

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

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;
 - frequência;
 - 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;

- frequência;
 - 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 frequentes 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.

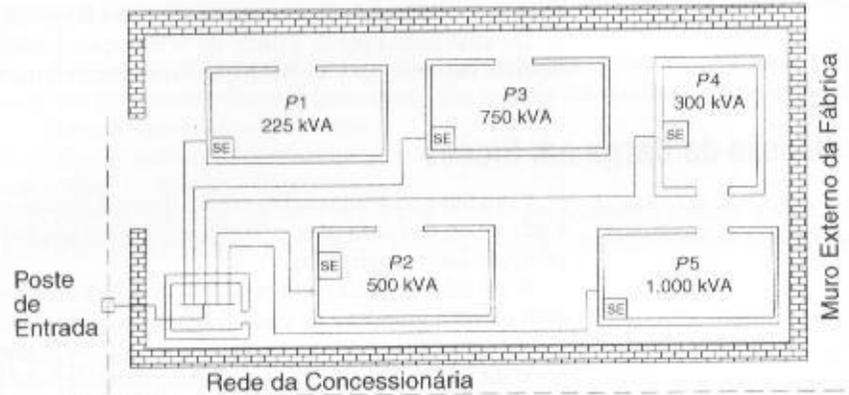


FIGURA 1.1
Indústria formada por diversos galpões

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.

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

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

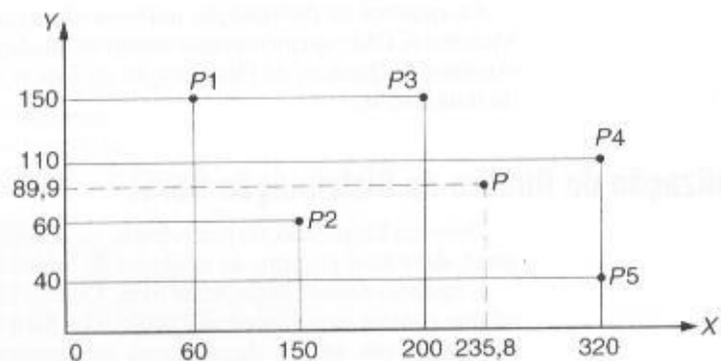


FIGURA 1.2
Coordenadas para se determinar o centro de carga

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, arreamento 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.

Daf, 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.

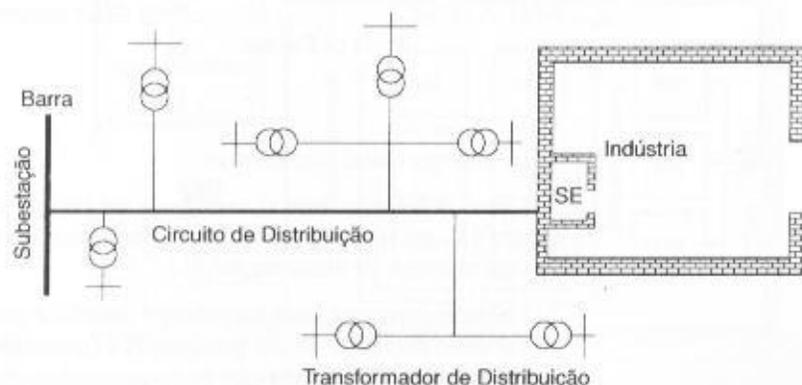
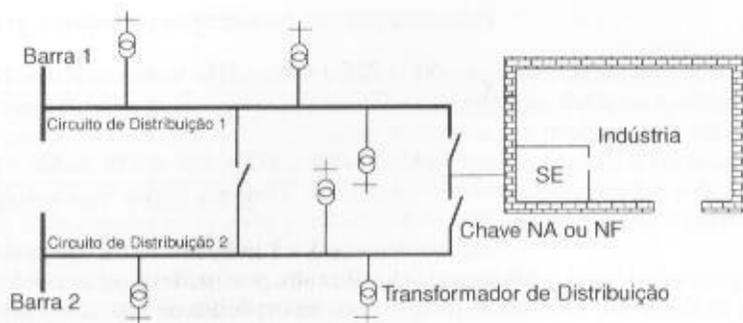


FIGURA 1.3
Esquema de sistema radial
simples

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.

