



## 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 interessado um conjunto de plantas da indústria, contendo, no mínimo, os seguintes detalhes:

### **Planta de situação**

Tem a finalidade de situar a obra no contexto urbano.

### **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.

### **Planta baixa do arranjo das máquinas (*layout*)**

Contém a projeção de todas as máquinas, devidamente posicionadas, com a indicação dos motores a alimentar ou dos painéis de comando que receberão a alimentação da rede.

## 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

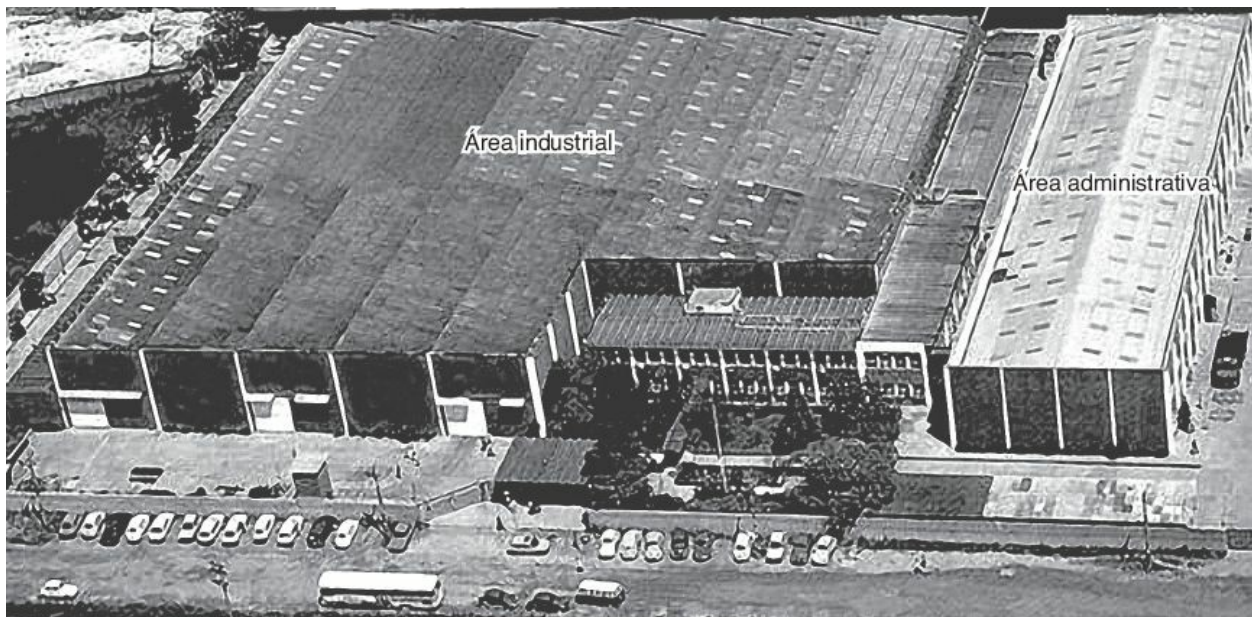
É a forma pela qual se projeta um sistema elétrico industrial que propicie o maior nível de disponibilidade dos equipamentos de produção. A

confiabilidade pode ser tratada de forma qualitativa quando se estudam as falhas do sistema elétrico projetado e as suas consequências na produção. A confiabilidade também pode ser abordada de forma quantitativa quando se estuda o número de defeitos no sistema elétrico por falha de projeto, o tempo de interrupção no fornecimento de energia devido a essas falhas, os custos de manutenção associados, além das perdas devido à restrição da produção.

#### 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 é necessária alguma redundância de alimentação da indústria ou de qualquer dos setores de produção.

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



**Figura 1.1** Edificação industrial.

Uma indústria, de forma geral, é compreendida por uma área industrial e

uma área administrativa, conforme está mostrado na [Figura 1.1](#). A área industrial normalmente é composta por diversos setores de produção, a depender do tipo de atividade da indústria, como, por exemplo, uma indústria têxtil, objeto do nosso Exemplo de Aplicação Geral: setor de batedouro, setor de cardas, setor de conicaleiras, setor de filatórios, setor de tecelagem (teares) etc. Já a área administrativa é composta por diferentes setores, tais como escritórios de gerência, auditório, refeitórios, arquivos etc.

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 Associação Brasileira de Normas e Técnicas (ABNT). Cabe, também, seguir as normas particulares das concessionárias de serviço público ou particular que fazem o suprimento de energia elétrica da área onde se acha localizada a indústria. Estas normas não colidem com as normas da ABNT, porém indicam ao projetista as condições mínimas exigidas para que se efetue o fornecimento de energia à indústria, dentro das particularidades inerentes ao sistema elétrico de cada empresa concessionária.

A Companhia Energética do Ceará (Coelce), concessionária exclusiva deste estado, 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 National Electrical Code (NEC).

A adoção de normas, além de ser uma exigência técnica profissional, conduz a resultados altamente positivos no desempenho operativo das

instalações, garantindo-lhes segurança e durabilidade.

As normas que devem ser mais utilizadas nos projetos de instalações elétricas industriais são:

- NBR 5410 - Instalações elétricas de baixa tensão;
- NBR 14039 - Instalações elétricas de média tensão de 1 a 36 kV;
- NBR 5413 - Iluminação de interiores;
- NBR 5419 - Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas.

Além das normas citadas, o projetista deve conhecer as normas técnicas brasileiras ou as normas técnicas internacionais IEC (International Electrotechnical Commission) quando da falta das normas brasileiras relativas às especificações dos materiais e equipamentos que serão utilizados em seu projeto elétrico, tais como as normas de cabos, transformadores de potência, transformadores de medida, painéis elétricos, conectores etc.

## 1.3 Dados para a 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 peculiares:

- Garantia de suprimento da carga, dentro de condições satisfatórias.
- Tensão nominal do sistema elétrico da região onde está localizado o empreendimento industrial.
- Tipo de sistema de suprimento: radial, radial com recurso etc.
- Restrições do sistema elétrico (se houver) quanto à capacidade de fornecimento de potência necessária ao empreendimento.

- Capacidade de curto-circuito atual e futuro do sistema.
- Impedância equivalente no ponto de conexão.

### 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 nominal;
- Tensão nominal;
- Corrente nominal;
- Frequência nominal;
- Número de polos;
- Número de fases;
- Ligações possíveis;
- Regime de funcionamento.

#### b) Fornos a arco

- Potência nominal do forno;
- Potência de curto-circuito do forno;
- Potência do transformador do forno;
- Tensão nominal;
- Frequência nominal;
- Fator de severidade.

#### c) Outras cargas

Aqui ficam caracterizadas cargas singulares que compõem a instalação, tais como máquinas de soldas, fornos de indução, aparelhos de raios X



industriais, máquinas que são acionadas por sistemas computadorizados, cuja variação de tensão permitida seja mínima e, por isso, requeiram circuitos alimentadores exclusivos ou até transformadores próprios, 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 etc.

De 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, também denominado Setor de Carga, deve corresponder a um quadro de distribuição terminal com alimentação, comando e proteção individualizados.

