm, conforme desenho.		
12	um	9	Isolador suporte para uso interno, 15 kV.		
			3 - CUBÍCULO DE PROTEÇÃO		
13	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, uso interno, acionamento manual através de alavanca de manobra, operação sem carga, corrente nominal de 200 A, classe de tensão de 15 kV, corrente de curta duração para efeito térmico de 10 kA e para efeito dinâmico de 20 kA, nível de isolamento de 15,5 kV e TSI de 95 kV.		
14	um	3	Relé primário de ação direta, corrente nominal de 100 A, tipo RM2F, faixa de ajuste (60–120) A.		
15	um	9	Suporte metálico para fixação de chave seccionadora tripolar.		
16	um	9	Isolador suporte para uso interno, 15 kV.		
17	uma	3	Bucha de passagem de 15 kV/100 A, uso interno-interno.		
18	uma	1	Disjuntor tripolar a pequeno volume de óleo, comando manual, acionamento frontal,		

Relação de Material					
Item	Ud	Num	Especificação	Preço	
				Unitário	Total
			montagem fixa sobre carrinho, construção aberta, tensão nominal de utilização 15 kV, corrente nominal de 400 A, capacidade de interrupção simétrica de 250 MVA, tensão de impulso de 125 kV e freqüência nominal de 60 Hz.		
19	uma	1	Chapa de passagem de 1.500 × 500 mm para fixação de bucha de passagem.		
20	uma	1	Tela metálica de 13 mm de abertura com dimensões de 1.270 × 2.950 mm, conforme desenho.		
			4 - CUBÍCULO DE TRANSFORMAÇÃO		
21	uma	2	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, uso interno, acionamento manual, através de alavanca de manobra, operação sem carga, corrente nominal de 200 A, classe de tensão de 15 kV, corrente de curta duração para efeito térmico de 10 kA e para efeito dinâmico de 20 kA, nível de isolamento de 15,5 kV e TSI de 95 kV.		
22	um	2	Transformador trifásico de 750 kVA, tensão nominal primária de 13.800/13.200/12.600 V, tensão nominal secundária de 380/220 V dispondo de ligação dos enrolamentos triângulo primário e estrela secundário, impedância nominal percentual de 5,5%, freqüência de 60 Hz e TSI de 95 kV.		
23	um	6	Isolador suporte, uso interno, para 15 kV.		
24	m	68	Vergalhão de cobre nu de 35 mm^2 (barramento total de SE).		
25	uma	2	Tela metálica de 13 mm de abertura com dimensões de 4.490 × 1.800 mm, conforme desenho.		
			5 - ATERRAMENTO DA SUBESTAÇÃO		
26	m	277	Cabo de cobre nu de 70 mm^2.		
27	uma	9	Haste de terra de aço cobreado de 3/4″ × 3.000 mm.		
			6 - QUADRO GERAL DE FORÇA - QGF		
28	um	1	Quadro metálico em chapa de aço de 2,75 mm (12 USSG) tratada com desengraxante alcalino e pintada com tinta em pó, à base de epóxi, com espessura de 70 $\mu \cdot$ m e dimensão de 4.500 × 2.000 mm, com 750 mm de profundidade, aberturas para ventilação inferior e superior, nas partes frontal e lateral, porta com fechadura universal, provido de barramento de cobre de 4″ × 1/4″.		
29	um	54	Conjunto fusível *diazed* de 4 A.		
30	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 102 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-160/3 - Siemens.		
31	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 139 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-250/3 - Siemens.		
32	uma	2	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 190 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-400/3 - Siemens.		
33	uma	2	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 382 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-630/3 - Siemens.		
34	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 447 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-1000/3 - Siemens.		
35	uma	2	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 870 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-1.250/3 - Siemens.		
36	um	3	Fusível tipo NH, corrente nominal de 10 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
37	um	3	Fusível tipo NH, corrente nominal de 16 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
38	um	3	Fusível tipo NH, corrente nominal de 32 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
39	um	3	Fusível tipo NH, corrente nominal de 100 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
40	um	6	Fusível tipo NH, corrente nominal de 125 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
41	um	6	Fusível tipo NH, corrente nominal de 200 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 1, tipo retardado.		

Relação de Material					
Item	Ud	Num	Especificação	Preço	
				Unitário	Total
42	um	6	Fusível tipo NH, corrente nominal de 250 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 1, tipo retardado.		
43	um	3	Fusível tipo NH, corrente nominal de 400 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 1, tipo retardado.		
44	um	3	Fusível tipo NH, corrente nominal de 500 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 2, tipo retardado.		
45	um	3	Fusível tipo NH, corrente nominal de 800 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 3, tipo retardado.		
46	uma	15	Base para fusível NH, tamanho 1/125 A.		
47	uma	3	Base para fusível NH, tamanho 1/250 A.		
48	uma	6	Base para fusível NH, tamanho 3/630 A.		
49	uma	3	Base para fusível NH, tamanho 4/1.250 A.		
50	uma	51	Armação de sinalização, com lâmpada vermelha de 1,5 W/220 V.		
51	um	3	Transformador de corrente de 10-5 A - 600 V, tipo barra, 1,2C2,5.		
52	um	3	Transformador de corrente de 15-5 A - 600 V, tipo barra, 1,2C2,5.		
53	um	3	Transformador de corrente de 25-5 A - 600 V, tipo barra, 1,2C2,5.		
54	um	3	Transformador de corrente de 30-5 A - 600 V, tipo barra, 1,2C2,5.		
55	um	6	Transformador de corrente de 100-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C2,5.		
56	um	6	Transformador de corrente de 150-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C2,5.		
57	um	3	Transformador de corrente de 250-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C2,5.		
58	um	3	Transformador de corrente de 300-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C5.		
59	um	3	Transformador de corrente de 400-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C5.		
60	um	3	Transformador de corrente de 500-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C5.		
61	um	3	Transformador de corrente de 600-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C5.		
62	um	3	Transformador de corrente de 800-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C5.		
63	um	6	Transformador de corrente de 1.500-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C5.		
63	um	1	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-15 A/60 Hz, classe 1,5.		
64	um	1	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-20 A/60 Hz, classe 1,5.		
65	um	1	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-40 A/60 Hz, classe 1,5.		
66	um	1	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-50 A/60 Hz, classe 1,5.		
67	um	1	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-125 A/60 Hz, classe 1,5.		
68	um	1	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-150 A/60 Hz, classe 1,5.		
69	um	2	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-250 A/60 Hz, classe 1,5.		
70	um	1	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-400 A/60 Hz, classe 1,5.		
71	um	1	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-500 A/60 Hz, classe 1,5.		
72	um	1	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-600 A/60 Hz, classe 1,5.		
73	um	1	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-800 A/60 Hz, classe 1,5.		
74	um	1	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-1.000 A/60 Hz, classe 1,5.		
75	um	2	Amperímetro de ferro móvel de 96 × 96 mm, escala 0-1.500 A/60 Hz, classe 1,5.		
76	uma	1	Chave rotativa comutadora para voltímetro.		
77	uma	17	Chave rotativa comutadora para amperímetro.		
78	um	1	Voltímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, fundo de escala de 1.500 V, freqüência de 60 Hz, classe 1,5.		
79	um	1	Disjuntor termagnético de 25 A/600 V, capacidade de ruptura de 10 kA, faixa de ajuste térmico (10 – 16) A, ajuste magnético fixo, tipo 3VU13 - Siemens.		
80	um	2	Disjuntor termagnético de 25 A /600 V, capacidade de ruptura de 6 kA, faixa de ajuste térmico (18 – 25) A, ajuste magnético fixo, tipo 3VU13 - Siemens.		
81	um	1	Disjuntor termagnético de 52 A/600 V, capacidade de ruptura de 35 kA, faixa de ajuste térmico (28 – 40) A, ajuste magnético fixo, tipo 3VU 16 - Siemens.		
82	um	1	Disjuntor termagnético de 100 A/600 V, capacidade de ruptura de 65 kA, faixa de ajuste térmico (80 – 100) A, ajuste magnético fixo, tipo 3VF 31 - Siemens.		
83	um	1	Disjuntor termagnético de 160 A/600 V, capacidade de ruptura de 65 kA, faixa de ajuste térmico (100 – 125) A, ajuste magnético fixo, tipo 3VF 32 - Siemens.		
84	um	2	Disjuntor tripolar de 1.250 A/600 V, provido de unidade térmica (500 - 1.250) A e unidade magnética de (5.000–10.000) A, tropicalizado, capacidade de ruptura simétrica de 65 kA, tipo 3WN6 - Siemens.		

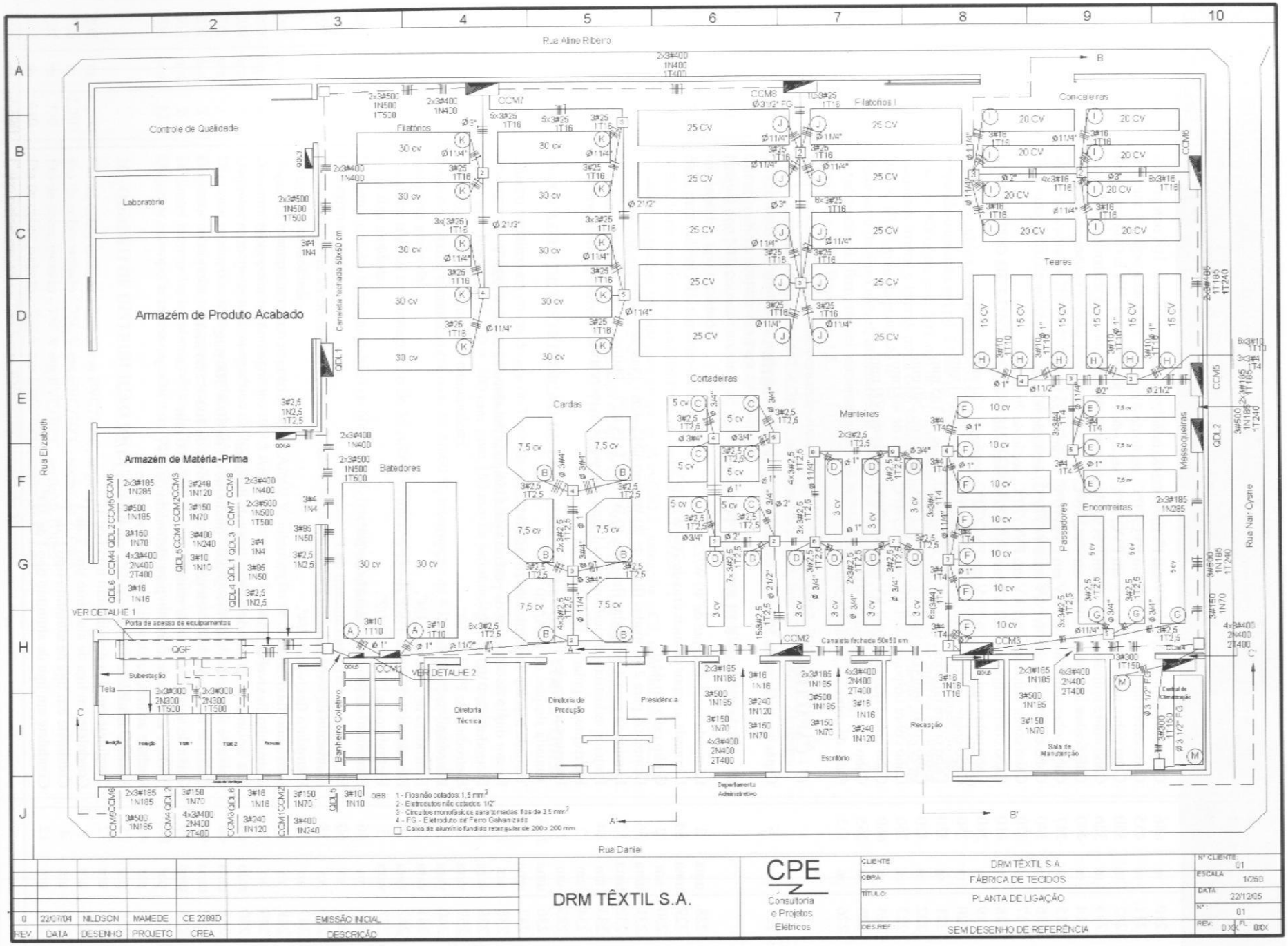
Relação de Material					
Item	Ud	Num	Especificação	Preço	
				Unitário	Total
			7 - CENTRO DE CONTROLE DE MOTORES - CCM1		
85	um	1	Quadro metálico em chapa de aço de 2,75 mm (12 USSG) tratada com desengraxante alcalino e pintada com tinta em pó, à base de epóxi, epóxi com espessura de 70 μ · m e dimensão de 1.500 × 800 mm, com 500 mm de profundidade, aberturas para ventilação inferior e superior, nas partes frontal e lateral, porta com fechadura universal, provido de barramento de cobre de 3/4" × 1/16", grau de proteção IP 54.		
86	um	1	Amperímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, fundo de escala de 400 A, freqüência de 60 Hz, classe 1,5.		
87	um	1	Voltímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, escala de 0-500 V/60 Hz, classe 1,5.		
88	uma	1	Chave rotativa comutadora para voltímetro.		
89	uma	1	Chave rotativa comutadora para amperímetro.		
90	um	27	Conjunto fusível *diazed* de 4 A.		
91	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 190 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-400/3 - Siemens.		
92	um	18	Fusível tipo NH, corrente nominal de 32 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
93	um	6	Fusível tipo NH, corrente nominal de 100 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
94	uma	24	Base para fusível NH, tamanho 00/125 A.		
95	uma	24	Armação de sinalização, com lâmpada vermelha de 1,5 W/220 V.		
96	um	3	Transformador de corrente de 200-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C2,5.		
97	um	6	Contator magnético tripolar para motor de 7,5 cv/380 V, categoria AC3, com bobina de 220 V/60 Hz, contatos 2NA e 2NF, tipo 3TF41-10 - Siemens.		
97	um	2	Contator magnético tripolar para motor de 30 cv/380 V, categoria AC3, com bobina de 220 V/60 Hz, contatos 2NA e 2NF, tipo 3TF46-32 - Siemens.		
98	um	6	Relé bimetálico de sobrecarga, faixa de ajuste (10 – 16) A, tipo 3UA 55-00-2A - Siemens.		
99	um	2	Relé bimetálico de sobrecarga, faixa de ajuste (32 – 50) A, tipo 3UA 58-00-2F - Siemens.		
			8 - CENTRO DE CONTROLE DE MOTORES - CCM2		
100	um	1	Quadro metálico em chapa de aço de 2,75 mm (12 USSG) tratada com desengraxante alcalino e pintada com tinta em pó, à base de epóxi, epóxi com espessura de 70 μ · m e dimensão de 1.500 × 800 mm, com 500 mm de profundidade, aberturas para ventilação inferior e superior, nas partes frontal e lateral, porta com fechadura universal, provido de barramento de cobre de 3/4" × 1/16", grau de proteção IP 54.		
101	um	1	Voltímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, escala de 0-500 V/60 Hz.		
102	um	1	Amperímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, fundo de escala de 200 A, freqüência de 60 Hz, classe 1,5.		
103	uma	1	Chave rotativa comutadora para voltímetro.		
104	uma	1	Chave rotativa comutadora para amperímetro.		
105	um	48	Conjunto fusível *diazed* de 4 A.		
106	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 139 A/380 V acionamento frontal, tipo S32-25-/3 - Siemens.		
107	um	27	Fusível tipo NH, corrente nominal de 16 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
108	um	18	Fusível tipo NH, corrente nominal de 20 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
109	uma	45	Base para fusível NH, tamanho 00/125 A.		
110	uma	45	Armação de sinalização, com lâmpada vermelha de 1,5 W/220 V.		
111	um	3	Transformador de corrente de 150-5 A - 600 V, tipo barra, 1,2C2,5.		
112	um	15	Contator magnético tripolar para motor de 5 cv/380 V, categoria AC3, com bobina de 220 V/60 Hz, contatos 2NA e 2NF, tipo 3TF43-10 - Siemens.		
113	um	15	Relé bimetálico de sobrecarga, faixa de ajuste (6,3 - 10) A, tipo 3UA 55-00-1J - Siemens.		