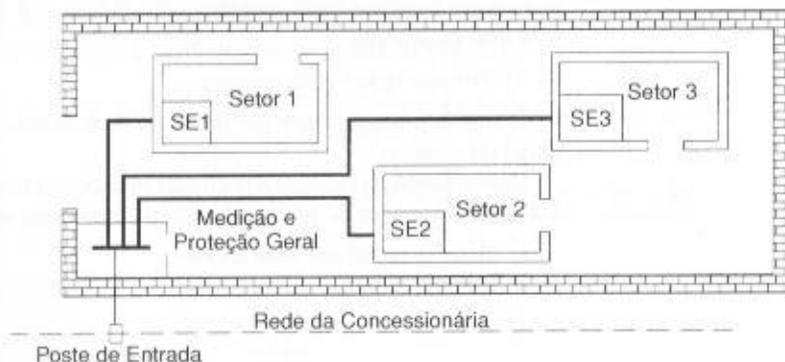
1.4.5.2 Sistema primário de distribuição interna

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

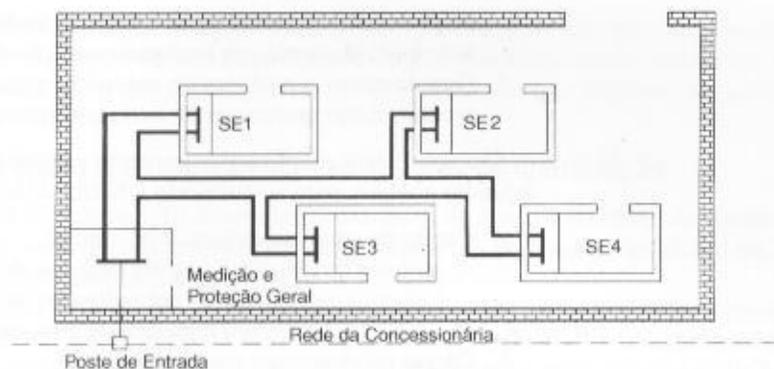


b) Sistema radial com recurso

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:

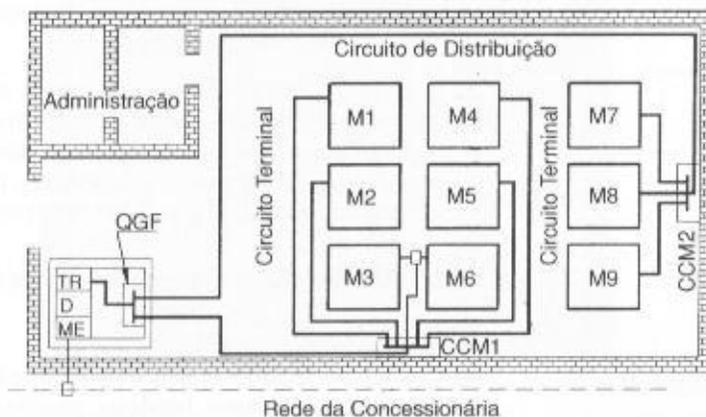
1.4.5.3.1 Circuitos terminais de motores

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;
 - contadores;
 - 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 contadores.
- 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 mm²;
- a menor seção transversal de um condutor para circuitos terminais de iluminação ou de alimentação de outras cargas é de 1,5 mm²;
- não devem ser utilizados condutores com seção superior a 2,5 mm² 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) Conduitos: 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:

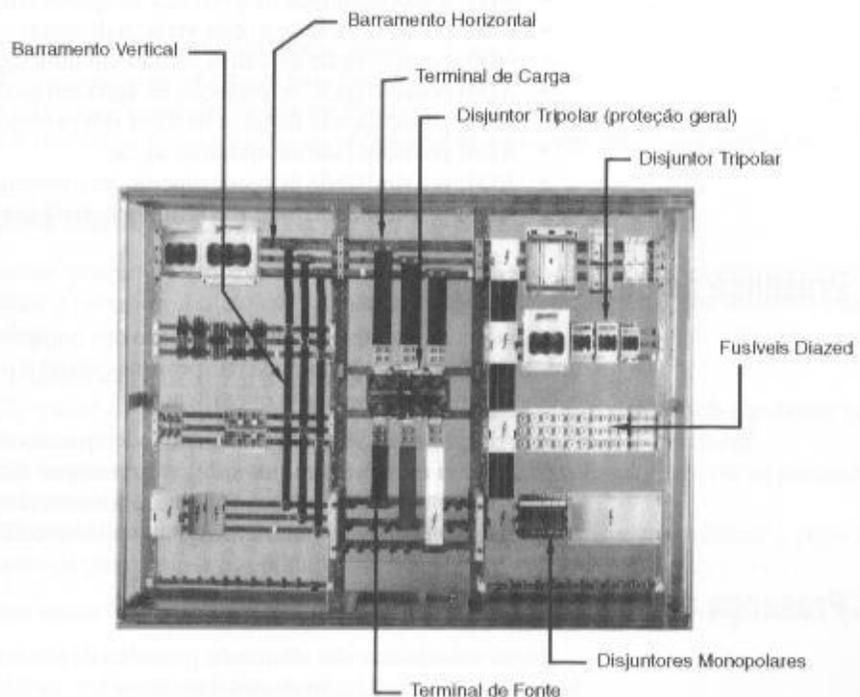
- tensão nominal;
- corrente nominal (capacidade do barramento principal);
- resistência mecânica aos esforços de curto-circuito para o valor de crista;
- grau de proteção;
- acabamento (revestido de proteção e pintura final).

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 $+5^{\circ}\text{C}$;
- AA2: muito frio: -40°C a $+5^{\circ}\text{C}$;
- AA3: frio: -25°C a $+5^{\circ}\text{C}$;
- AA4: temperado: -5°C a $+40^{\circ}\text{C}$;
- AA5: quente: $+5^{\circ}\text{C}$ a $+40^{\circ}\text{C}$;
- AA6: muito quente: $+5^{\circ}\text{C}$ a $+60^{\circ}\text{C}$;

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 ≤ 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 mm.
- 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 frequência entre 10 e 50 Hz e amplitude igual ou inferior a 0,15 mm;
- AH3: significativas — vibrações com frequência 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/Eletróbrás.

- 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.

$$F_d = \frac{D_{\max}}{P_{\text{inst}}} \quad (1.3)$$

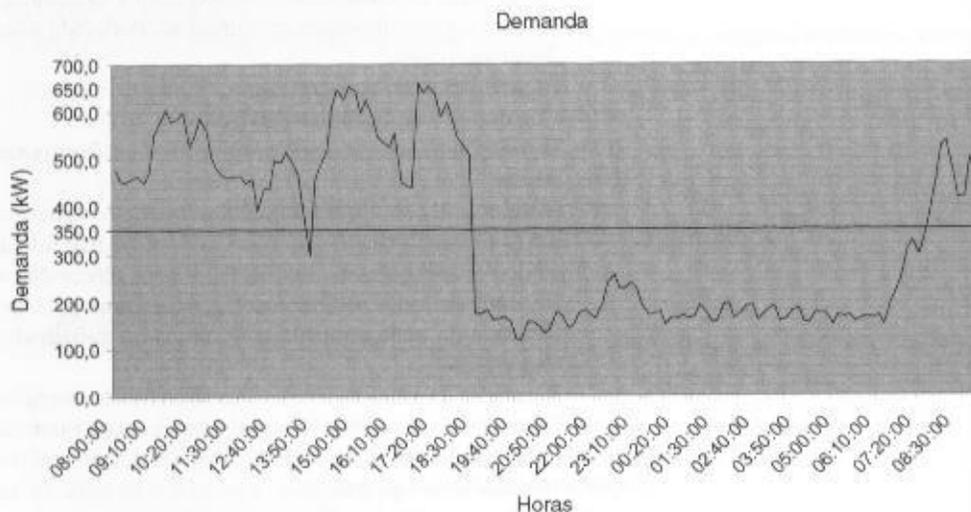
D_{\max} – demanda máxima da instalação, em kW ou kVA;

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).

$$F_{cd} = \frac{D_{med}}{D_{max}} \quad (1.4)$$

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

$$F_{cm} = \frac{C_{kWh}}{730 \times D_{max}} \quad (1.5)$$

C_{kWh} – consumo de energia elétrica durante o período de tempo considerado;