A escolha dos blocos de carga, em princípio, é feita considerando-se os setores individuais de produção, também denominados Setores de Produção, bem como a grandeza de cada carga de que são constituídos, para avaliação da queda de tensão. Como Setor de Produção, cita-se o exemplo de uma indústria têxtil, em que se pode dividir a carga em blocos correspondentes aos setores de batedores, de filatórios, de cardas etc. Já na indústria metal-mecânica, os setores de produção são identificados como setores de estampagem, de compressores, de solda (ponteadeiras), laminação etc. Quando um determinado setor de produção ocupa uma área de grandes

dimensões, pode ser dividido em dois ou mais blocos de carga, dependendo da queda de tensão a que estes ficariam submetidos, dado o seu afastamento do centro de comando.

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 se podem agrupar vários setores de produção em um só bloco de cargas, desde que a queda de tensão nos terminais delas 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 ou painéis de distribuição de circuitos terminais devem ser localizados em pontos que satisfaçam, em geral, as seguintes condições:

- No centro de carga

Isso quase sempre não é possível, pois o centro de carga muitas vezes se acha em um ponto físico inconveniente do Setor Elétrico; isto é, o quadro de distribuição fica instalado entre as máquinas, dificultando ou interrompendo o fluxo normal de produção.

- Próximo à linha geral dos dutos de alimentação (canaletas, eletrocalhas etc.)
- Afastado da passagem sistemática de funcionários
- Em ambientes bem iluminados
- Em locais de fácil acesso
- Em locais não sujeitos a gases corrosivos, inundações, trepidações etc.
- 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 contenham componentes de comando de iluminação.

### **1.4.3 Localização do quadro de distribuição geral**

Deve ser localizado, de preferência, no interior da subestação ou em área contígua a esta. De uma maneira geral, deve ficar próximo das unidades de transformação a que está ligado.

É também chamado, neste livro, de 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 Caminhamento dos circuitos de distribuição e circuitos terminais**

Os condutores devem ser instalados no interior de eletrodutos, eletrocalhas, canaletas etc. O caminhamento desses dutos deve satisfazer determinadas condições, de forma a manter a segurança da instalação e do recinto onde estão instalados.

- Os circuitos elétricos, quando instalados nas proximidades de instalações não elétricas, devem manter um afastamento em relação às referidas instalações não elétricas, de forma a garantir que a intervenção em uma delas não represente risco de danos para eles.
- Os circuitos elétricos não devem ser instalados nas proximidades de canalizações que produzem vapores e outras fontes de calor que possam causar danos às instalações elétricas, a não ser que se

interponham anteparos que garantam a integridade dessas instalações.

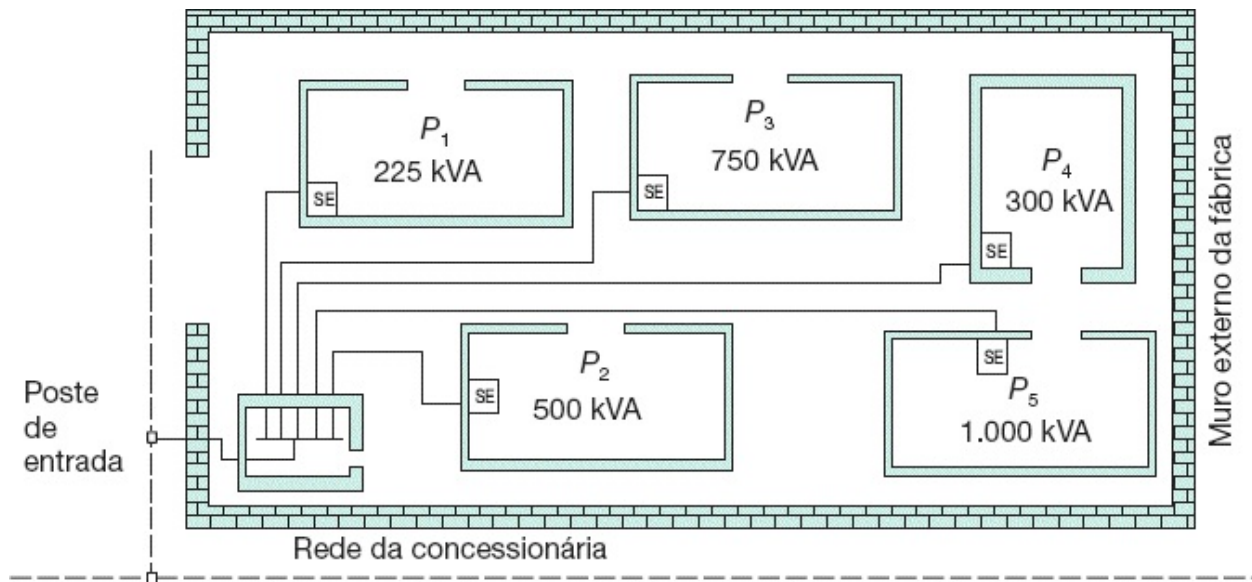
- Os circuitos elétricos que caminharem junto a canalizações que possam produzir condensação (sistema de climatização e vapor) devem ser instalados acima dessas canalizações.

### 1.4.5 Localização da subestação

É comum o projetista receber as plantas do empreendimento 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 o mais tecnicamente adequado, ficando a subestação central, às vezes, muito afastada do centro de carga, o que acarreta 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 a [Figura 1.2](#), permitem maior flexibilidade na escolha do local tecnicamente apropriado para a subestação.

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



**Figura 1.2** Indústria formada por diversos galpões.

O processo para a 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 galpão industrial com suas respectivas distâncias em relação à origem – no caso, o posto de proteção geral – conforme as Equações (1.1) e (1.2). A demanda de cada galpão deve ser considerada como um ponto localizado na subestação correspondente. O esquema de coordenadas da [Figura 1.3](#) é referente à indústria representada na [Figura 1.2](#).

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

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

Para exemplificar, considerar as potências e as distâncias indicadas nas Figuras 1.2 e 1.3.

$$X = \frac{60 \times 225 + 150 \times 500 + 200 \times 750 + 320 \times 300 + 320 \times 1.000}{225 + 500 + 750 + 300 + 1.000}$$

$$\rightarrow X = 235,8\text{m}$$

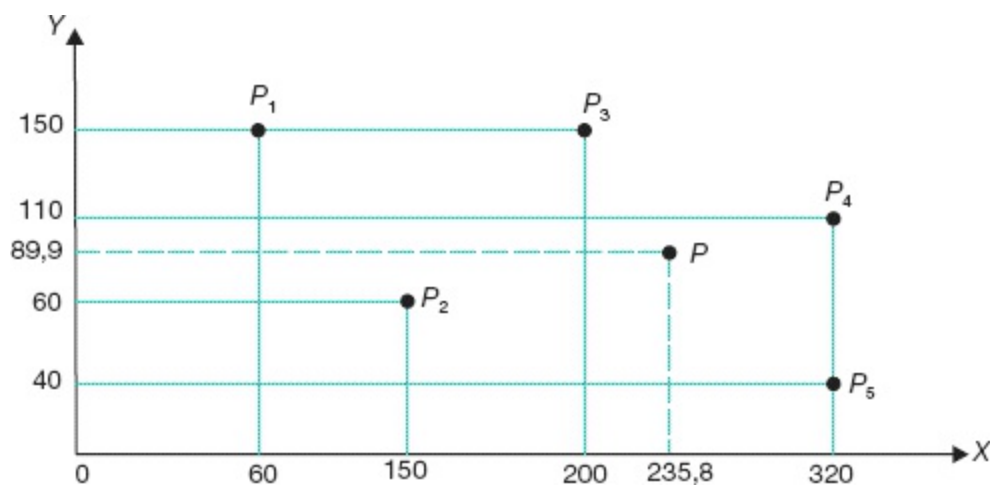
$$Y = \frac{40 \times 1.000 + 60 \times 500 + 110 \times 300 + 150 \times 225 + 150 \times 750}{225 + 500 + 750 + 300 + 1.000}$$

$$\rightarrow Y = 89,8\text{m}$$

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

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 em transformação;
- 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.