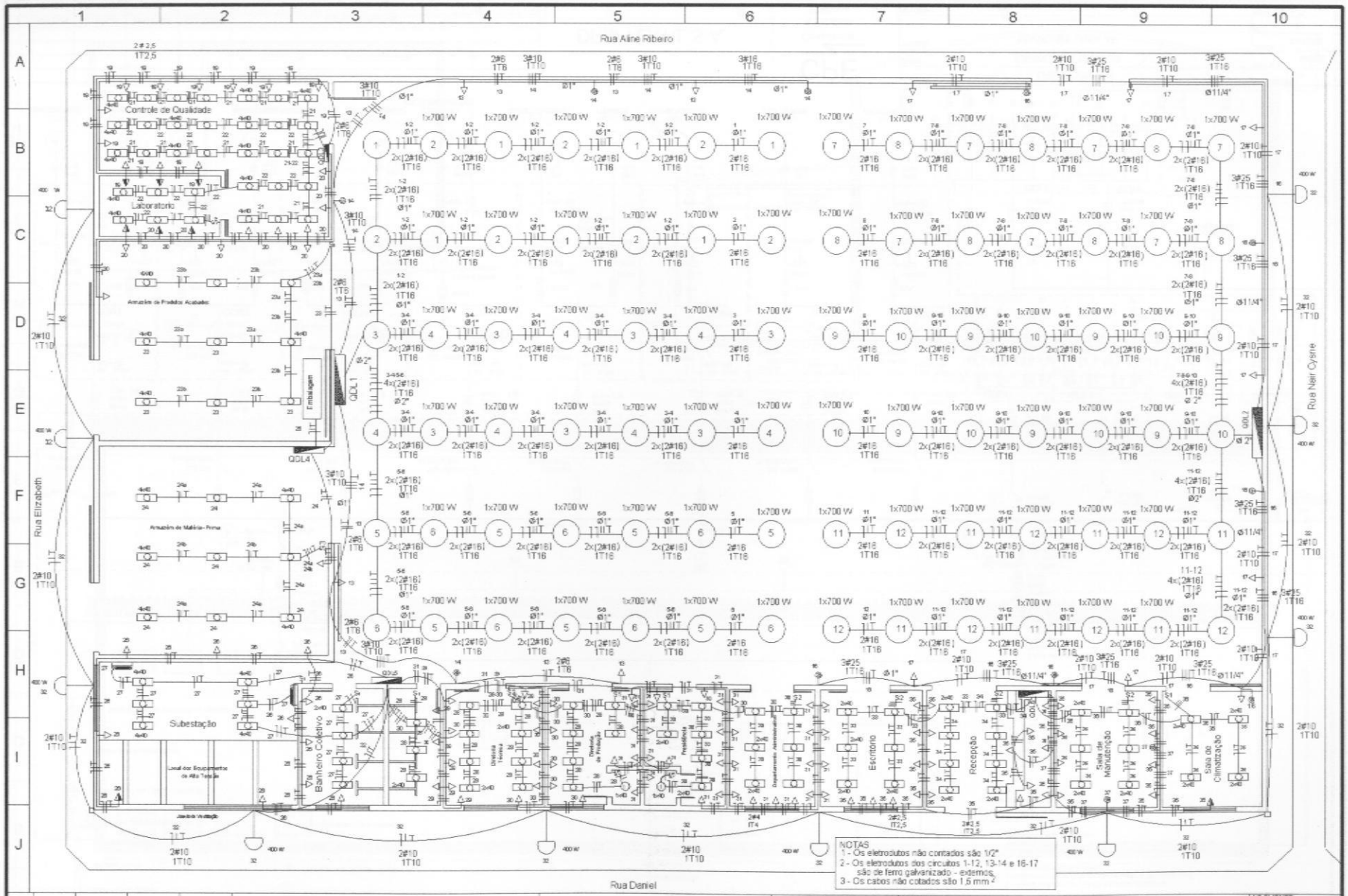
Relação de Material					
Item	Ud	Num	Especificação	Preço	
				Unitário	Total
			9 - CENTRO DE CONTROLE DE MOTORES - CCM3		
114	um	1	Quadro metálico em chapa de aço de 2,75 mm (12 USSG) tratada com desengraxante alcalino e pintada com tinta em pó, à base de epóxi, epóxi com espessura de 70 μ · m e dimensão de 1.500 × 800 mm, com 500 mm de profundidade, aberturas para ventilação inferior e superior, nas partes frontal e lateral, porta com fechadura universal, provido de barramento de cobre de 3/4" × 1/16", grau de proteção IP 54.		
115	um	1	Voltímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, escala de 0-500 V/60 Hz, classe 1,5.		
116	um	1	Amperímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, fundo de escala de 200 A, freqüência de 60 Hz, classe 1,5.		
117	uma	1	Chave rotativa comutadora para voltímetro.		
118	uma	10	Chave rotativa comutadora para amperímetro.		
119	um	33	Conjunto fusível *diazed* de 4 A.		
120	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 190 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-400/3 - Siemens.		
121	um	9	Fusível tipo NH, corrente nominal de 20 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
122	um	21	Fusível tipo NH, corrente nominal de 32 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
123	uma	30	Base para fusível NH, tamanho 00/125 A.		
124	uma	30	Armação de sinalização, com lâmpada vermelha de 1,5 W/220 V.		
125	um	3	Transformador de corrente de 150-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C2,5.		
126	um	3	Contator magnético tripolar para motor de 5 cv/380 V, categoria AC3, com bobina de 220 V/60 Hz, contatos 2NA e 2NF, tipo 3TF43-10 - Siemens.		
127	um	3	Contator magnético tripolar para motor de 10 cv/380 V, categoria AC3, com bobina de 220 V/60 Hz, contatos 2NA e 2NF, tipo 3TF44-11 - Siemens.		
128	um	3	Relé bimetálico de sobrecarga, faixa de ajuste (6,3 – 10) A, tipo 3UA 55-00-1J - Siemens.		
129	um	7	Relé bimetálico de sobrecarga, faixa de ajuste (12,5 – 20) A, tipo 3UA 55-00-2B - Siemens.		
			10 - CENTRO DE CONTROLE DE MOTORES - CCM4		
130	um	1	Quadro metálico em chapa de aço de 2,75 mm (12 USSG) tratada com desengraxante alcalino e pintada com tinta em pó, à base de epóxi, epóxi com espessura de 70 μ · m e dimensão de 1.500 × 800 mm, com 500 mm de profundidade, aberturas para ventilação inferior e superior, nas partes frontal e lateral, porta com fechadura universal, provido de barramento de cobre de 3/4" × 1/16", grau de proteção IP 54.		
131	um	1	Voltímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, escala de 0-500 V/60 Hz.		
132	um	1	Amperímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, fundo de escala de 1.000 A, freqüência de 60 Hz, classe 1,5.		
133	uma	1	Chave rotativa comutadora para voltímetro.		
134	uma	1	Chave rotativa comutadora para amperímetro.		
135	um	9	Conjunto fusível *diazed* de 4 A.		
136	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 870 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-1250/3 - Siemens.		
137	um	6	Fusível tipo NH, corrente nominal de 800 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 3, tipo retardado.		
138	uma	6	Base para fusível NH, tamanho 3/630 A.		
139	uma	6	Armação de sinalização, com lâmpada vermelha de 1,5 W/220 V.		
139	um	3	Transformador de corrente de 800-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C5.		
140	uma	2	Chave de partida estática para motor de 250 cv/380 V, tipo SSW-02-340 - WEG.		
			11 - CENTRO DE CONTROLE DE MOTORES - CCM5		
141	um	1	Quadro metálico em chapa de aço de 2,75 mm (12 USSG) tratada com desengraxante alcalino e pintada com tinta em pó, à base de epóxi, epóxi com espessura de 70 μ · m e dimensão de 1.500 × 800 mm, com 500 mm de profundidade, aberturas para ventilação inferior e superior, nas partes frontal e lateral, porta com fechadura universal, provido de barramento de cobre de 3/4" × 1/16", grau de proteção IP 54.		
142	um	1	Voltímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, escala de 0-500 V/60 Hz, classe 1,5.		
143	um	1	Amperímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, fundo de escala de 400 A,		