D_{max} – demanda máxima do sistema para o mesmo período, em kW;

D_{med} – 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:

$$F_{cd} = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{350}{650} = 0,53$$

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:

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

Dentre as práticas que merecem maior atenção num estudo global de economia de energia elétrica está a melhoria do fator de carga, que pode, simplificada, 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).

$$F_p = 0,30 \times F_c + 0,70 \times F_c^2 \quad (1.6)$$

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, acrescentando-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 (<i>freezer</i>)	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			Minicentraís		
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

$$P_{em} = P_n \times F_{um} \quad (1.7)$$

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

- Demanda solicitada da rede de energia

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

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

b) Iluminação

A demanda é determinada pela Equação (1.9)

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

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.

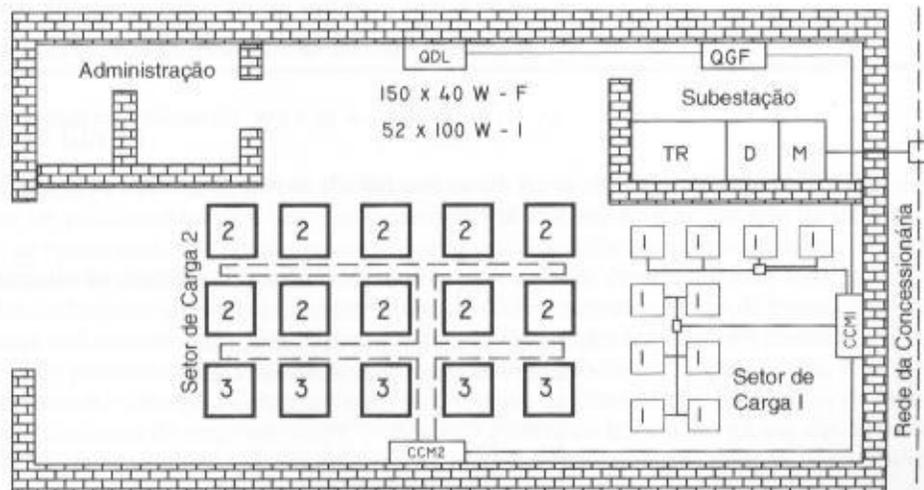


FIGURA 1.10
Planta industrial

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)

$$P_{em} = P_n \times F_{um}$$

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

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

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:

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

- Motores elétricos tipo (2)

$$P_{em} = P_n \times F_{um}$$

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

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

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:

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

- Motores elétricos tipo (3)