**Figura 1.3** Coordenadas para se determinar o centro de carga.

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

## 1.4.6 Definição dos sistemas

### 1.4.6.1 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, de maneira 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 é 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, o seu custo é o mais reduzido, comparativamente aos outros sistemas, por conter somente equipamentos convencionais e de larga utilização. A [Figura 1.4](#) exemplifica este tipo de sistema.

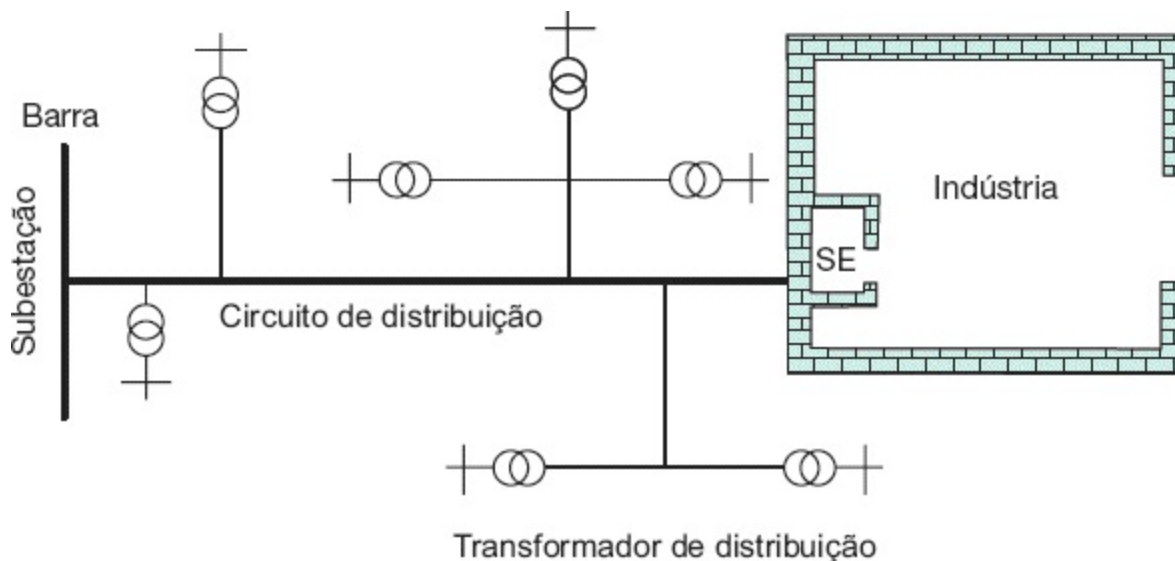
#### b) Radial com recurso

É aquele em que o sentido do fluxo de potência pode ser fornecido a partir de duas ou mais alimentações.

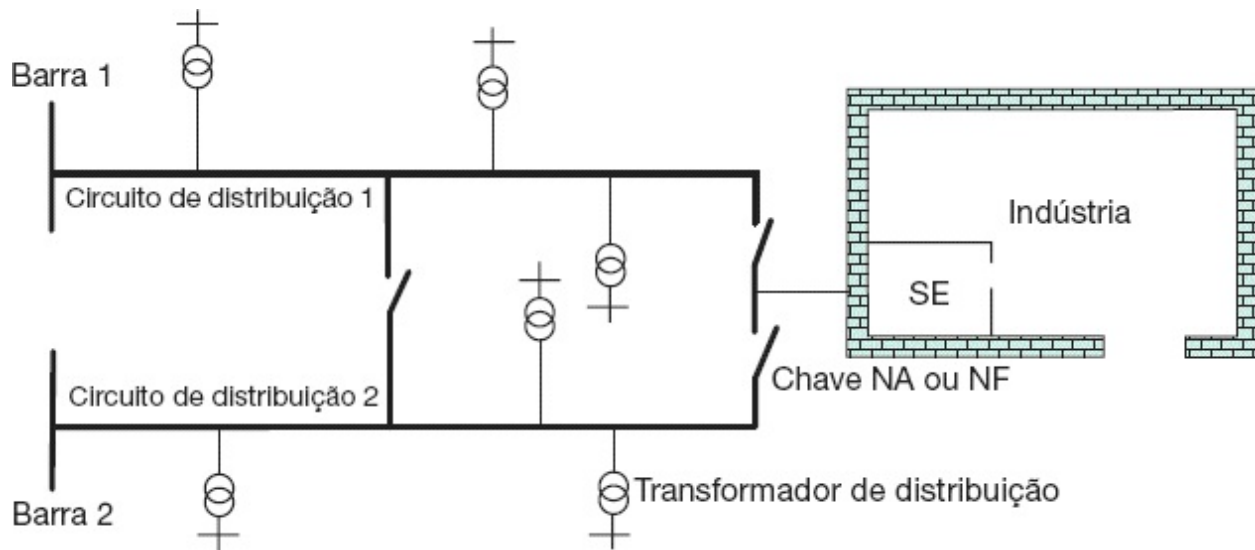
Dependendo da posição das chaves interpostas nos circuitos de distribuição e da flexibilidade de manobra, conforme a [Figura 1.5](#), este sistema pode ser operado como:

- Sistema radial em anel aberto
- Sistema radial seletivo

Esses sistemas apresentam uma maior confiabilidade, pois a perda eventual de um dos circuitos de distribuição ou alimentador não deve afetar significativamente a continuidade de fornecimento para a grande parte das indústrias. No entanto, algumas indústrias, após uma interrupção, mesmo que por tempo muito curto – como, por exemplo, pela atuação de um religador ajustado para um só disparo –, levam um tempo muito elevado para voltar a produzir na sua capacidade plena, às vezes até 3 horas, como no caso de indústrias de cimento, notadamente aquelas que possuem máquinas do seu sistema produtivo operando com alto grau de automação.



**Figura 1.4** Esquema de sistema radial simples.



**Figura 1.5** Esquema de sistema radial com recurso.

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 suficiente para suprir individualmente as cargas 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, em um sistema que trabalha em segunda contingência, a perda de dois alimentadores de distribuição não afetaria o suprimento da carga. Consequentemente, quanto mais elevada é a contingência de um sistema, maior é o seu custo.

#### **1.4.6.2 Sistema primário de distribuição interna**

Quando a indústria possui duas ou mais subestações, alimentadas de um único ponto de suprimento da concessionária, conforme visto na [Figura 1.2](#), 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 1.6](#).

### b) Sistema radial com recurso

Como já definido, este sistema pode ser projetado de acordo com a ilustração apresentada na [Figura 1.7](#), em que os pontos de consumo setoriais possuem alternativas de suprimento através de dois circuitos de alimentação.