Relação de Material					
Item	Ud	Num	Especificação	Preço	
				Unitário	Total
			freqüência de 60 Hz, classe 1,5.		
144	uma	1	Chave rotativa comutadora para voltímetro.		
145	uma	1	Chave rotativa comutadora para amperímetro.		
146	um	30	Conjunto fusível *diazed* de 4 A.		
	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 382 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-630/3 - Siemens.		
147	um	9	Fusível tipo NH, corrente nominal de 25 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
148	um	18	Fusível tipo NH, corrente nominal de 63 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
149	uma	27	Base para fusível NH, tamanho 00/125 A.		
150	uma	27	Armação de sinalização, com lâmpada vermelha de 1,5 W/220 V.		
151	um	3	Transformador de corrente de 250-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C2,5.		
152	um	3	Contator magnético tripolar para motor de 7,5 cv/380 V, categoria AC3, com bobina de 220 V/60 Hz, contatos 2NA e 2NF, tipo 3TF41-10 - Siemens.		
153	um	6	Contator magnético tripolar para motor de 15 cv/380 V, categoria AC3, com bobina de 220 V/60 Hz, contatos 2NA e 2NF, tipo 3TF44-11 - Siemens.		
154	um	3	Relé bimetálico de sobrecarga, faixa de ajuste (10 – 16) A, tipo 3UA 55-00-2A - Siemens.		
155	um	6	Relé bimetálico de sobrecarga, faixa de ajuste (20 – 32) A, tipo 3UA55-00-2D - Siemens.		
			12 - CENTRO DE CONTROLE DE MOTORES - CCM6		
156	um	1	Quadro metálico em chapa de aço de 2,75 mm (12 USSG) tratada com desengraxante alcalino e pintada com tinta em pó, à base de epóxi, epóxi com espessura de 70 μ · m e dimensão de 1.500 × 800 mm, com 500 mm de profundidade, aberturas para ventilação inferior e superior, nas partes frontal e lateral, porta com fechadura universal, provido de barramento de cobre de 3/4" × 1/16", grau de proteção IP 54.		
157	um	1	Voltímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, escala de 0-500 V/60 Hz.		
158	um	1	Amperímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, fundo de escala de 600 A, freqüência de 60 Hz, classe 1,5.		
159	uma	1	Chave rotativa comutadora para voltímetro.		
160	uma	1	Chave rotativa comutadora para amperímetro.		
161	um	27	Conjunto fusível *diazed* de 4 A.		
162	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 382 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-630/3 - Siemens.		
163	um	24	Fusível tipo NH, corrente nominal de 63 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
164	uma	24	Base para fusível NH, tamanho 00/125 A.		
165	uma	24	Armação de sinalização, com lâmpada vermelha de 1,5 W/220 V.		
166	um	3	Transformador de corrente de 300-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C5.		
167	um	8	Contator magnético tripolar para motor de 20 cv/380 V, categoria AC3, com bobina de 220 V/60 Hz, contatos 2NA e 2NF, tipo 3TF44-11 - Siemens.		
168	um	8	Relé bimetálico de sobrecarga, faixa de ajuste (20 – 32) A, tipo 3UA-58-00-2D - Siemens.		
			13 - CENTRO DE CONTROLE DE MOTORES - CCM7		
169	um	1	Quadro metálico em chapa de aço de 2,75 mm (12 USSG) tratada com desengraxante alcalino e pintada com tinta em pó, à base de epóxi, epóxi com espessura de 70 μ · m e dimensão de 1.500 × 800 mm, com 500 mm de profundidade, aberturas para ventilação inferior e superior, nas partes frontal e lateral, porta com fechadura universal, provido de barramento de cobre de 3/4" × 1/16", grau de proteção IP 54.		
170	um	1	Voltímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, escala de 0-500 V/60 Hz.		
171	um	1	Amperímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, fundo de escala de 800 A, freqüência de 60 Hz, classe 1,5.		
172	uma	1	Chave rotativa comutadora para voltímetro.		
173	uma	1	Chave rotativa comutadora para amperímetro.		
174	um	33	Conjunto fusível *diazed* de 4 A.		
175	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 870A/380V, acionamento frontal, tipo S32-1250/3 - Siemens.		

Relação de Material					
Item	Ud	Num	Especificação	Preço	
				Unitário	Total
176	um	30	Fusível tipo NH, corrente nominal de 100 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
177	uma	30	Base para fusível NH, tamanho 00/125 A.		
178	uma	30	Armação de sinalização, com lâmpada vermelha de 1,5 W/220 V.		
179	um	10	Contator magnético tripolar para motor de 30 cv/380 V, categoria AC3, com bobina de 220 V/60 Hz, contatos 2NA e 2NF, tipo 3TF46-22 - Siemens.		
180	um	10	Relé bimetálico de sobrecarga, faixa de ajuste (32 – 50) A, tipo 3UA-58-00-2F Siemens.		
			14 - CENTRO DE CONTROLE DE MOTORES - CCM8		
181	um	1	Quadro metálico em chapa de aço de 2,75 mm (12 USSG) tratada com desengraxante alcalino e pintada com tinta em pó, à base de epóxi, epóxi com espessura de 70 μ · m e dimensão de 1.500 × 800 mm, com 500 mm de profundidade, aberturas para ventilação inferior e superior, nas partes frontal e lateral, porta com fechadura universal, provido de barramento de cobre de 3/4" × 1/16", grau de proteção IP 54.		
182	um	1	Voltímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, escala de 0-500 V/60 Hz.		
183	uma	1	Amperímetro de ferro móvel, dimensões de 144 × 144 mm, fundo de escala de 600 A, freqüência de 60 Hz, classe 1,5.		
184	uma	1	Chave seccionadora tripolar, comando simultâneo, abertura em carga, tensão nominal de 500 V, corrente nominal de 447 A/380 V, acionamento frontal, tipo S32-1000/3 - Siemens.		
185	uma	1	Chave rotativa comutadora para voltímetro.		
186	uma	1	Chave rotativa comutadora para amperímetro.		
187	um	30	Fusível tipo NH, corrente nominal de 80 A, capacidade de ruptura de 100 kA, 500 V, tamanho 00, tipo retardado.		
188	uma	30	Base para fusível NH, tamanho 00/125 A.		
189	uma	30	Armação de sinalização, com lâmpada vermelha de 1,5 W/220 V.		
190	um	10	Contator magnético tripolar para motor de 25 cv/380 V, categoria AC3, com bobina de 220 V/60 Hz, contatos 2NA e 2NF, tipo 3TF45-11 - Siemens.		
191	um	10	Relé bimetálico de sobrecarga, faixa de ajuste (32 – 50) A, tipo 3UA-42 - Siemens.		
192	um	3	Transformador de corrente de 400-5 A - 600 V, tipo barra, 0,6C5.		
			15 - QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO DE LUZ (QDL1 - QDL2 - QDL3 - QDL5 - QDL6)		
193	um	1	Quadro metálico em chapa de aço de 2 mm de espessura (14 USSG) tratada com desengraxante alcalino e pintado com tinta em pó, à base de epóxi, com espessura de 70 μ · m e dimensão de 400 × 300 mm, com 150 mm de pronfundidade, com espaço disponível para 10 disjuntores monopolares.		
194	um	1	Disjuntor tripolar termomagnético de 30 A/660 V, interrupção de 4 kA, não tropicalizado, do tipo caixa moldada.		
195	um	1	Disjuntor tripolar termomagnético de 35 A/660 V, interrupção de 4 kA, não tropicalizado, do tipo caixa moldada.		
196	um	1	Disjuntor tripolar termomagnético de 60 A/660 V, interrupção de 4 kA, não tropicalizado, do tipo caixa moldada.		
197	um	2	Disjuntor tripolar termomagnético de 100 A/660 V, interrupção de 4 kA, não tropicalizado, do tipo caixa moldada.		
198	um	7	Disjuntor monopolar termomagnético de 10 A/660 V, interrupção de 3,5 kA.		
199	um	6	Disjuntor monopolar termomagnético de 15 A/660 V, interrupção de 3,5 kA.		
200	um	3	Disjuntor monopolar termomagnético de 20 A/660 V, interrupção de 3,5 kA.		
201	um	1	Disjuntor monopolar termomagnético de 25 A/660 V, interrupção de 3,5 kA.		
202	um	2	Disjuntor monopolar termomagnético de 30 A/660 V, interrupção de 3,5 kA.		
202	um	2	Disjuntor monopolar termomagnético de 35 A/660 V, interrupção de 3,5 kA.		
204	um	12	Disjuntor monopolar termomagnético de 40 A/660 V, interrupção de 6 kA.		
			16 - QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO DE LUZ (QDL1 - QDL2 - QDL3 - QDL5 - QDL6)		
205	m	4.500	Fio de cobre isolado - 750 V em PVC/70°C, seção de 1,5 mm^2.		
206	m	2.200	Fio de cobre isolado - 750 V em PVC/70°C, seção de 2,5 mm^2.		
207	m	720	Fio de cobre isolado - 750 V em PVC/70°C, seção de 6 mm^2.		
208	m	610	Fio de cobre isolado - 750 V em PVC/70°C, seção de 10 mm^2.		
209	m	2.890	Cabo cobre isolado - 750 V em PVC/70°C, seção de 16 mm^2.		

Relação de Material					
Item	Ud	Num	Especificação	Preço	
				Unitário	Total
210	m	686	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 2,5 mm².		
211	m	455	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 4 mm².		
212	m	350	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 10 mm².		
213	m	326	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 16 mm².		
214	m	490	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 25 mm².		
215	m	247	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 35 mm².		
216	m	340	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 50 mm².		
217	m	270	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 70 mm².		
218	m	810	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 95 mm².		
219	m	210	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 120 mm².		
220	m	250	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 150 mm².		
221	m	530	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 185 mm².		
222	m	420	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 240 mm².		
223	m	750	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 400 mm².		
224	m	660	Cabo cobre unipolar, 06/1 kV em PVC/70°C, seção de 500 mm².		
225	m	265	Cabo de cobre nu, seção de 400 mm².		
226	m	135	Cabo de cobre nu, seção de 500 mm².		
			17 - CAPACITORES		
227	um	6	Capacitor trifásico de 50 kVAr, tensão nominal de 380 V/60 Hz.		
			18 - ILUMINAÇÃO E ELETRODUTOS		
228	uma	2	Lâmpada incandescente de 40 W/220 V.		
229	uma	84	Lâmpada a vapor de mercúrio de 700 W/220 V.		
230	um	2	Globo esférico de 6".		
231	uma	56	Luminária para 2 lâmpadas fluor. de 40 W, tipo TMS-426 - Philips.		
232	uma	57	Luminária para 4 lâmpadas fluor. de 40 W, tipo TMS-427 - Philips.		
233	um	84	Projetor industrial de alumínio para 1 lâmpada vapor de mercúrio, tipo T-38 - Peterco.		
234	um	2	Interruptor tripolar de 10 A/220 V.		
235	um	14	Interruptor simples de 10 A/220 V.		
236	uma	119	Tomada simples de 10 A/220 V.		
237	uma	10	Tomada tripolar de 4 pinos de 20 A/380 V.		
238	um	170	Reator duplo de alto fator de potência para lâmpada fluorescente de 40 W/220 V.		
238	vara	82	Eletroduto de PVC de 1/2".		
239	vara	28	Eletroduto de PVC de 3/4".		
240	vara	13	Eletroduto de PVC de 1".		
241	vara	12	Eletroduto de PVC de 1 1/4".		
242	vara	10	Eletroduto de PVC de 1 1/2".		
243	vara	5	Eletroduto de PVC de 2 1/2".		
244	m	66	Eletroduto de ferro galvanizado de 3/4".		
245	m	60	Eletroduto de ferro galvanizado de 1".		
246	m	38	Eletroduto de ferro galvanizado de 3".		
247	m	70	Eletroduto flexível de 3/4".		
248	m	53	Eletroduto flexível de 1".		
249	m	32	Eletroduto flexível de 11/4".		
250	rolo	60	Fita isolante de 20 mm de largura, em rolo de 15 m.		
251	uma	66	Caixa de ferro esmaltada octogonal - fundo móvel de 50 × 100 mm.		
252	uma	96	Caixa de ferro esmaltada octogonal - fundo móvel de 100 × 100 mm.		
253	uma	29	Caixa de alumínio fundido retangular de 200 × 300 mm.		
254	par	180	Bucha e arruela de alumínio para eletroduto de 3/4".		
255	par	40	Bucha e arruela de alumínio para eletroduto de 1".		
256	par	25	Bucha e arruela de alumínio para eletroduto de 1 1/2".		
257	um	72	Condulete em liga de alumínio tipo I de 1".		
258	um	8	Condulete em liga de alumínio tipo T de 1".		
259	um	4	Condulete em liga de alumínio tipo L de 1".		
260	um	12	Condulete em liga de alumínio tipo I de 3/4".		