$$P_{em} = P_n \times F_{um}$$

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

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

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

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

$$N_{m1} = 10$$

$$F_{m1} = 0,65 \text{ (Tabela 1.2)}$$

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

- Centro de Controle de Motores - CCM2

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

$$N_{m2} = 10$$

$$N_{m3} = 5$$

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

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

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

- c) Demanda no quadro de distribuição de luz ou QDL

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

$$N_f = 150 \text{ (quantidade de lâmpadas fluorescentes)}$$

$$N_i = 52 \text{ (quantidade de lâmpadas incandescentes)}$$

$$P_f = 40 \text{ W (potência nominal das lâmpadas fluorescentes)}$$

$$P_i = 100 \text{ W (potência nominal das lâmpadas incandescentes)}$$

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

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

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

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

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

- 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

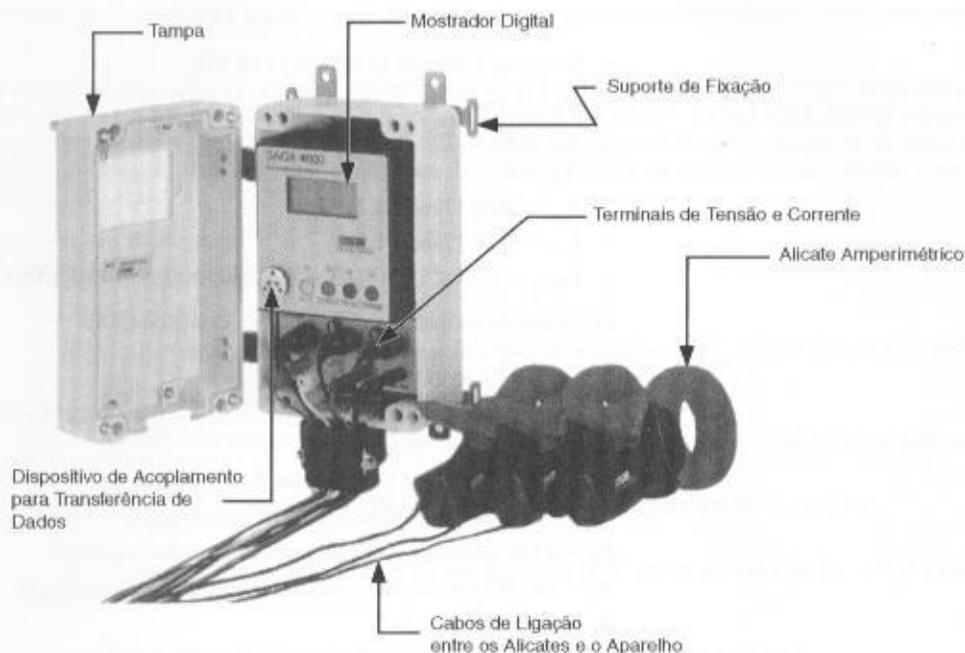
$$P_{inst} = 10 \times 60,7 + 10 \times 25,1 + 5 \times 40 + 26,3 = 1.084,3 \text{ kVA}$$

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

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.

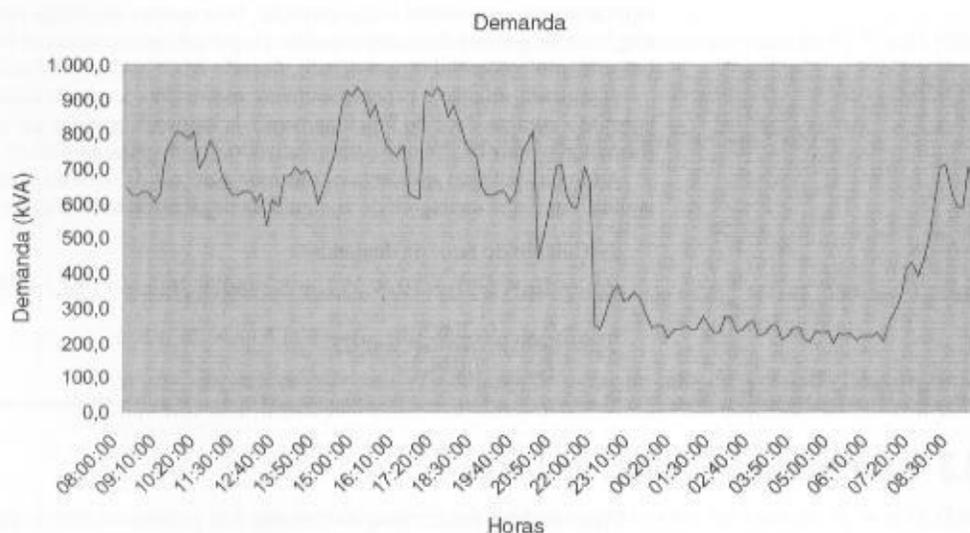


FIGURA 1.12
Curva de carga de uma
instalação industrial existente

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)

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

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)

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

b) Demanda da iluminação

- Cálculo da demanda ativa

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

P_i – potência nominal das lâmpadas, em W;

P_r – potência nominal dos reatores, em W.