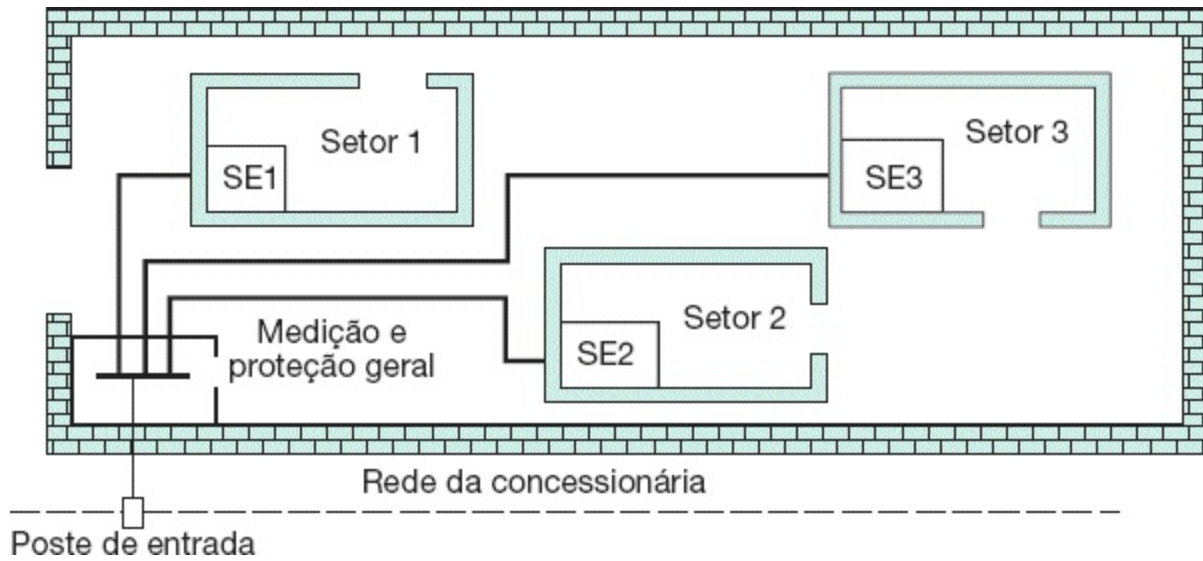
Cabe observar que cada barramento das SE é provido de disjuntores ou chaves de transferência automáticas ou manuais, podendo encontrar-se nas posições NA (normalmente aberto) ou NF (normalmente fechado), conforme a melhor distribuição da carga nos dois alimentadores. Exemplificando uma condição usual, podemos operar esse sistema com a seguinte configuração: chaves ligadas: A-B; C-D; E-F; H; I-J; chave desligada: G. Nesse caso, o sistema opera em anel aberto. Fechando-se a chave G, o sistema operaria na configuração em anel fechado. Para operar dessa forma, é necessário que sejam aplicadas em todas as chaves relés de proteção direcionais, com exceção das chaves A-B.

## 1.4.6.3 Sistema secundário de distribuição

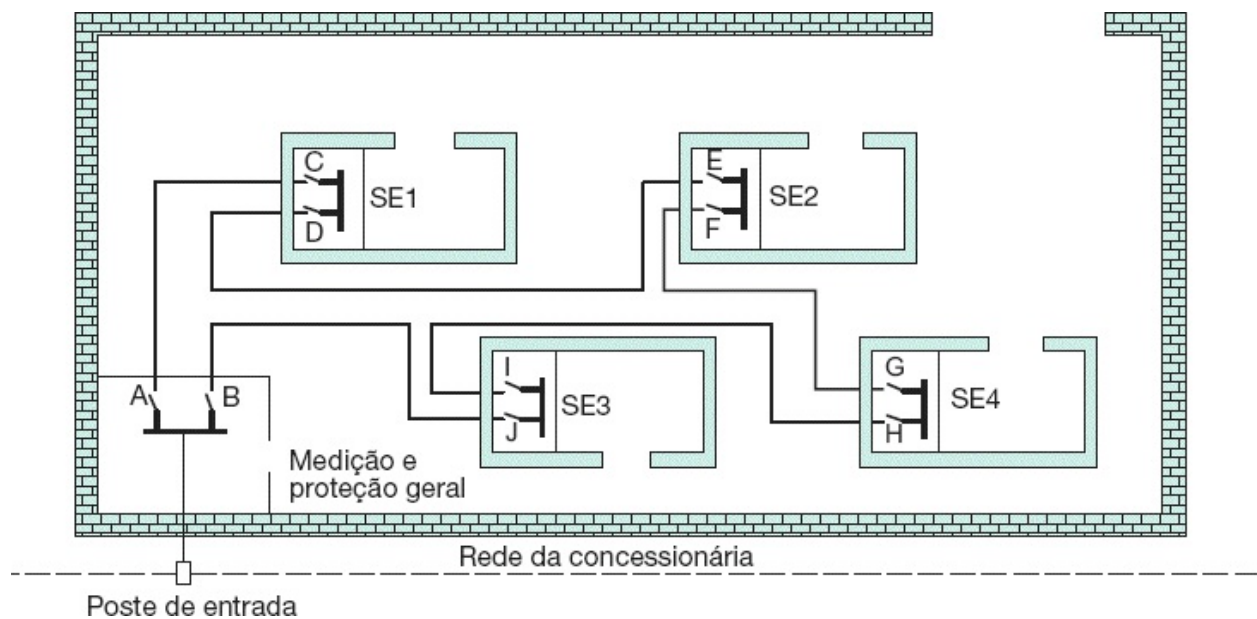
A distribuição secundária em baixa tensão em uma instalação industrial pode ser dividida em:

### 1.4.6.3.1 Circuitos terminais de motores

Em uma definição mais elementar, o circuito terminal de motores consiste em dois ou três condutores (motores monofásicos ou bifásicos e trifásicos) conduzindo corrente em uma dada tensão, desde um dispositivo de proteção até o ponto de utilização. A [Figura 1.8](#) mostra o traçado de um circuito terminal de motor.