Rua Aline Ribeiro
Rua Elizabeth
Rua Nair Cystne
Rua Daniel
Controle de Qualidade
Laboratório
Armazém de Produto Acabado
Armazém de Matéria-Prima
Filatórios
Filatórios I
Concateiras
Teares
Cortadeiras
Cardas
Batedores
Manteiras
Maçaroqueiras
Passadores
Encontreiras
Subestação
Tela
Banheiro Coletivo
Diretoria Técnica
Diretoria de Produção
Presidência
Recepção
Escritório
Sala de Manutenção
Departamento Administrativo
Central de Climatização
Caixa de alumínio fundido retangular de 200 x 200 mm
DRM TÊXTIL S.A.
CPE
Consultoria e Projetos Elétricos
FÁBRICA DE TECIDOS
PLANTA DE LIGAÇÃO
SEM DESENHO DE REFERÊNCIA
1/250
22/12/05
EMISSÃO INICIAL
22/07/04
NILDSON
MAMEDE
CE 2289D

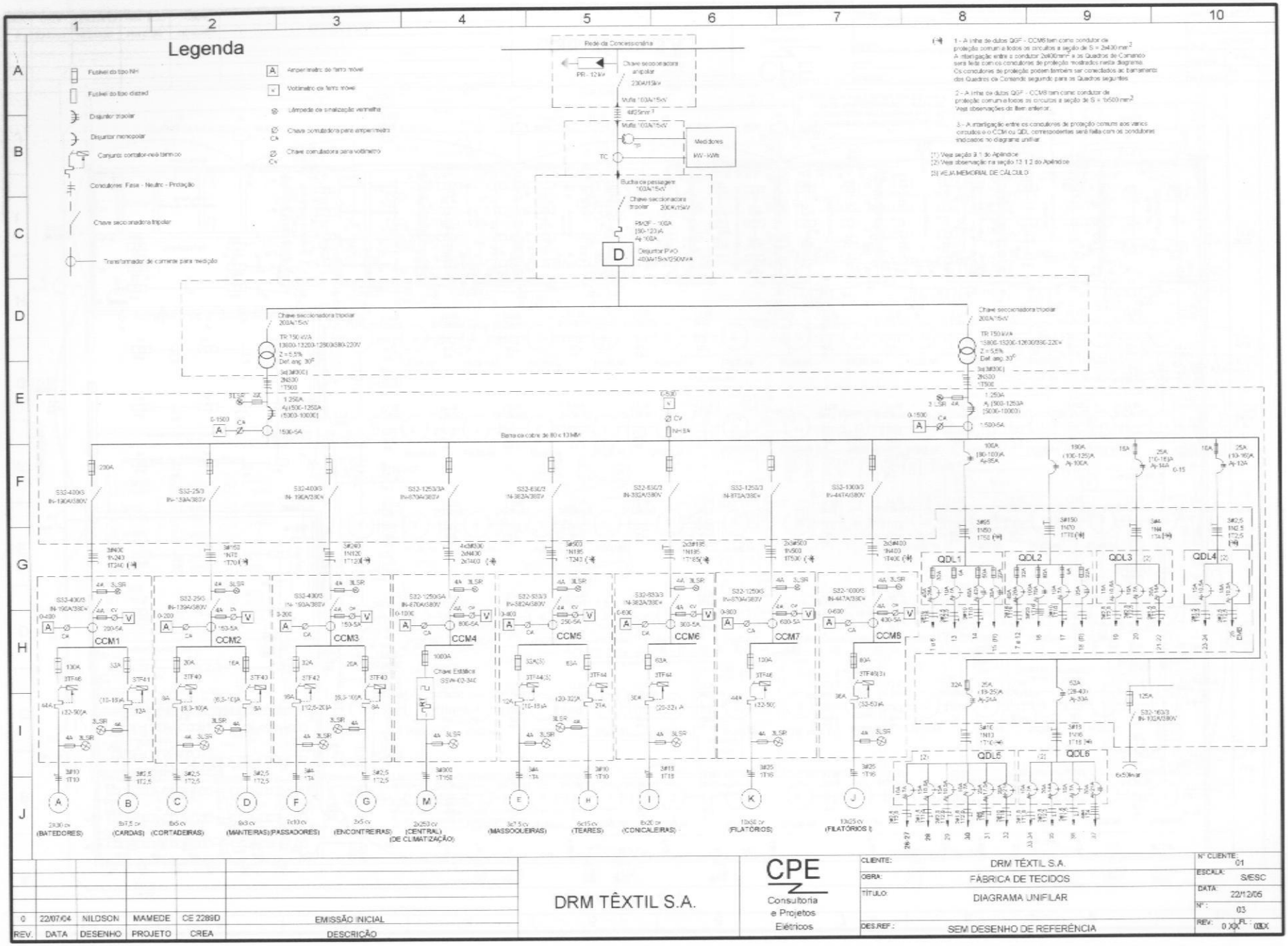


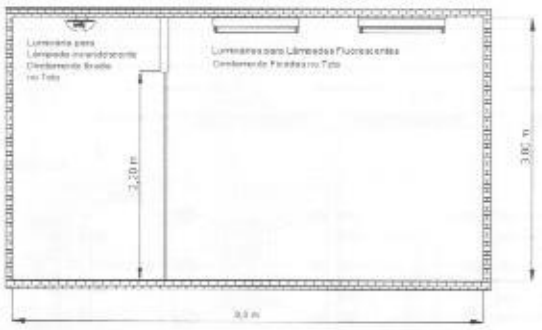
REV.	DATA	DESENHO	PROJETO	CRE	DESCRIÇÃO
0	22/07/04	NILDSON	MAMEDE	CE 2289D	EMISSÃO INICIAL

DRM TÊXTIL S.A.

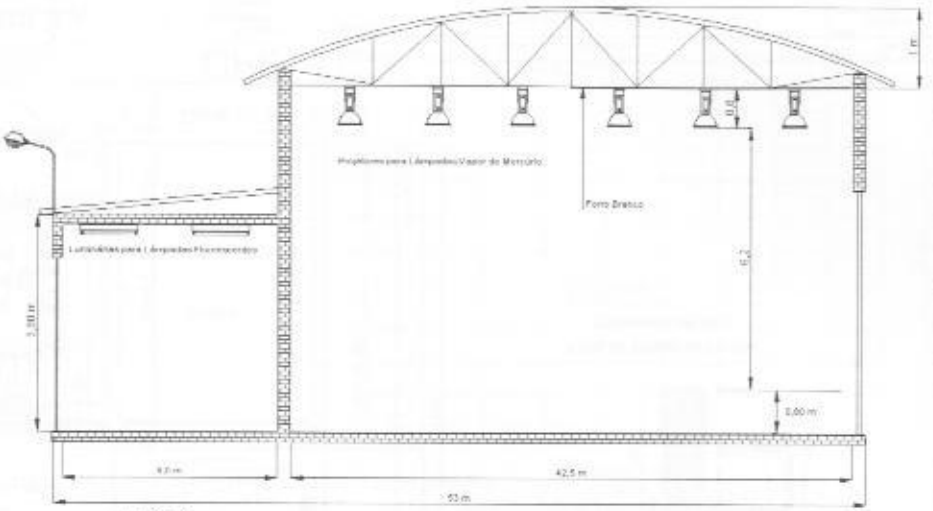
CPE Consultoria e Projetos Elétricos

CLIENTE	DRM TÊXTIL S.A.
OBRA	FÁBRICA DE TECIDOS
TÍTULO	PLANTA DE ILUMINAÇÃO
DES REF.	SEM DESENHO DE REFERÊNCIA
Nº CLIENTE	01
ESCALA	1/250
DATA	22/12/05
Nº	02
REV.	0
FL.	02