- Cálculo da demanda aparente

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

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

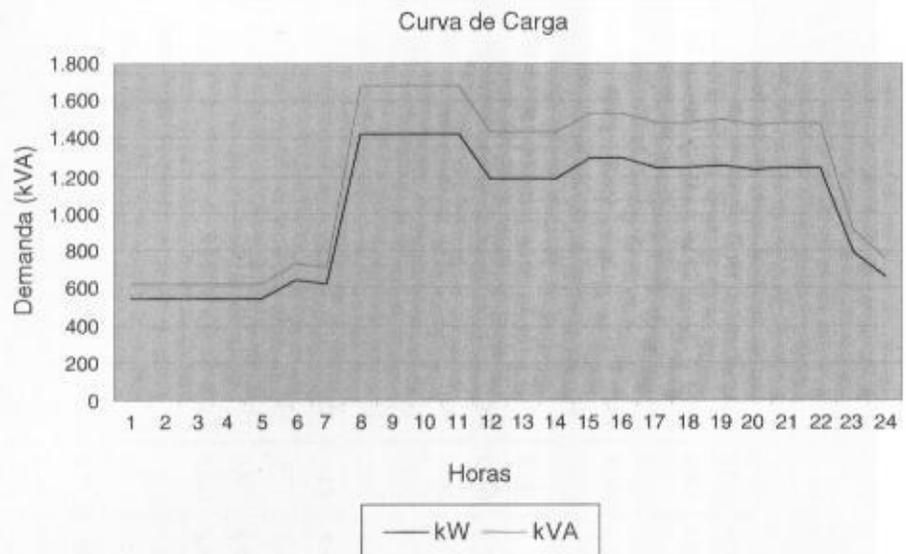
Levantamento de carga

Setor	Motores									Resis- tores	Lâmpadas												Potência			Período de Funcio- namento			
	Quant.	Potência	Fator Pot.	Rendi- mento	Fator Utili- zação	Fator Simult.	Total				Potência	Fluorescente						Vapor de Mercúrio											
							Quant.	Pot.	P. reat.			F. pot.	Total	Quant.	Pot.	P. reat.	F. pot.	Total	Total	Horas									
	-	cv	-	-	-	-	kW	kVA _r	kVA	kW	-	W	kVA _r	-	kW	kVA _r	kVA	-	W	W	-	kW	kVA	kW	kVA _r	kVA			
Setor A	15	25	0,84	0,88	0,85	0,60	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																				7-22
Setor C	50	7,5	0,81	0,84	0,83	0,45	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																			0-11 / 14-24
Setor E	20	3	0,73	0,82	0,83	0,55	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																				
	15	20	0,86	0,88	0,85	0,60	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																			0-16 / 20-24
Setor H	15	30	0,85	0,91	0,85	0,60	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																				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		Intervalos de Demanda																																
		Horas	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								
		Demandas Horárias																																
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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6				
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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	1.479	914	762								

FIGURA 1.13
Curva de carga



b) Demanda da iluminação

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

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

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

Subgrupo/Nível de Tensão	Horo-sazonal Azul						
	Demanda (US\$/kW)			Consumo (US\$/kWh)			
	Normal		Ultrapas.	Ponta		Fora de Ponta	
	Ponta	E.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).

$$P_{mc} = \frac{TD}{F_{cm} \times 730} + TC \quad (1.14)$$

TABELA 1.10

Tarifas médias de energia elétrica – tarifa verde

Subgrupo/Nível de Tensão	Horo-sazonal Verde					
	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

Subgrupo/Nível de Tensão	Convencional - Alta 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