**Figura 1.6** Exemplo de distribuição de sistema radial simples.



**Figura 1.7** Exemplo de distribuição de sistema primário radial com recurso.

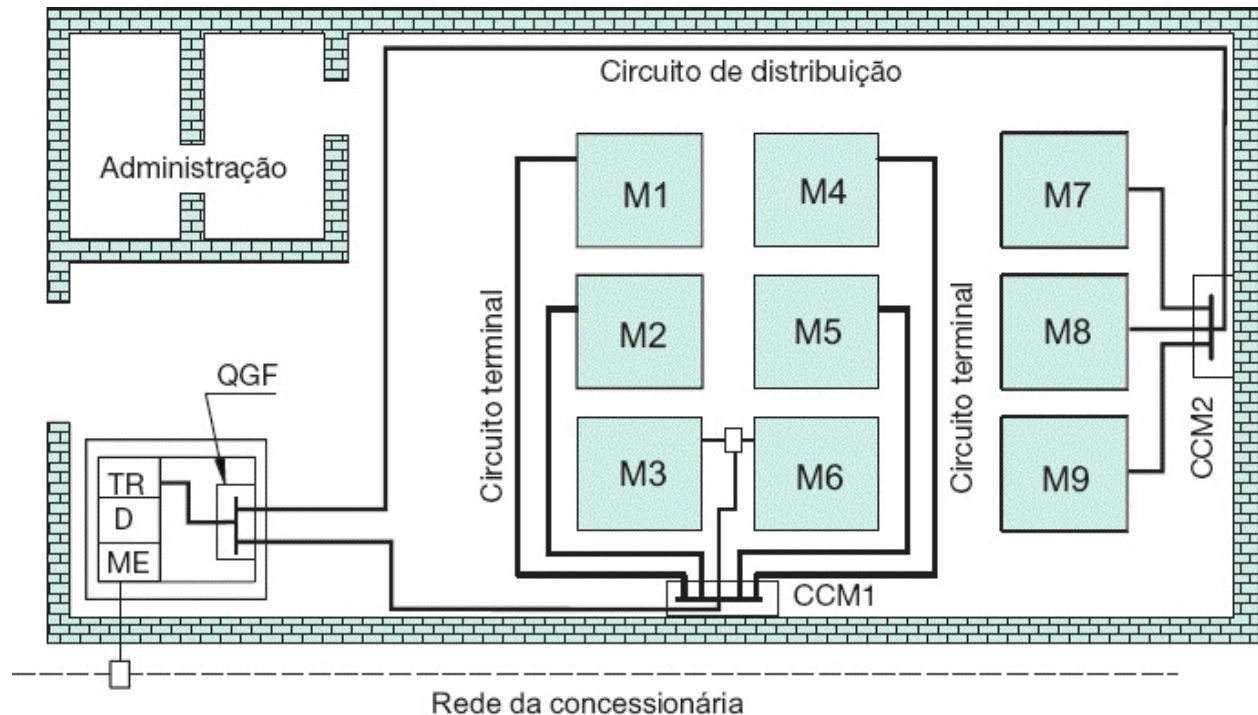
Os circuitos terminais de motores devem obedecer a algumas regras básicas:

- 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
  - Contactores
  - Fusíveis com terminais apropriados para retirada sob tensão
  - Tomada de corrente (pequenos motores)
- 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 contactores.
  - Conter um dispositivo de acionamento do motor, capaz de reduzir a queda de tensão na partida a um valor igual ou inferior a 10 % ou de 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 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 a NBR 5410:

- Cargas de natureza industrial ou similar
  - Motores de indução de gaiola trifásicos, de potência 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.



**Figura 1.8** Exemplo de distribuição de sistema secundário.

### 1.4.6.3.2 Circuitos de distribuição

Compreendem-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.

#### 1.4.6.3.3 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. 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  $2,5 \text{ mm}^2$ .
- A menor seção transversal de um condutor para circuitos terminais de iluminação é de  $1,5 \text{ mm}^2$ .
- Não devem ser utilizados condutores com seção superior a  $2,5 \text{ mm}^2$  em circuitos terminais de iluminação e tomadas de uso geral, com exceção dos circuitos de iluminação de galpões industriais.
- Devem-se prever, quando conveniente, uma capacidade reserva nos circuitos de distribuição visando ao aparecimento de futuras cargas na instalação.
- 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 e máquina de lavar louça.

- 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 e apresentados no Capítulo 3.

#### 1.4.6.3.4 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 dutos utilizados pelo projetista deve ser acompanhada de uma análise dos meios ambientes nos quais serão instalados, conforme será discutido na Seção 1.5.

O dimensionamento dos dutos deve ser feito segundo o que prescreve o [Capítulo 3](#).

#### 1.4.6.4 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 IP40, característico de execução normal. Em ambientes de atmosfera poluída, devem apresentar grau de proteção IP54 ou acima, de

conformidade com a severidade dos poluentes. 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.

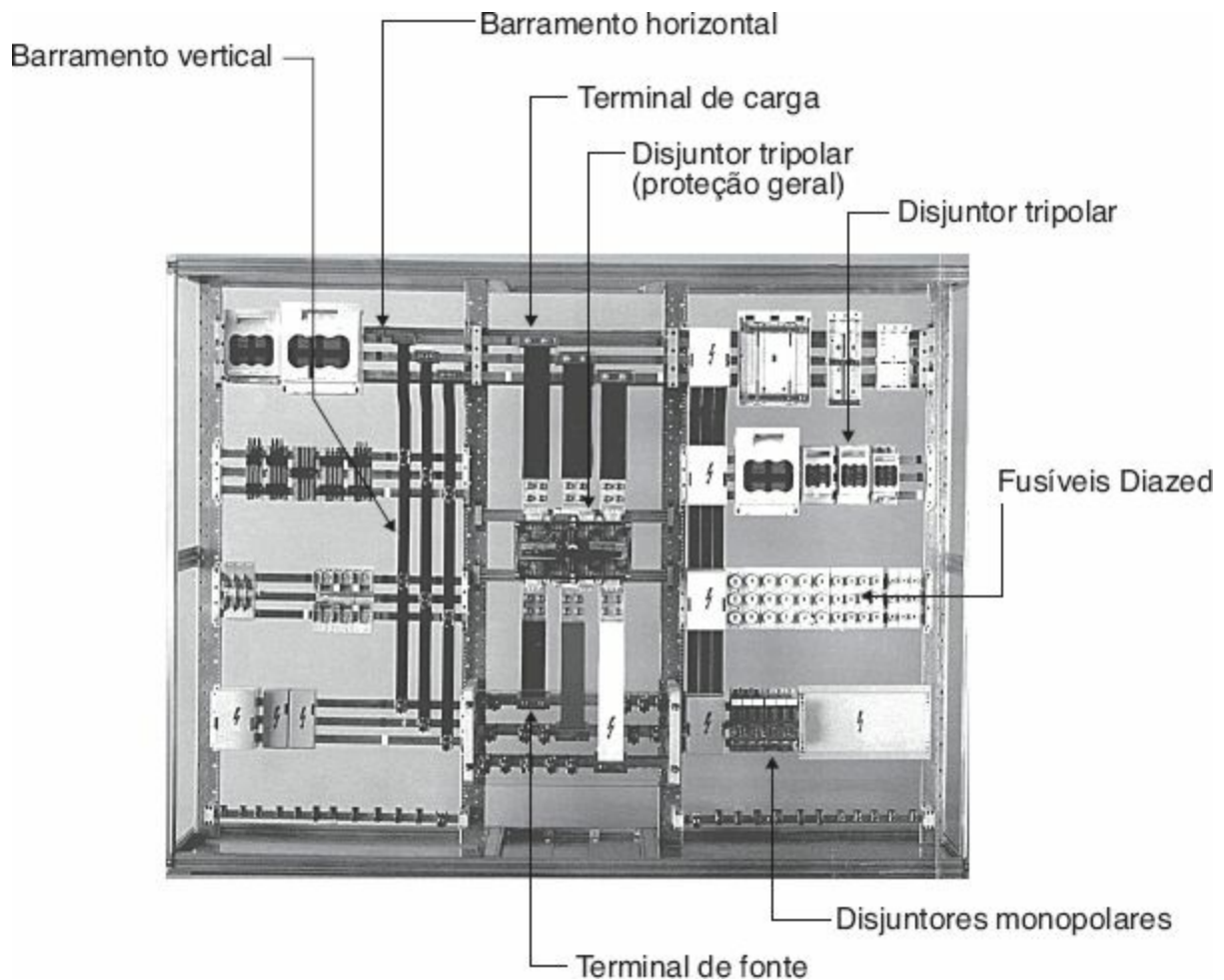
- Quadros de distribuição com até 6 circuitos: espaço para, no mínimo, 2 circuitos de reserva;
- Quadros de distribuição contendo de 7 a 12 circuitos: espaço para, no mínimo, 3 circuitos;
- Quadros de distribuição contendo de 13 a 30 circuitos: espaço para, no mínimo, 4 circuitos;
- Quadros de distribuição contendo acima de 30 circuitos: espaço reserva para uso de, 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 no [Capítulo 10](#) do livro do autor *Manual de Equipamentos Elétricos*, 4. ed. (LTC, 2013). A [Figura 1.9](#) mostra em detalhes o interior de um quadro de distribuição e os diversos componentes elétricos instalados.