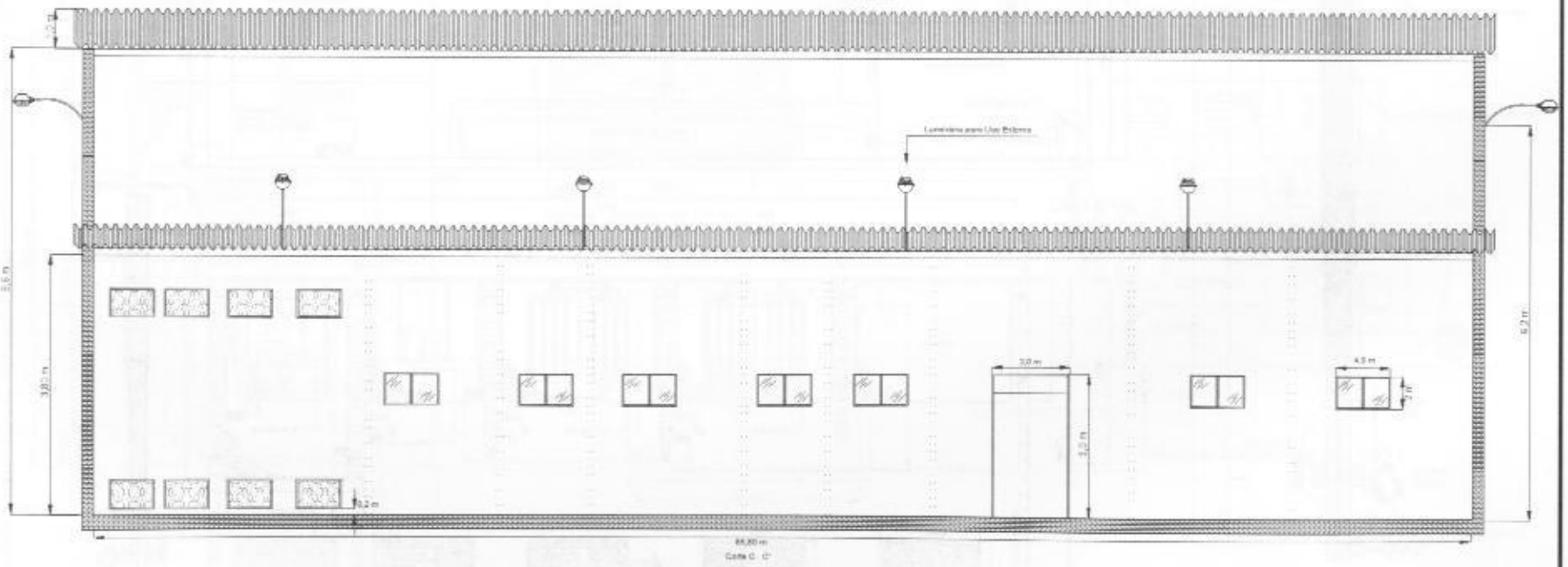

Legenda
Fusível do tipo NH
Fusível do tipo diazed
Disjuntor tripolar
Disjuntor monopolar
Conjunto contator-relé térmico
Condutores: Fase - Neutro - Proteção
Chave seccionadora tripolar
Transformador de corrente para medição
Amperímetro de ferro móvel
Voltímetro de ferro móvel
Lâmpada de sinalização vermelha
Chave comutadora para amperímetro
Chave comutadora para voltímetro
Rede da Concessionária
PR - 12 kV
Chave seccionadora unipolar
200A/15kV
Muflla 100A/15kV
4#25mm²
Muflla 100A/15kV
TP
TC
Medidores
kW - kWh
Buchta de passagem
100A/15kV
Chave seccionadora tripolar
300A/15kV
PMGF - 100A
190-123 A
4y 100A
D
Disjuntor P/VO
400A/15kV/250MVA
1 - A linha de dutos QGF - CCM8 tem como condutor de proteção comum a todos os circuitos a seção de S = 2x430 mm².
A interligação entre o condutor 2x430mm² e os Quadros de Comando será feita com os condutores de proteção mostrados nestes diagramas.
Os condutores de proteção podem também ser conectados ao barramento dos Quadros de Comando seguindo para os Quadros seguintes.
2 - A linha de dutos QGF - CCM8 tem como condutor de proteção comum a todos os circuitos a seção de S = 1x500 mm².
Veja observações do item anterior.
3 - A interligação entre os condutores de proteção comuns aos vários circuitos e o CCM ou QDL correspondentes será feita com os condutores indicados no diagrama unifilar.
(1) Veja seção 9.1 do Apêndice
(2) Veja observação na seção 13.1.2 do Apêndice
(3) VEJA MEMORIAL DE CÁLCULO
Chave seccionadora tripolar 200A/15kV
TP 150 kVA 13800-13200-12600/380-220V Z = 5,5% Det. ang. 30°
3x(3#30C) 2#630 1*500
1.250A 4y(500-1250A (5300-10000)
0-1500 A
1500-5A
Barra de cobre de 80 x 10 MM
Chave seccionadora tripolar 200A/15kV
TP 150 kVA 13800-13200-12600/380-220V Z = 5,5% Det. ang. 30°
3x(3#30C) 2#630 1*500
1.250A 4y(500-1250A (5300-10000)
0-1500 A
1500-5A
230A
SS2-400/3 IN-190A/380V
SS2-25/3 IN-139A/380V
SS2-400/3 IN-190A/380V
SS2-1253/3A IN=870A/380V
SS2-630/3 IN-363A/380V
SS2-630/3 IN-332A/380V
SS3-1253/3 IN-873A/380V
SS3-1000/3 IN=447A/380V
3#95C 1*120 1*240
3#150 1*70 1*120
3#240 1*120 1*185
4x(3#95C) 2x(4#35C) 2x(4#70C)
3#400 1*185 1*240
2x(3#185 1*185 1*185
2x(3#500 1*300 1*500
2x(3#400 1*240 1*400
100A (80-100)A 4y-85A
150A (100-125)A 4y-100A
25A (17,0-18)A 4y-14A
25A (13-16)A 4y-12A
3#65 1*50 1*50
3#150 1*70 1*120
3#4 1*4 1*4
3#2,5 1*2,5 1*2,5
QDL1
QDL2
QDL3
QDL4
SS2-400/3 IN-190A/380V
SS2-25/3 IN-139A/380V
SS2-400/3 IN-190A/380V
SS2-1253/3A IN=870A/380V
SS2-630/3 IN-363A/380V
SS2-630/3 IN-332A/380V
SS2-1250/3 IN=870A/380V
SS2-1000/3 IN-447A/380V
0-400 A
400-5A
0-200 A
200-5A
0-400 A
400-5A
0-1200 A
800-5A
0-400 A
250-5A
0-600 A
600-5A
0-800 A
800-5A
0-600 A
600-5A
CCM1
CCM2
CCM3
CCM4
CCM5
CCM6
CCM7
CCM8
130A
32A
3TF46
3TF41
(10-16)A
(32-50)A
4A
3LSR
4A
3LSR
30A
16A
3TF43
3TF43
(6,3-10)A
(6,3-10)A
9A
9A
3LSR
4A
3LSR
4A
32A
25A
3TF42
3TF43
(12,5-20)A
(6,3-10)A
16A
9A
3LSR
4A
3LSR
4A
1000A
Chave Estática SSW-02-340
3LSR
4A
50A(3)
63A
3TF44(3)
3TF44
(16-25)A
(20-32)A
3LSR
4A
3LSR
4A
63A
3TF44
(20-32) A
3LSR
4A
100A
3TF45
(32-50)A
3LSR
4A
80A
3TF45(3)
(32-63)A
3LSR
4A
3#10 1*10
3#6 1*6
3#2,5 1*2,5
3#4 1*4
3#2,5 1*2,5
3#4 1*4
3#2,5 1*2,5
3#300 1*150
3#10 1*10
3#16 1*16
3#25 1*16
3#25 1*16
A
B
C
D
F
G
M
E
H
I
K
J
2936 cv (BATEDORES)
587,5 cv (CARDAS)
845 cv (CORTADEIRAS)
903 cv (MANTEIRAS)
703 cv (PASSADORES)
345 cv (ENCONTREIRAS)
2x253 cv (CENTRAL DE CLIMATIZAÇÃO)
3x7,5 cv (MASSOQUEIRAS)
615 cv (TEARES)
8x2E cv (CONICALEIRAS)
10x33 cv (FILATÓRIOS)
13x25 cv (FILATÓRIOS I)
QDL5
QDL6
6x50mm²
26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37
DRM TÊXTIL S.A.
CPE
Consultoria e Projetos Elétricos
CLIENTE: DRM TÊXTIL S.A.
OBRA: FÁBRICA DE TECIDOS
TÍTULO: DIAGRAMA UNIFILAR
DES.REF.: SEM DESENHO DE REFERÊNCIA
Nº CLIENTE: 01
ESCALA: S/ESC
DATA: 22/12/05
Nº: 03
REV: 0 XX FL: 00X
0 22/07/04 NILDSON MAMEDE CE 2289D EMISSÃO INICIAL
REV. DATA DESENHO PROJETO CREA DESCRIÇÃO



Corte A-A



Corte B-B'



Corte C-C'

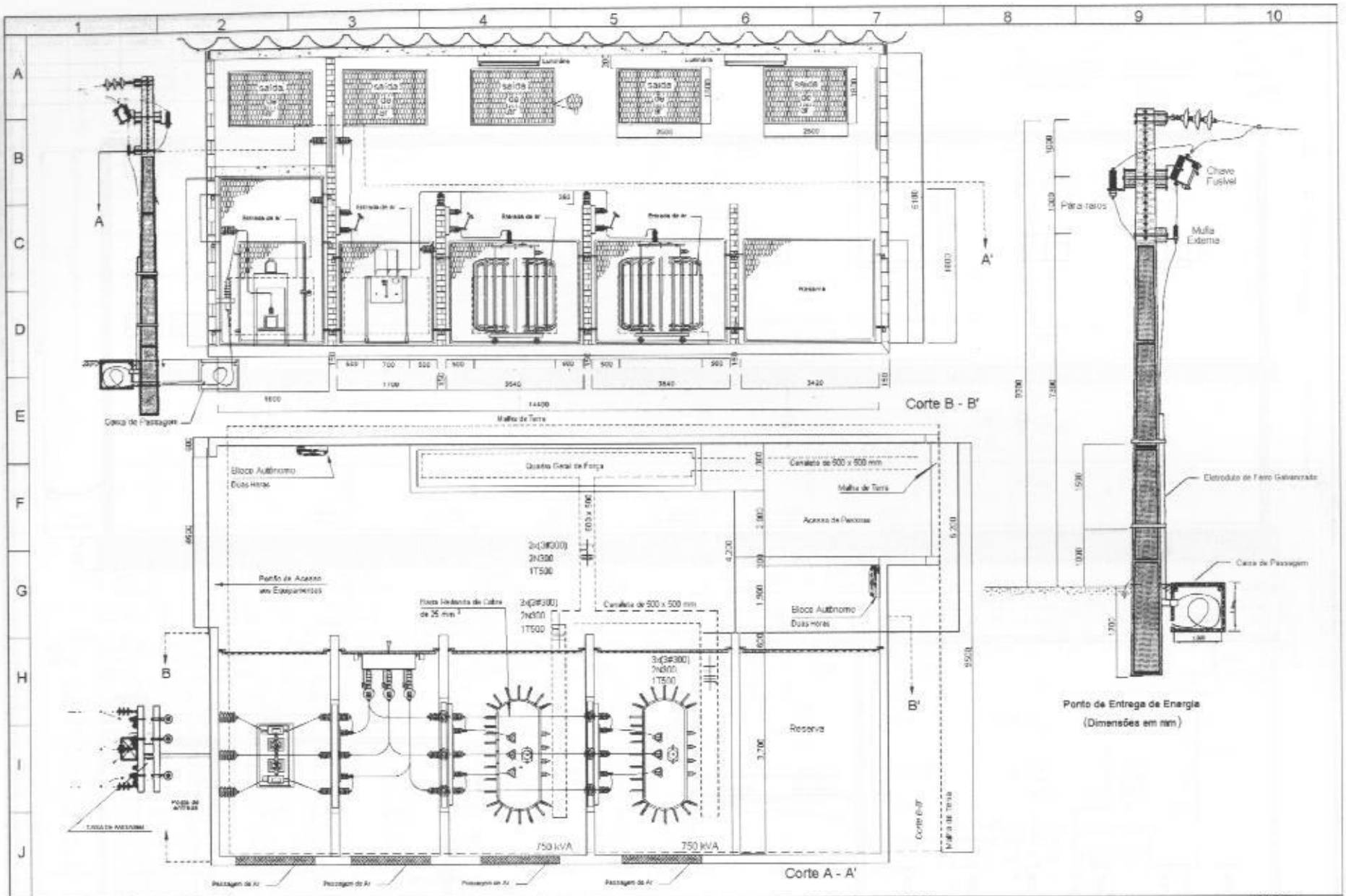
REV.	DATA	DESENHO	PROJETO	CREA	DESCRIÇÃO
0	22/12/05	NILDSON	MAMEDE	CE 22880	EMISSÃO INICIAL

DRM TÊXTIL S.A.

CPE
Consultoria
e Projetos
Elétricos

CLIENTE:	DRM TÊXTIL S.A.
OBRA:	FABRICA DE TECIDOS
TÍTULO:	PLANTA DE DETALHES CONSTRUTIVOS
DESENHO:	SEM DESENHO DE REFERÊNCIA

Nº CLIENTE:	01
ESCALA:	S/ESC
DATA:	22/12/05
Nº:	04
REV:	0



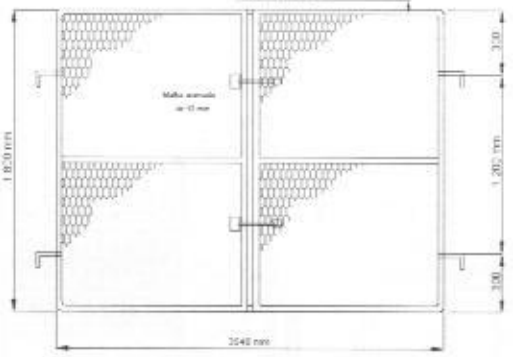
REV	DATA	DESENHO	PROJETO	CREA	DESCRIÇÃO
0	22/07/04	NILDO/ON	MAM/EDE	CE 22080	EMISSÃO INICIAL

DRM TÊXTIL S.A.

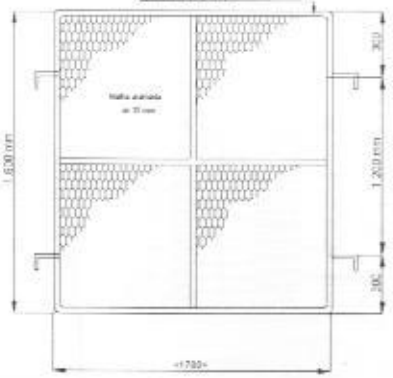
CPE
Consultoria e Projetos Elétricos

CLIENTE:	DRM TÊXTIL S.A.
OBRA:	FÁBRICA DE TECIDOS
TÍTULO:	SUBESTAÇÃO DE 1500 KVA
DES.REF.:	SEM DESENHO DE REFERÊNCIA

Nº CLIENTE:	01
ESCALA:	SIESC
DATA:	22/12/05
Nº:	05
REV.	0
FL.	05



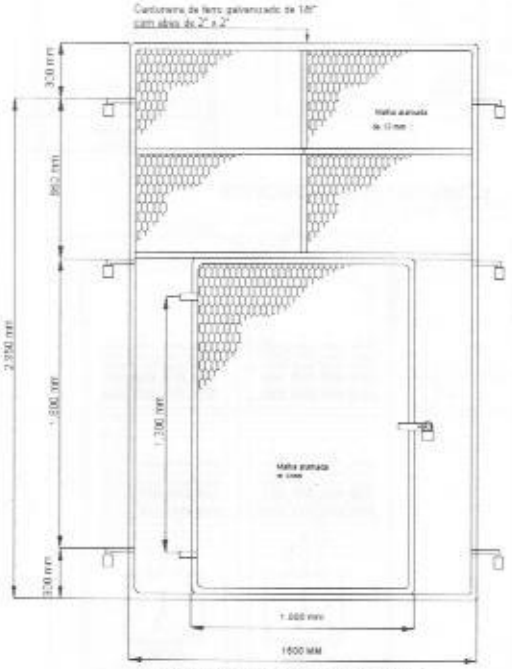
Grade de Proteção do Cubículo de Transformação



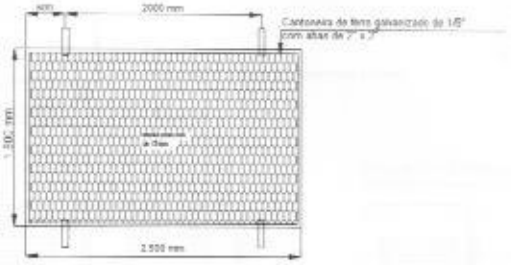
Grade de Proteção do Cubículo de Disjunção



Detalhe Construtivo da Malha de Terra



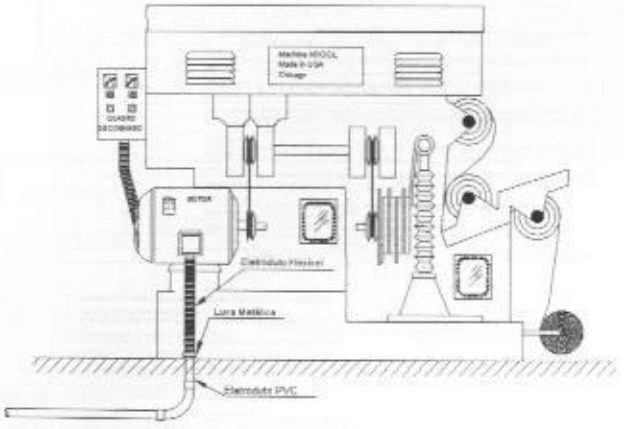
Grade de Proteção do Cubículo de Medição



Janela de Ventilação com Tela de 13 mm



Detalhe Construtivo da Canaleta



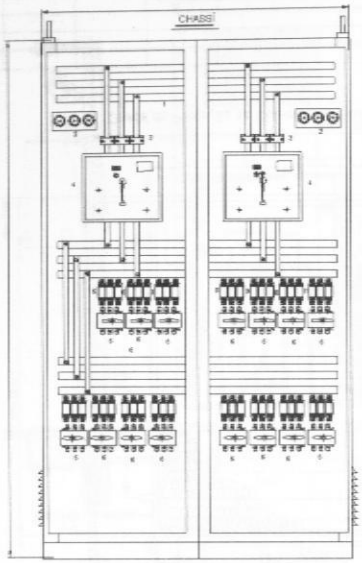
Detalhe de Ligação do Motor - TIPO 1

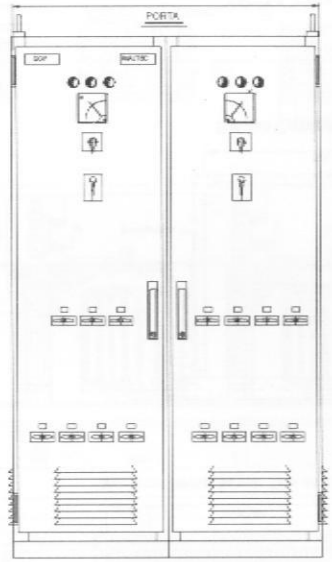
REV.	DATA	DESENHO	PROJETO	CREA	DESCRIÇÃO
0	22/07/05	NILDSON	MAMEDE	CE 22880	EMISSÃO INICIAL

DRM TÊXTIL S.A.