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

- Valor da conta de energia

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

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

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

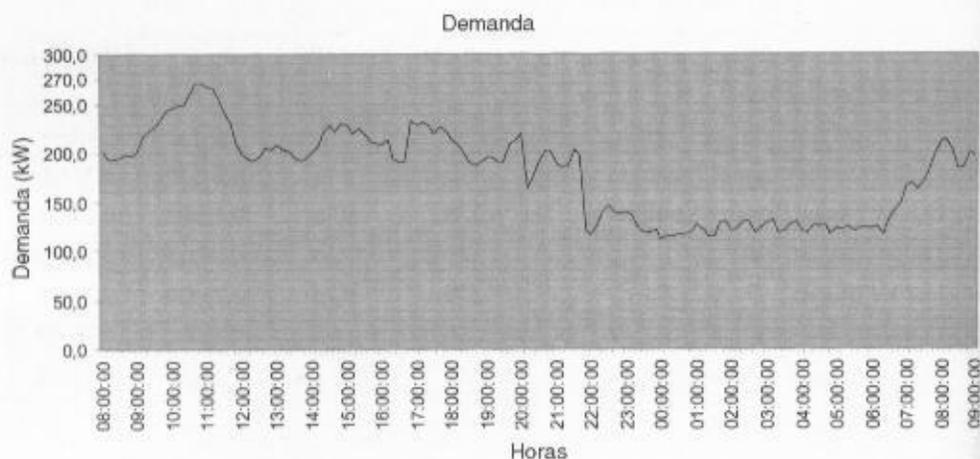
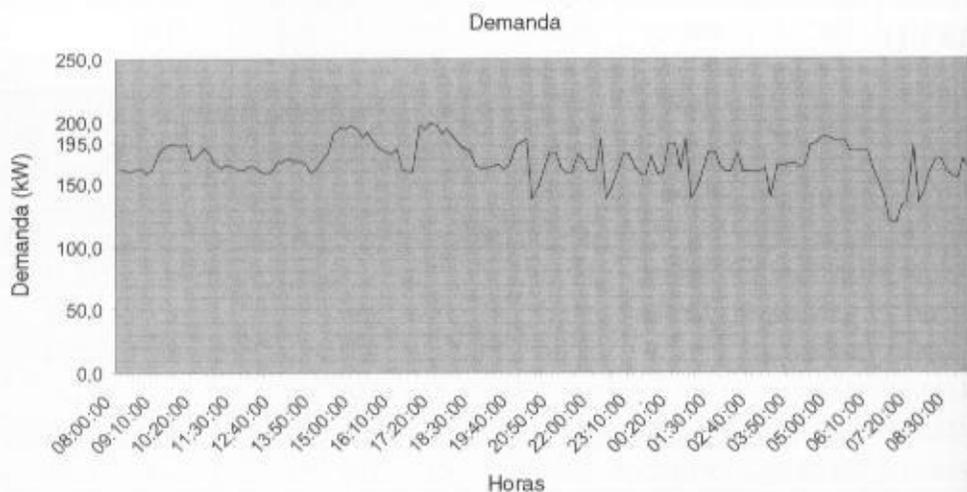


FIGURA 1.15
Curva de carga otimizada



- Preço médio pago pela energia consumida

Pode ser calculado pela Equação (1.14):

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

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

- Fator de carga

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

- Valor da conta de energia

$$F_b = 126.000 \times 0,05307 + 195 \times 4,19$$

$$F_b = \text{US\$ } 7.503,87$$

- Preço médio pago pela energia consumida

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

- 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: $US\$ 68.981,21 / (887,040) \times 1.000$.

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	18.026,32
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)									5.167,43
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-sazonal 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.

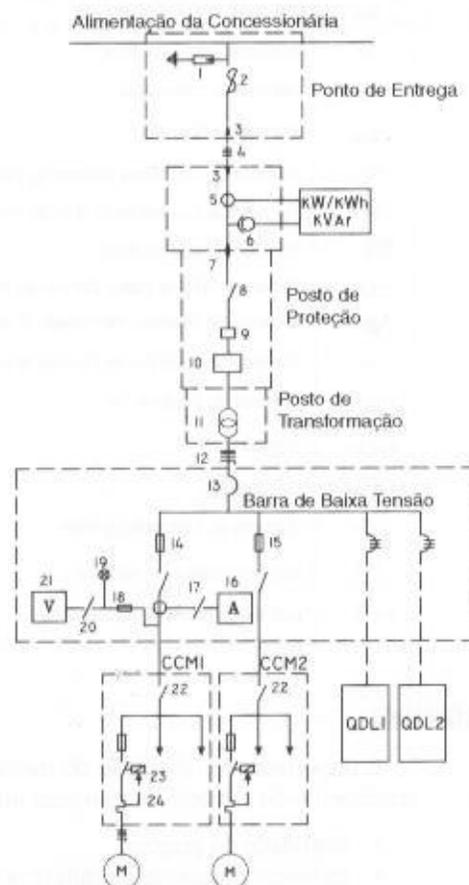
1.9.9 Diagrama Unifilar

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 diazod; 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 Sobee		Chave Série Paralelo
	Eletroduto que Desce		Transformador de Corrente
	Interruptor de 1 Seção		Transformador de Força
	Interruptor de 2 Seções		Transformador de Potencial
	Interruptor de 3 Seções		Motor
	Interruptor Three-way		Gerador
	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
	Cigama		
	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, 13/28º andar – CEP 20003-900 – Rio de Janeiro.