## 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 etc. Para classificar estes ambientes, a NBR 5410 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.



**Figura 1.9** Quadro de distribuição.

### 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 serão indicados os códigos, a classificação e as características dos meios ambientes:

- AA1: frigorífico:  $-60\text{ °C}$  a  $+5\text{ °C}$ ;
- AA2: muito frio:  $-40\text{ °C}$  a  $+5\text{ °C}$ ;
- AA3: frio:  $-25\text{ °C}$  a  $+5\text{ °C}$ ;
- AA4: temperado:  $-5\text{ °C}$  a  $+40\text{ °C}$ ;
- AA5: quente:  $+5\text{ °C}$  a  $+40\text{ °C}$ ;
- AA6: muito quente:  $+5\text{ °C}$  a  $+60\text{ °C}$ .

### 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:  $\leq 2.000\text{ m}$ ;
- AC2: alta  $> 2.000\text{ m}$ .

### 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 de recobrimento por água de modo permanente.

#### 1.5.4 Presença de corpos sólidos

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

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

#### 1.5.5 Presença de substâncias corrosivas ou poluentes

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

- AF1: a 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 seriedade 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 em um 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 correm risco de entrar em contato sob condições habituais com elementos condutores que não estejam sobre superfícies condutoras;
- BC3: frequentes - 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.

### **1.5.11 Influências eletromagnéticas, eletrostáticas ou ionizantes**

- Fenômenos eletromagnéticos de baixa frequência: conduzidos ou radiados.
- Fenômenos eletromagnéticos de alta frequência: conduzidos, induzidos e radiados: contínuos ou transitórios.
- Descargas eletrostáticas.
- Radiações ionizantes.

### **1.5.12 Descargas atmosféricas**

- Desprezíveis:  $\leq 25$  dias por ano.
- Indiretas:  $> 25$  dias por ano - riscos provenientes da rede de alimentação.
- Diretas: riscos provenientes das exposições dos componentes da instalação.

Os projetistas devem considerar, no desenvolvimento do projeto, 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.

O leitor deve consultar a NBR 5410 para conhecer detalhadamente a classificação das influências externas do meio ambiente que devem ser consideradas no planejamento, na concepção e na execução dos projetos das instalações elétricas.

## 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:

- 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:

- 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.

Com as 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 em uma 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.

Os graus de proteção são aplicados a quaisquer tipos de invólucros metálicos: painéis elétricos, motores elétricos, geradores etc.

## 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 a que normalmente se segue um incêndio. Para prevenir 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 e que constam da norma NR-10 do Ministério do Trabalho e Emprego.

- 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 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 que tais identificações deverão ser aplicadas fisicamente nos componentes das instalações.
  - Recomendações de restrições e advertências quanto ao acesso de pessoas aos componentes das instalações.
  - Precauções aplicáveis em face das 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 sequência abaixo:
  - 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 sequência dos procedimentos abaixo:
  - 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 um projeto de uma instalação industrial, o projetista deve planejar o desenvolvimento de suas ações de forma a evitar o retrabalho, 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 fatores de projeto, visando à economicidade do empreendimento. Se tais fatores forem omitidos, a potência de certos equipamentos pode alcançar, desnecessariamente, 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.

$$F_d = \frac{D_{m\acute{a}x}}{P_{inst}} \quad (1.3)$$

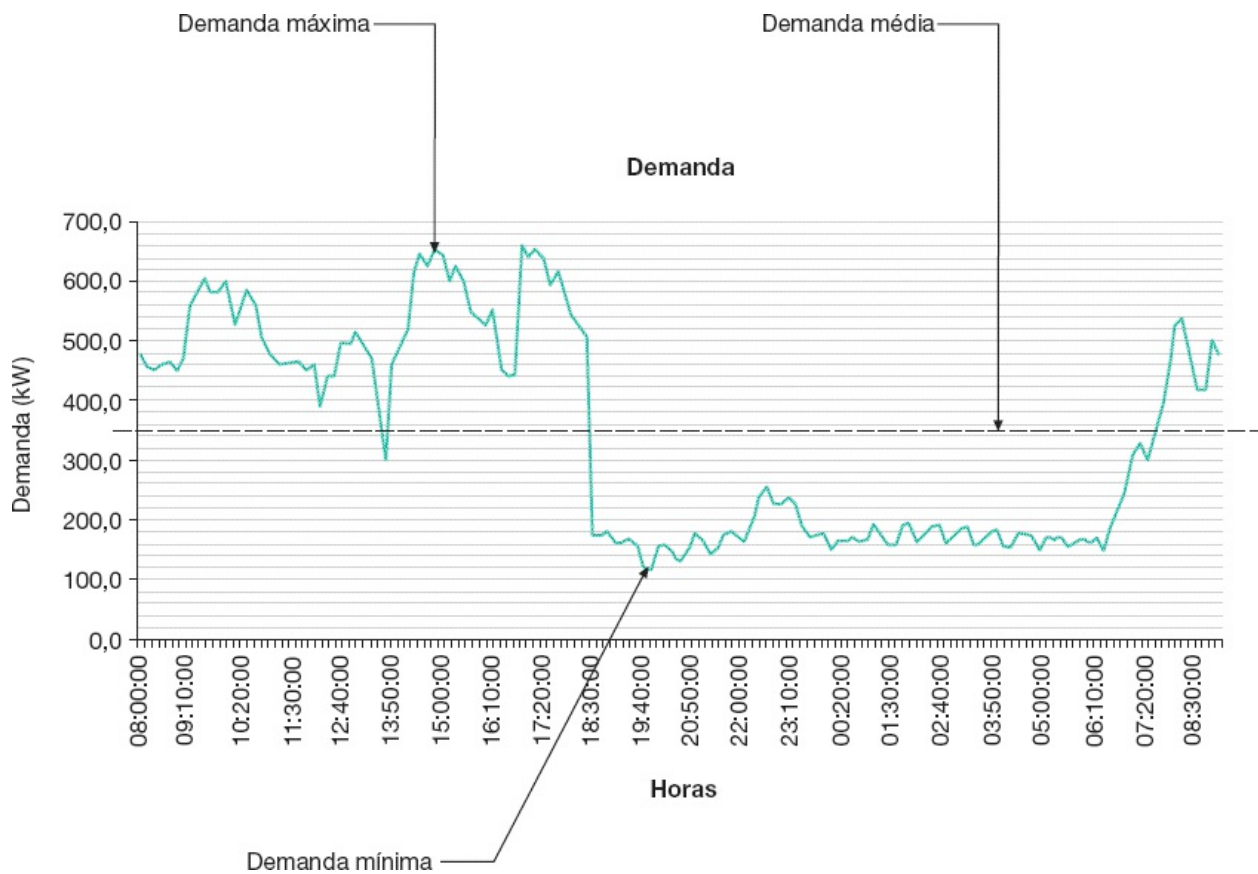
$D_{m\acute{a}x}$  - demanda máxima da instalação, em kW ou kVA;

$P_{inst}$  - potência da carga conectada, em kW ou kVA.