CPE Consultoria e Projetos Elétricos

CLIENTE:	DRM TÊXTIL S.A
OBRA:	FÁBRICA DE TECIDOS
TÍTULO:	PLANTA DE DETALHES
DES./REF.:	SEM DESENHO DE REFERÊNCIA
Nº CLIENTE:	01
PROJETO:	SESC
DATA:	22/12/05
Nº	06
REV.	0
FL.	06







QUADRO GERAL DE FORÇA

ESPECIFICAÇÕES:

1 - DIMENSÕES: CONFORME PROJETO DO FORNECEDOR.

2 - GRAU DE PROTEÇÃO : IP 54

3 - BARRAMENTOS EM COBRE ELETROLÍTICO, DIMENSIONADOS PARA CORRENTE NOMINAL E DE CURTO-CIRCUITO, ANILHADOS, ANILHA DE FASE: (3 HA, PATINHO BARCO) DE FASES: FASE A - AZUL, DE FASE B - BRANCA, FASE C - VIOLETA, TERRA - VERDE.

4 - MATERIAL CHAPA EM AÇO CARBONO SAE 1010

5 - TRATAMENTO DA CHAPA: DESENGRAXE E FOSFATIZAÇÃO ATRAVÉS DE BANHO CATÓDICO

6 - PINTURA ELETROSTÁTICA A PÓ A BASE DE EPÓXI POLIÉSTER, COR: BRANCA TEXTURIZADA DE 50 MICRÔMETROS NA COR CINZA (MUNSELL 5.0)

7 - PORTA FRONTAL COM FECHO RÁPIDO TIPO BANCÁRIA

8 - ENTRADA E SAÍDA DOS CABOS PELA PARTE SUPERIOR DO PAINEL

9 - OS CABOS DOS CIRCUITOS TERMINAIS SERÃO LIGADOS DIRETAMENTE NOS TERMINAIS DAS CHAVES SECCIONADORAS

10 - OS BARRAMENTOS DEVEM SER PROVIDOS DE BARREIRA DE PROTEÇÃO ATRAVÉS DE BARREIRA TRANSPARENTE DE ALTA RESISTÊNCIA DIELÉTRICA, TIPO MACROLON

11 - INSTALAR CANALETAS PLÁSTICAS PARA ACOMODAÇÃO DA FIAÇÃO

12 - FORNECER DESENHOS DIMENSIONAIS (VISTAS, CORTES E BASES, ARRANJOS FÍSICOS E BARRAMENTOS, PILARES, MULTIPLARES, FUNCIONAIS E DE FIAÇÃO TERMINAL) PARA ANÁLISE E APROVAÇÃO E POSTERIORMENTE ENVIADOS COMO FIBRE CONSTRUÍDO.

13 - FORNECER DESENHOS DE DETALHES DA ENTRADA, SAÍDA, ACOMODAÇÃO, FIXAÇÃO E CONEXÕES ELÉTRICAS DOS CABOS EXTERNOS PARA ANÁLISE E APROVAÇÃO E POSTERIORMENTE ENVIADO COMO FIBRE CONSTRUÍDO.

14 - O CÓDIGO DE IDENTIFICAÇÃO DE CADA COMPONENTE DEVE SER DADO EM RELAÇÃO DE MATERIAL E EM TODOS OS DESENHOS E NAS PLACAS DETALHES INTERNAS

15 - FORNECER RELAÇÃO DE MATERIAL COM CÓDIGOS DE IDENTIFICAÇÃO, CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, TIPO, REFERÊNCIA, FABRICANTE E QUANTIDADES

16 - FORNECER E INSTALAR PLACAS DE IDENTIFICAÇÃO INTERNAS E EXTERNAS

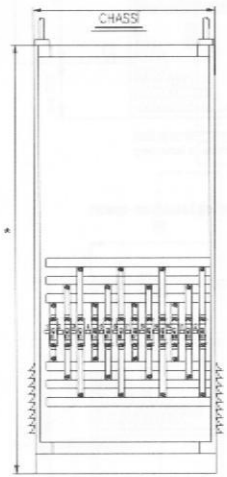
17 - RELAÇÃO DE MATERIAL E DESENHOS SUJEITOS À ANÁLISE E APROVAÇÃO 7 DIAS ANTES DO INÍCIO DA FABRICAÇÃO DO QUADRO

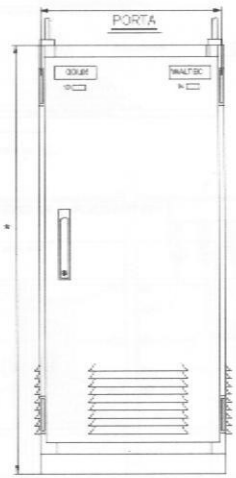
18 - BORNAS: NBR 6808, NBR 5410, NBR 5410 E DIMENSIONADAS (EXCETO NOS CASOS NÃO DEFINIDOS NAS NORMAS ANTERIORES)

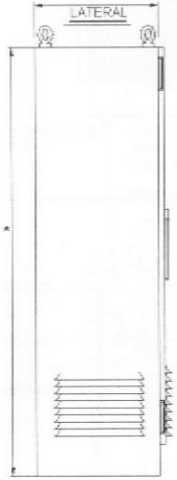
19 - DEMAIS CARACTERÍSTICAS CONFORME ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA VTEC-G-ET-01.

LISTA DE PLACA DE FITAS

POS.	DIM. (MM)	1ª LINHA	2ª LINHA	3ª LINHA
1	60X20	DISJUNTOR 30	25-27	440VCA - 60Hz - 3F+N+T
2	60X20	DISJUNTOR 32	25-27	-
3	60X20	DISJUNTOR 20	29	-
4	60X20	DISJUNTOR 04	25	-
5	60X20	DISJUNTOR 20	29	-
6	60X20	DISJUNTOR 20	29	-
7	60X20	DISJUNTOR 20	38	-
8	60X20	DISJUNTOR 03	30	-
9	60X20	DISJUNTOR 03	31	-
10	60X20	DISJUNTOR 03	31	-
11	60X20	DISJUNTOR 11	32	-
12	60X20	DISJUNTOR 12	33	-
13	60X20	QUADRO DE LUZ	QDL5	-
14	60X20	FABRICANTE	-	-







QUADRO DE LUZ QDL5

* As dimensões do QGF, CCM e QDL's são de responsabilidade do fabricante

LISTA DE PLACA DE FITAS

POS.	DIM. (MM)	1ª LINHA	2ª LINHA	3ª LINHA
1	60X20	DISJUNTOR 30	25-27	440VCA - 60Hz - 3F+N+T
2	60X20	DISJUNTOR 32	25-27	-
3	60X20	DISJUNTOR 20	29	-
4	60X20	DISJUNTOR 04	25	-
5	60X20	DISJUNTOR 20	29	-
6	60X20	DISJUNTOR 20	29	-
7	60X20	DISJUNTOR 20	38	-
8	60X20	DISJUNTOR 03	30	-
9	60X20	DISJUNTOR 03	31	-
10	60X20	DISJUNTOR 03	31	-
11	60X20	DISJUNTOR 11	32	-
12	60X20	DISJUNTOR 12	33	-
13	60X20	QUADRO DE LUZ	QDL5	-
14	60X20	FABRICANTE	-	-

ESPECIFICAÇÕES:

1 - DIMENSÕES: CONFORME PROJETO DO FORNECEDOR.

2 - GRAU DE PROTEÇÃO : IP 54

3 - BARRAMENTOS EM COBRE ELETROLÍTICO, DIMENSIONADOS PARA CORRENTE NOMINAL DE CURTO-CIRCUITO, ANILHADOS, ANILHA DE FASE: (3 HA, PATINHO BARCO) DE FASES: FASE A - AZUL, DE FASE B - BRANCA, FASE C - VIOLETA, TERRA - VERDE.

4 - MATERIAL CHAPA EM AÇO CARBONO SAE 1010

5 - TRATAMENTO DA CHAPA: DESENGRAXE E FOSFATIZAÇÃO ATRAVÉS DE BANHO CATÓDICO

6 - PINTURA ELETROSTÁTICA A PÓ A BASE DE EPÓXI POLIÉSTER, COR: BRANCA TEXTURIZADA DE 50 MICRÔMETROS NA COR CINZA (MUNSELL 5.0)

7 - PORTA FRONTAL COM FECHO RÁPIDO TIPO BANCÁRIA

8 - ENTRADA E SAÍDA DOS CABOS PELA PARTE SUPERIOR DO PAINEL

9 - OS CABOS DOS CIRCUITOS TERMINAIS SERÃO LIGADOS DIRETAMENTE NOS TERMINAIS DAS CHAVES SECCIONADORAS

10 - OS BARRAMENTOS DEVEM SER PROVIDOS DE BARREIRA DE PROTEÇÃO ATRAVÉS DE BARREIRA TRANSPARENTE DE ALTA RESISTÊNCIA DIELÉTRICA, TIPO MACROLON

11 - INSTALAR CANALETAS PLÁSTICAS PARA ACOMODAÇÃO DA FIAÇÃO

12 - FORNECER DESENHOS DIMENSIONAIS (VISTAS, CORTES E BASES, ARRANJOS FÍSICOS E BARRAMENTOS, PILARES, MULTIPLARES, FUNCIONAIS E DE FIAÇÃO TERMINAL) PARA ANÁLISE E APROVAÇÃO E POSTERIORMENTE ENVIADOS COMO FIBRE CONSTRUÍDO.

13 - FORNECER DESENHOS DE DETALHES DA ENTRADA, SAÍDA, ACOMODAÇÃO, FIXAÇÃO E CONEXÕES ELÉTRICAS DOS CABOS EXTERNOS PARA ANÁLISE E APROVAÇÃO E POSTERIORMENTE ENVIADO COMO FIBRE CONSTRUÍDO.

14 - O CÓDIGO DE IDENTIFICAÇÃO DE CADA COMPONENTE DEVE SER DADO EM RELAÇÃO DE MATERIAL E EM TODOS OS DESENHOS E NAS PLACAS DETALHES INTERNAS

15 - FORNECER RELAÇÃO DE MATERIAL COM CÓDIGOS DE IDENTIFICAÇÃO, CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, TIPO, REFERÊNCIA, FABRICANTE E QUANTIDADES

16 - FORNECER E INSTALAR PLACAS DE IDENTIFICAÇÃO INTERNAS E EXTERNAS

17 - RELAÇÃO DE MATERIAL E DESENHOS SUJEITOS À ANÁLISE E APROVAÇÃO 7 DIAS ANTES DO INÍCIO DA FABRICAÇÃO DO QUADRO

18 - BORNAS: NBR 6808, NBR 5410, NBR 5410 E DIMENSIONADAS (EXCETO NOS CASOS NÃO DEFINIDOS NAS NORMAS ANTERIORES)

19 - DEMAIS CARACTERÍSTICAS CONFORME ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA VTEC-G-ET-01.

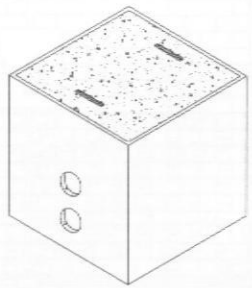
REV.	DATA	DESENHO	PROJETO	CREA	DESCRIÇÃO
0	12/09/04	NILDSON	MAMEDE	CE 22880	EMISSÃO INICIAL

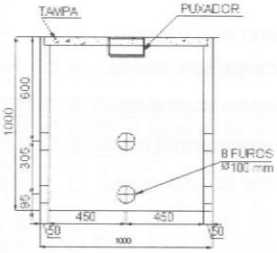
DRM TÊXTIL S.A.