Para um projeto industrial com carga instalada de 1.500 kW, cuja curva de demanda está indicada na [Figura 1.10](#), pode-se determinar o fator de demanda no valor de:

$$F_d = \frac{680}{1.500} = 0,45$$

A [Tabela 1.1](#) fornece os fatores de demanda para cada grupamento de motores e operação independente.



**Figura 1.10** Pontos importantes de uma curva de carga.

**Tabela 1.1** Fatores de demanda

Número de motores em operação	Fator de demanda em %
-------------------------------	-----------------------

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 da energia consumida pela instalação;
- Redução do valor da demanda pico.

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

$$F_{cd} = \frac{D_{méd}}{D_{máx}} \quad (1.4)$$

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

$$F_{cm} = \frac{C_{kWh}}{730 \times D_{m\acute{a}x}} \quad (1.5)$$

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

$D_{m\acute{a}x}$  - demanda máxima do sistema para o mesmo período, em kW;

$D_{méd}$  - demanda média do período, calculada pela integração da curva de carga da [Figura 1.10](#), 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. Ou ainda, a soma das áreas da curva de carga acima da reta que define a demanda média deve ser igual à soma das áreas abaixo da referida reta. Relativamente à curva de carga da [Figura 1.10](#), o fator de carga diário da instalação é:

$$F_{cd} = \frac{D_{méd}}{D_{m\acute{a}x}} = \frac{350}{680} = 0,51$$

Com relação ao fator de carga mensal, considerando que o consumo de energia elétrica registrado na conta de energia do mês emitida pela concessionária foi de 232.800 kWh, pode-se calcular o seu valor diretamente da Equação (1.5):

$$F_{cd} = \frac{C_{kWh}}{730 \times D_{m\acute{a}x}} = \frac{232.800}{730 \times 680} = 0,47$$

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

- Conservar o consumo e reduzir a demanda.
- Conservar a demanda e aumentar o consumo.

Essas duas condições podem ser reconhecidas pela 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, em geral, alteração nos turnos de serviço e, algumas vezes, o dispêndio de adicionais na mão de obra para atender a 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 de investir na ampliação do sistema elétrico, o empresário poderá aproveitar-se da formação de sua curva de carga e implementar o novo empreendimento no intervalo de baixo consumo de suas atuais atividades.

Além da vantagem de não necessitar de 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 dão 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 por um dispositivo sensor de demanda, regulado para operar no desligamento dessas referidas cargas toda vez 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 seleção dessas cargas deve ser precedida de uma análise de consequências práticas resultantes deste método. Por exemplo, o desligamento do sistema de climatização de uma indústria têxtil por um tempo excessivo poderá trazer sérias consequências 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, tornando-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 impossíveis para determinadas indústrias, como aquelas que operam com fatores de carga elevados – tal

como a indústria de cimento –, porém perfeitamente factíveis para outros tipos de plantas industriais.

O controle automático da demanda e a reprogramação da operação de cargas são práticas já bastante conhecidas das indústrias, desde o início da implantação das tarifas especiais como a horossazonal, a tarifa verde etc.

### 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 uma 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. Por outro lado, quando o fator de carga se aproxima de 1,0, o fator de perda segue a mesma trajetória. Assim, quando o sistema elétrico está operando com o seu fator de carga mínimo, as perdas elétricas são mínimas. Por outro lado, quando o fator de carga atingir o seu valor máximo, naquele sistema, as perdas elétricas nessa condição são máximas. Para a curva de carga da [Figura 1.10](#), o fator de perda diário vale:

$$F_p = 0,30 \times 0,47 + 0,70 \times 0,47^2 = 0,29$$

### 1.8.1.4 Fator de simultaneidade

É a relação entre a demanda máxima do grupo de aparelhos e a 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 agrupados 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	0,80	0,80	0,80	0,75	0,65	0,60	0,60	0,50
Acima de 40	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 por ele, 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 a resistência	1,00
Secadores, caldeiras etc.	1,00
Fornos de indução	1,00
Motores de 3/4 a 2,5 cv	0,70
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 de 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. Em um 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 etc. Nessas condições, a carga prevista em um determinado projeto deve resultar da composição das cargas dos setores industriais e das instalações administrativas. Quando o projetista não obtiver informações razoáveis sobre a operação simultânea ou não dos setores de carga, sugerem-se as seguintes precauções:

- Considerar a carga de qualquer equipamento de utilização na potência declarada pelo fabricante ou calculada de acordo com a tensão nominal e a corrente nominal, expressa em VA, ou multiplicar 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 individual demandada.

### **1.8.2.1 Considerações gerais**

#### **a) Iluminação**

- A carga de iluminação deve ser determinada por meio de critérios normativos, especialmente os da NBR 5413.

- Considerar a potência das lâmpadas, as perdas e o fator de potência dos equipamentos auxiliares (reator) quando se tratar de lâmpadas de descarga.

## **b) Pontos de tomadas**

- Em salas de manutenção e salas de equipamentos, tais como casas de máquinas, salas de bombas, barriletes e locais similares, deve ser previsto, no mínimo, um ponto de tomada de uso geral a que deve ser atribuída uma potência igual ou superior a 1.000 VA.
- Quando for previsto um ponto de tomada de uso específico, deve-se atribuir uma potência igual à potência nominal do equipamento ou à soma das potências dos equipamentos que devem utilizar o respectivo ponto de tomada. Quando não for possível conhecer as potências exatas dos equipamentos a serem ligados nesse ponto de tomada, devem ser adotados os seguintes critérios:
  - Atribuir ao ponto de tomada a potência nominal do equipamento ou a soma dos equipamentos que podem ser alimentados por ele.
  - Alternativamente, pode ser atribuída ao ponto de tomada a capacidade do circuito projetado, a partir da tensão do circuito e da corrente de projeto.
  - Os pontos de tomada de uso específico devem ser localizados, no máximo, a 1,5 m do ponto onde está prevista a localização dos respectivos equipamentos.
  - Os pontos de tomada destinados à alimentação de mais de 1 (um) equipamento devem ser providos de uma determinada quantidade de tomadas adequada ao número de equipamentos a serem utilizados.

### **1.8.2.2 Cargas em locais usados como habitação**

Devem ser utilizados os seguintes critérios para compor a carga instalada:

## a) Iluminação

- Em cada cômodo ou dependência de unidades habitacionais deve ser previsto pelo menos um ponto de luz fixo no teto, com potência mínima de 100 VA, comandado por interruptor de parede.
- Como alternativa à previsão de carga feita através da NBR 5413, podem ser aplicados os seguintes requisitos:
  - Em cômodos ou dependências com área igual ou inferior a 6 m<sup>2</sup> deve-se prever uma carga mínima de 100 VA.
  - Em dependências com área superior a 6 m<sup>2</sup> deve-se prever uma carga mínima de 100 VA para os primeiros 6 m<sup>2</sup> de área, acrescentando-se 60 VA para cada 4 m<sup>2</sup> ou fração.