CPE
Consultoria e Projetos Elétricos

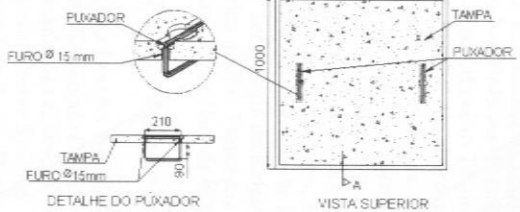
CLIENTE:	DRM TÊXTIL S.A.
OBRA:	FÁBRICA DE TECIDOS
TÍTULO:	QUADRO GERAL DE FORÇA - QGF QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO DE LUZ - QDL
DES.REF.:	SEM DESENHO DE REFERÊNCIA

Nº CLIENTE:	01
ESCALA:	S/ESC
DATA:	12/12/05
Nº:	07
REV: 0	FL: 07



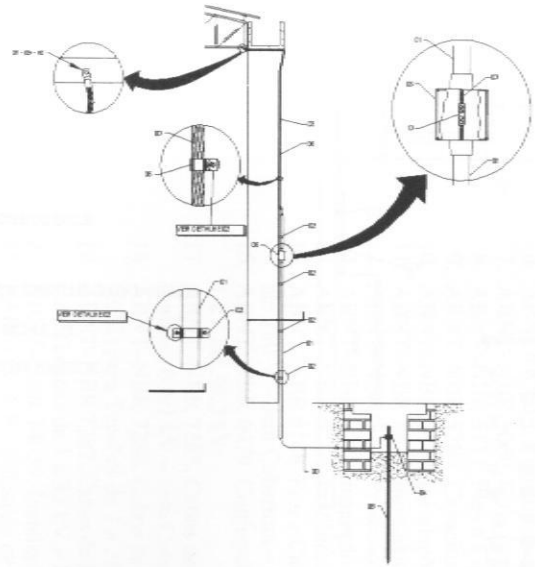


CORTE A-A'

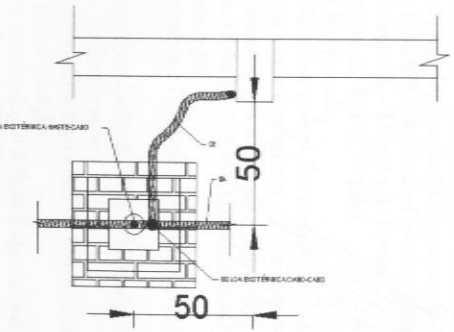


CAIXA DE PASSAGEM

DETALHE 1 - ATERRAMENTO



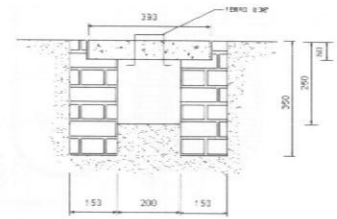
DETALHE 2 - V. SUPERIOR ATERRAMENTO



DETALHE 02 - FIXAÇÃO DAS ABRAÇADEIRAS



DETALHE 03 - CAIXA DE VISITA



LEGENDA:

01 - ELETRODUTO DE PVC RÍGIDO, ROSQUÁVEL, PRETO ANTI-CHAMA, 1 1/2", TIPO PESADO CLASSE A, CONFORME NORMA NBR 6150, VARA DE 3 m, SEM LUVA, FAB TIGRE

02 - ABRAÇADEIRA FERRO ZINCADO A QUENTE, TIPO OMEGA P/ ELETRODUTO DE 1 1/2" REF M62982 FAB MEGA, REF SRS 1552-2 FAB. SISA OU REF 9 281 FAB. BANDEIRANTE

03 - CABO DE COBRE NU, SEÇÃO 25 mm2, 7 FIOS, ENCORDOAMENTO CLASSE 2, LAY-CE UNICO, CONFORME NORMA NBR 5111, NBR 8834 E NBR 1515, FABRICAÇÃO PIRELLI, FICAP OU PHELP DODGE

04 - CABO DE COBRE NU, SEÇÃO 50 mm2, 7 FIOS, ENCORDOAMENTO CLASSE 2, LAY-CE UNICO, CONFORME NORMA NBR 5111, NBR 8834 E NBR 1515, FABRICAÇÃO PIRELLI, FICAP OU PHELP DODGE

05 - CAIXA DE INSPEÇÃO PARA CONECTOR DE MEDIÇÃO, EM FERRO FUNDIDO GALVANIZADO C/ TAMPA PARAFUSÁVEL Nº 1 (300 DE PVC 1 1/2", REF. 62.38.3154, FAB. AMERON

06 - ABRAÇADEIRA FERRO ZINCADO A QUENTE, TIPO UNHA P/ CABO DE 25mm2, REF SRS 851-25 T FAB. SISA

07 - CONECTOR TERMINAL DE COMPRESSÃO PARA CABO DE COBRE 35 mm2, 2 COMPRESSÕES, 1 FURO, MODELO TM-35-1, FAB. INTELLI

08 - HASTE DE AÇO COBREADO, OBTIDA ATRAVÉS DE PROCESSO DE ELETRODEPOSIÇÃO, CAMADA MÍNIMA DE 254 MICROS DE COBRE, DIAM. 5/8", COMPRIMENTO 2,5 m, MODELO 14-858, FAB. INTELLI

09 - PORCA SEXTAVADA 1/4", ROSCA NC, BICROMATIZADO (AMARELADO), REF. M33577-3 FAB MEGA, REF. 9 422 FAB. BANDEIRANTES OU REF. SRS 577-3 FAB. SISA.

10 - PARAFUSO FENDA CABEÇA SOLEIRA, ROSCA NC, DIÂMETRO 1/4" e 1" DE COMPRIMENTO, BICROMATIZADO (AMARELADO), ROSCA NC. FAB MEGA, SISA OU BANDEIRANTE

11 - BUCHA DE NYLON S10, REF. M3 318 FAB. MEGA, REF. 9 418 FAB. BANDEIRANTES OU REF. SRS 586-10 FAB. SISA

12 - PARAFUSO FENDA CABEÇA BOLEADA ROSCA SOBERBA, DIÂMETRO 1/4" x 2" DE COMPRIMENTO, FAB MEGA, SISA OU BANDEIRANTE

13 - CONECTOR DE EMENDA E MEDIÇÃO, EM LATÃO, P/ CABO ATÉ 70 mm2, REF. 50.30.3198 FAB. AMERON

NOTA:

INTERLIGAR A ESTRUTURA METÁLICA DO TETO DA CALDEIRA COM A ESTRUTURA DO NOVO GALPÃO, ATRAVÉS DE CABO DE COBRE NU DE 25 MM2, A CADA 10M.

REV.	DATA	DESENHO	PROJETO	CREA	DESCRIÇÃO
0	12/09/04	NILDSON	MAMEDE	CE 22880	EMISSÃO INICIAL

DRM TÊXTIL S.A.

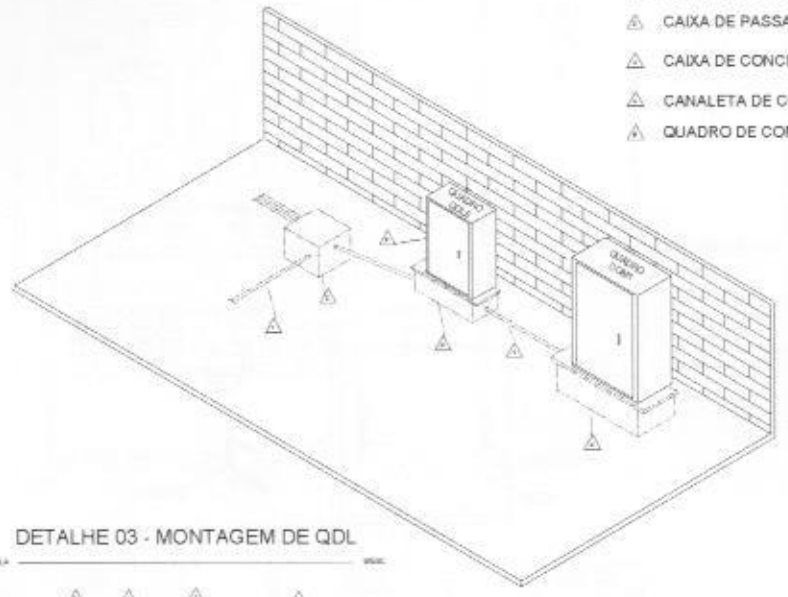
CPE
Consultoria e Projetos Elétricos

CLIENTE:	DRM TÊXTIL S.A.
OBRA:	FÁBRICA DE TECIDOS
TÍTULO:	DETALHES CONSTRUTIVOS
DES REF.:	SEM DESENHO DE REFERÊNCIA

Nº CLIENTE:	01
ESCALA:	S/ESC
DATA:	12/12/05
Nº:	08
REV:	0
FL:	08

DETALHE 01- QDL E CCM

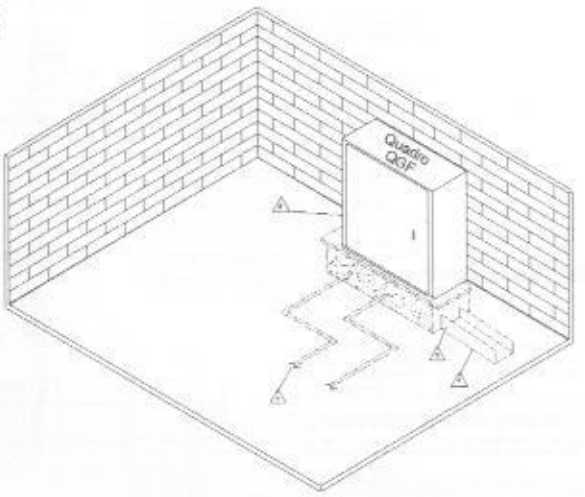
ESCALA _____ SIESCALA



1. ELETRODUTO DE PVC EMBUTIDO NO PISO
2. CAIXA DE PASSAGEM EMBUTIDA NO PISO
3. CAIXA DE CONCRETO ARMADO
4. CANALETA DE CONCRETO ARMADO
5. QUADRO DE COMANDO (QDL OU CCM)

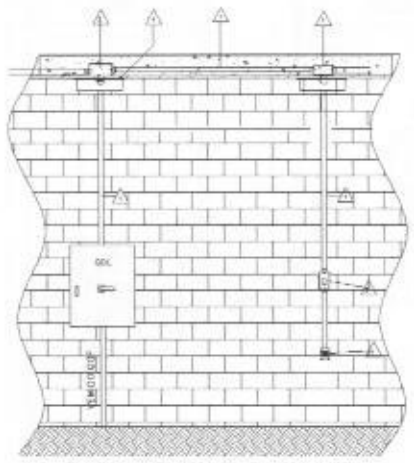
DETALHE 02 - QGF

ESCALA _____ SIESCALA



DETALHE 03 - MONTAGEM DE QDL

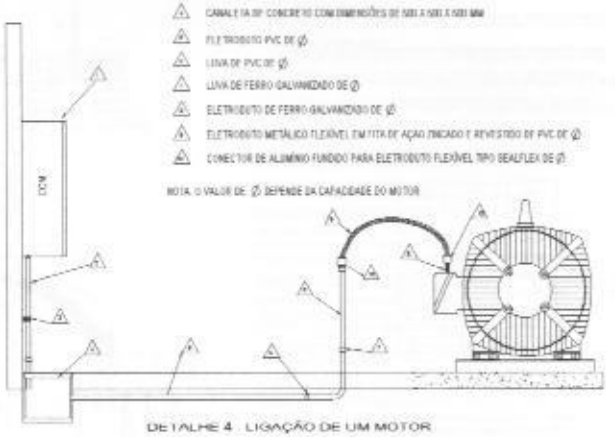
ESCALA _____ MSC



1. ELETRODUTO DE PVC EMBUTIDO NA PAREDE
2. CAIXA DE PASSAGEM EMBUTIDA NO TETO
3. INTERRUPTOR MONOPLAR DE 10 A EMBUTIDO NA PAREDE
4. TOMADA MONOFÁSICA
5. LUMINÁRIA PARA LÂMPADA FLUORESCENTE

1. CENTRO DE CONTROLE DE MOTORES
2. ELETRODUTO DE FERRO GALVANIZADO COM DIÂMETRO Ø (MAIOR QUE Ø)
3. ABRAÇADEIRA METÁLICA PARA ELETRODUTO DE FERRO GALVANIZADO DE Ø
4. CANALETA DE CONCRETO COM DIMENSÕES DE 500 X 500 X 500 MM
5. ELETRODUTO PVC DE Ø
6. LUVA DE PVC DE Ø
7. LUVA DE FERRO GALVANIZADO DE Ø
8. ELETRODUTO DE FERRO GALVANIZADO DE Ø
9. ELETRODUTO METÁLICO FLEXÍVEL EM FITA DE AÇO ZINCADO E REVESTIDO DE PVC DE Ø
10. CONECTOR DE ALUMÍNIO FUNDIDO PARA ELETRODUTO FLEXÍVEL TIPO SEALFLEX DE Ø

NOTA: O VALOR DE Ø DEPENDE DA CAPACIDADE DO MOTOR



DETALHE 4 - LIGAÇÃO DE UM MOTOR

escala _____

REV	DATA	DESENHO	PROJETO	CREA	DESCRIÇÃO
0	22/07/08	NILCILSON	MAMEDE	CE 22680	EMISSÃO INICIAL

DRM TÊXTIL S.A.

CPE Consultoria e Projetos Elétricos

CLIENTE:	DRM TÊXTIL S.A.
OBRA:	FÁBRICA DE TECIDOS
TÍTULO:	DETALHES DOS QUADROS ELÉTRICOS
DESENHO:	SEM DESENHO DE REFERÊNCIA
Nº DESENHO:	01
ESCALA:	S / E
DATA:	22/12/2008
Nº:	01
REV:	0
FL:	09

BIBLIOGRAFIA

1. *ABC dos Capacitores*. McGraw-Edison. Tradução: Centrais Elétricas de São Paulo – Cesp.
2. ABNT/COBEI. Especificações Técnicas de Equipamentos Elétricos de Alta Tensão.
3. ABNT/COBEI. MIGUEL, P.M. e GUIMARÃES, S. Curso de Disjuntores de Alta Tensão.
4. ABNT/COBEI. Padronização de Transformadores de Potência. Coletânea de Normas.
5. ABNT/COBEI. Proteção de Redes Elétricas. Coletânea de Normas.
6. ABNT/COBEI. Transformador de Corrente – Especificação Técnica.
7. ABNT–NBR 5060. Guia para Aplicação e Operação de Capacitores de Potência – Procedimentos.
8. ABNT–NBR 5111. Fios e Cabos de Cobre Nu de Seção Circular para Fins Elétricos – Especificação.
9. ABNT–NBR 5289. Capacitores de Potência – Método de Ensaio.
10. ABNT–NBR 5410. Instalações Elétricas de Baixa Tensão.
11. ABNT–NBR 5413. Iluminâncias de Interiores.
12. ABNT–NBR 5419. Proteção de Edificações contra Descargas Atmosféricas.
13. ABNT–NBR 6015. Inspeção de Capacitores Cerâmicos – Procedimentos.
14. ABNT–NBR 6146. Invólucro de Equipamentos Elétricos – Proteção.
15. ABNT–NBR 6148. Fios e Cabos com Isolação Sólida Extrudada de Cloreto de Polivinila para Tensões até 750 V – sem Cobertura – Especificação.
16. ABNT–NBR 6979. Conjunto de Manobra e Controle em Invólucro Metálico para Tensões Acima de 1 kV até 36,2 kV.
17. ABNT–NBR 7283. Cabos de Potência com Isolação Sólida Extrudada de Polietileno Termofixo para Tensões 0,6/1 kV – sem Cobertura – Especificação.
18. ABNT–NBR 7286. Cabos de Potência com Isolação Sólida Extrudada de Borracha Etileno Propileno (EPR) para Tensões de 1 a 35 kV – Especificação.
19. ABNT–NBR 7287. Cabos de Potência com Isolação Sólida Extrudada de Polietileno Reticulado (XLPE) para Tensões de 1 a 35 kV – Especificação.
20. ABNT–NBR 14039. Instalações Elétricas de Alta Tensão.
21. BARROS, A.E. *Aplicação de Pára-raios na Proteção de Transformadores*. General Electric do Brasil S.A.
22. BEEMAM, Donald, Editor. *Industrial Power Systems Handbook*. 1.ed., 1955.
23. BESSONOV, L. *Electricidade aplicada para engenheiros*. 2.ª ed. Porto: Edições Lopes da Silva, 1977.
24. BIRD. Condutores de Cobre Nu. Especificações Técnicas.
25. BIRD. Disjuntor de Alta Tensão. Especificação Técnica.
26. BIRD. Isolador de Pino, Suspensão e Roldana. Especificação Técnica.
27. BIRD. Transformador de Força. Especificação Técnica.
28. BOSSI, Antônio e SESTO, Ezio. *Instalações elétricas*. São Paulo: Hemus, 1978.
29. BOVERI, Brown. *Manual de instalações elétricas*. Ordem dos Engenheiros de Portugal: 1982.
30. CAMINHA, A. C. *Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos*. Editora Edgard Blücher Ltda.
31. CASTRO TITO, Fábio Celso de/CEMIG. *Resistência de aterramento*.
32. CATÁLOGOS de fabricantes. Siemens, General Electric, Sace, Pirelli, Ficap, Cemec, Westinghouse, Inepar, Inebrasa, Sprecher Energie, McGraw-Edison, Schlumberg, Weg, Trafo, 3M, Hitachi, Lorenzetti.
33. CCON/SCDI/SCPR. Aplicação de Equipamentos de Regulação de Tensão em Redes de Distribuição.
34. Centrais Elétricas de São Paulo. Tecnologia de Relés de Proteção.
35. CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco. Relés de Distância – Instruções Técnicas.
36. CIPOLI, J.A. *Análise dos Sistemas de Distribuição quanto à Sobretensões*. CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz.
37. CODI/CCON/ELETROBRÁS. *Proteção de Sistemas Aéreos de Distribuição*. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1982.
38. COLOMBO, R. *Disjuntores de Alta Tensão*. Nobel, 1981.
39. COSTA, Gilberto José Corrêa da. *Iluminação Econômica – Cálculo e Avaliação*. Editora EDIPUCRS.
40. COTRIM, Ademaro A. M. B. *Instalações Elétricas*. 3.ª ed. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1993.
41. DAVIES, T. *Protection of Industrial Power Systems*. Pergamon Press, 1984.
42. DI STASI, Luigi. *Fornos elétricos*. São Paulo: Hemus, 1981.
43. DUGAN, Roger C., McGRANAGHAN, Mark F. and BEATY, H. Wayne. *Electrical Power Systems Quality*.
44. ELECTRICITY COUNCIL (Ed.) Power System Protection. London.
45. ESPER NETO, C. *Projeto de Proteção de Linhas de Transmissão e Subestação*. Universidade Mackenzie, São Paulo.

46. ET 001 – COELCE. Transformador de Distribuição Aérea. Especificação Técnica.
47. ET 004 – COELCE. Regulador de Tensão Monofásico de 32 Degraus. Especificação Técnica.
48. ET 007 – COELCE. Seccionador Automático Trifásico Classe 15 kV. Especificação Técnica.
49. ET 009 – COELCE. Religador Automático Trifásico Classe 15 kV. Especificação Técnica. Dugan.
50. FICAP. Critérios para Dimensionamento de Cabos de Energia.
51. FILIPPO FILHO, Guilherme. *Motor de Indução, Princípios de Funcionamento – Características Operacionais – Aplicações – Acionamento*. Editora Érica.
52. FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR., Charles e KUSKO, Alexandre. *Máquinas elétricas*. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1968.
53. Furnas Centrais Elétricas. Equipamentos Elétricos – Especificação. Universidade Federal Fluminense, 1985.
54. Furnas Centrais Elétricas. Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em Sistemas de Potência. Editora Universitária (Universidade Federal Fluminense).
55. GE Power Generation – State-of-the-Art – Technology Seminar.
56. GENERAL ELECTRIC do Brasil Departamento de Relés – Instruções. Relés de Sobrecorrente Temporizados.
57. GENERAL ELECTRIC. Regulador de Tensão em Degraus.
58. GENERAL ELECTRIC. Relés de Proteção – Instalação e Operação.
59. GRANET, Irving. *Termodinâmica e Energia Térmica*. Editora Prentice-Hall do Brasil Ltda.
60. GRAY-WALLACE. *Eletrotécnica – Princípios e Aplicação*. 7.ª ed. Rio de Janeiro: LTC, 1967.
61. HARPER, Gilberto Enriquez. *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. México: Editorial Limusa, 1979.
62. HARPER, Gilberto Enriquez. *Instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. México: Editorial Limusa, 1979.
63. INDUCON DO BRASIL CAPACITORES S. A. *Manual Inducon – Capacitores de Potência*.
64. Industrial Power Systems Handbook. Donald Beemam. (ed.)
65. KATZER, H. J./CAEEB. *Considerações sobre Fornecimento de Energia Elétrica a Fornos a Arco*.
66. KOSOW, Irving L. *Máquinas Elétricas e Transformadores*. Porto Alegre: Editora Globo, 1970.
67. LANDA, J.V. *Redes Eléctricas*. Representaciones y Servicios de Ingeniería S. A.
68. LEITE, D.M. *Características e Tipos de Isoladores em Alta Tensão*. Mundo Elétrico.
69. LORA, Electo Eduardo Silva; NASCIMENTO, Marco Antônio Rosa do, (Coordenadores): Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação – Volumes I e II: Editora Interciência.
70. M. G. Say, Eletricidade Geral, Hemus.
71. MACINTYRE, Archibald Joseph. *Equipamentos Industriais e de Processo*. Editora LTC.
72. MARTIGNONI, Alfonso. *Máquinas de Corrente Alternada*. Porto Alegre: Editora Globo, 1970.
73. MARTIGNONI, Alfonso. *Medição de energia elétrica*. Porto Alegre: Editora Globo, 1970.
74. MARTIGNONI, Alfonso. *Transformadores*. Porto Alegre: Editora Globo, 1977.
75. MEDEIROS FILHO, Solon de. *Medição de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1983.
76. NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION, *National electrical code*. Boston, 1975.
77. NBR/NBR 6880. Condutores de Cobre para Cabos Isolados – Padronização.
78. NT – 002 – COELCE. Norma para Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição.
79. OLIVEIRA, J.C. de; COGO, J.R. e ABREU, P.G. *Transformadores – Teoria e Ensaios*. Editora Edgard Blücher Ltda.
80. PACHECO, N. *Regulação Econômica de Tensão em Linhas de Distribuição*. Dudeletro Técnica Comercial Ltda.
81. PARANHOS, H.; MAGALHÃES, C.S. e BURGO, J.A. Correção de Fator de Potência na Indústria.
82. PAVEL, Carlos Octávio/CHESF. *Influência da operação de fornos elétricos a arco sobre sistemas energéticos*.
83. PFEFER, Salomão Somberg (Ed.). Influência de Cargas Pulsantes em Redes de Distribuição. VII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Curitiba, 1980.
84. Power Plant Engineering by Black Veatch: Chapman & Hall.
85. REEVES, E. A. *Manual de Electrotécnica*. Lisboa: Editorial Presença/Martins Fontes, 1981.
86. REEVES, E. A. *Manual de Electrotécnica*. Lisboa: Editorial Presença/Martins Fontes 1981.
87. RELAY – Instrument Division, 1976.
88. RIBEIRO, C. e OLIVEIRA, J.C. de. *Sobretensões nos Sistemas Elétricos*.
89. SARAIVA, Delcyr Barbosa. *Materiais Elétricos*. Rio de Janeiro: Guanabara Dois, 1983.
90. SCHMIDT, W. *Materiais Elétricos*. Editora Edgard Blücher Ltda.
91. SEWEHR, O.P. *Proteção de Sistemas de Distribuição contra Sobretensões Atmosféricas*.
92. SIEMENS. Transformadores para Instrumentos de Alta Tensão.
93. The arc furnace as a load on the network. Asea Journal, 1976.
94. TSUTIYA , Milton Tomoyuki. Redução do Custo de Energia Elétrica em Sistemas de Abastecimento de Água, ABES, Associação Brasileira de Engenharia Sanitária e Ambiental.
95. VÁZQUEZ, J.R. Protección de Sistemas Eléctricos contra Sobreintensidades. Ediciones Ceac S.A., Barcelona.
96. VERDOLIN, R.J. *Pára-raios*. Cepel – Centro de Pesquisa da Eletrobrás.
97. WEG. Catálogos de Motores Elétricos.
98. WEG. Guia de Aplicação de Inversores de Freqüência.
99. WELLAUDE, M. *Introdução à Técnica das Altas Tensões*. Editora da Universidade de São Paulo.
100. WESTINGHOUSE Electric Corporation. *Electric Utility Engineering Reference Book – Distribution Systems*. East Pittsburgh, Pennsylvania, 1959.
101. WESTINGHOUSE Electric Corporation. Relay – Instrument Division, 1976. *Applied Protective Relaying*.