## b) Pontos de tomadas

- 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, acima de cada bancada, e devem ser previstas pelo menos duas tomadas de corrente no mesmo ponto ou em pontos distintos.
- Em varandas, deve ser previsto, no mínimo, um ponto de tomada.
- Em cada um dos demais cômodos ou dependências de habitação, devem ser adotados os seguintes procedimentos:
  - Prever um ponto de tomada quando a área do cômodo ou dependência for igual ou inferior a 2,25 m<sup>2</sup>, permitindo que o ponto de tomada seja externamente posicionado até 80 cm da porta de acesso à área do cômodo ou dependência.
  - Prever um ponto de tomada se a área for superior a 2,25 m<sup>2</sup> e igual ou inferior a 6 m<sup>2</sup>.
  - Se a área for superior a 6 m<sup>2</sup>, prever 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 (três) tomadas e 100 VA por tomada para as excedentes, considerando os referidos ambientes separadamente. Quando o número de tomadas no conjunto desses ambientes for superior a 6 (seis) pontos, adotar pelo menos 600 VA por tomada até dois pontos e 100 VA por ponto excedente, considerando cada um dos ambientes separadamente.
  - Para as tomadas de uso geral, nos demais cômodos ou dependências, no mínimo, 100 VA por tomada.

### **1.8.2.3 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 m<sup>2</sup>, 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 m<sup>2</sup> ou fração de área da dependência.
- Em dependências cuja área seja superior a 37 m<sup>2</sup>, o número de tomadas deve ser determinado de acordo com as seguintes condições:
  - Oito tomadas para os primeiros 37 m<sup>2</sup> de área.
  - Três tomadas para cada 37 m<sup>2</sup> ou fração adicional.
- Utilizar um número arbitrário de tomadas destinadas 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.

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

#### a) Demanda dos aparelhos

Os condutores dos circuitos terminais dos aparelhos devem ser dimensionados para a potência nominal dos aparelhos.

#### b) Demanda dos Quadros de Distribuição Parcial

Entende-se por Quadro de Distribuição Parcial os Quadros de Distribuição de Luz (QDL) e os Centros de Controle de Motores (CCM).

**Tabela 1.4** Cargas nominais aproximadas de aparelhos em geral

Aparelhos	Potências nominais típicas
Aquecedor de água central	
* de 50 a 200 litros	1.200 W
* de 300 a 350 litros	2.000 W
* 400 litros	2.500 W
Aquecedor portátil de ambiente	700 a 1.300 W
Aspirador de pó	250 a 800 W

Cafeteira	1.000 W
Chuveiro	2.000 a 5.300 W
Congelador (Freezer)	350 a 500 VA
Copiadora	1.500 a 6.500 VA
Exaustor de ar (doméstico)	300 a 500 VA
Ferro de passar roupa	400 a 1.650 W
Fogão residencial	4.000 a 6.200 W
Forno residencial	4.500 W
Forno de microondas (residencial)	1.220 W
Geladeira (residencial)	150 a 400 VA
Lavadora de roupas (residencial)	650 a 1.200 VA
Lavadora de pratos (residencial)	1.200 a 2.800 VA
Liquidificador	100 a 250 VA
Secador de roupa	4.000 a 5.000 W
Televisor	150 a 350 W
Torradeira	500 a 1.200 W
Torneira	2.500 a 3.200 W
Ventilador	2.500 VA

**Tabela 1.5** Cargas nominais aproximadas de aparelhos de ar condicionado

Tipo de janela				Minicentraís			
BTU	kcal	kW	TR	BTU	kcal	kW	TR
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 e 25 para o que exceder de 120 kW
Restaurantes e semelhantes	100

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

A demanda é então 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 utilizando lâmpadas à descarga, 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 (para reatores eletrônicos de baixo fator de potência, acrescido da corrente de alto conteúdo harmônico e da corrente obtida considerando o rendimento da lâmpada) ou outro valor inferior, em conformidade com a especificação do fabricante dos aparelhos. Alternativamente, pode-se determinar a potência absorvida pelo conjunto lâmpada-reator considerando-se a potência nominal da lâmpada (W), a perda ôhmica nominal do reator (W), o fator de potência do reator e o rendimento médio do conjunto lâmpada-reator no valor médio de 0,85. A potência final absorvida pelo conjunto lâmpada-reator é determinada pela Equação (1.7).

$$P_{ablr} = \sqrt{\left(\frac{P_{nl} + P_{nr}}{0,85}\right)^2 + (P_{nr} \times tg\alpha)^2} \text{ (VA)} \quad (1.7)$$

$P_{nl}$  - potência nominal da lâmpada, em W;

$P_{nr}$  - perda ôhmica nominal do reator, em W;

$\alpha$  - ângulo do fator de potência do reator; em valores médios, tem-se:

$\alpha = 66^\circ$  - para reatores eletromagnéticos não compensados: fator de potência igual a 0,40;

$\alpha = 23^\circ$  - para reatores eletromagnéticos compensados: fator de potência igual a 0,92;

$\alpha = 60^\circ$  - para reatores eletrônicos com fator de potência natural: fator de potência igual a 0,50;

$\alpha = 14^\circ$  - para reatores eletrônicos com alto fator de potência: fator de potência igual a 0,97.

Assim, uma lâmpada fluorescente tubular de 110 W, utilizando reator eletrônico com fator de potência natural e perdas ôhmicas nominais de 15 W, absorve da rede de energia elétrica uma potência de:

$$\begin{aligned}
P_{ablr} &= \sqrt{\left(\frac{P_{nl} + P_{nr}}{0,85}\right)^2 + (P_{nr} \times \operatorname{tg}\alpha)^2} \\
&= \sqrt{\left(\frac{110 + 15}{0,85}\right)^2 + (15 \times \operatorname{tg}(60^\circ))^2} \\
&= 150 \text{ VA}
\end{aligned}$$

### c) Demanda do Quadro de Distribuição Geral

É obtida somando-se as demandas concentradas nos Quadros de Distribuição Parcial e Centro de Controle de Motores 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, dos planos de expansão, a fim de prever a carga futura, deixando, por exemplo, reserva de espaço na subestação ou reserva 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:

#### a) Motores elétricos

- Cálculo da potência no eixo do motor

$$P_{eim} = P_n \times F_{um} \text{ (kW)} \quad (1.8)$$

$P_n$  - potência nominal do motor, em cv;

$F_{um}$  - fator de utilização do motor;

$P_{eim}$  - potência no eixo do motor, em cv.

- Demanda solicitada da rede de energia

$$D_m = \frac{P_{cim} \times 0,736}{\eta \times F_p} \text{ kVA} \quad (1.9)$$

$F_p$  - fator de potência do motor;

$\eta$  - rendimento do motor.

### b) Iluminação administrativa e industrial

A demanda é determinada pela Equação (1.10)

$$D_{il\varphi} = \frac{\sum (N_l \times P_{ablr}) + \sum P_{abto}}{1.000} \text{ (kVA)} \quad (1.10)$$

$N_l$  - quantidade de cada tipo de lâmpadas;

$P_{ablr}$  - potência absorvida por tipo de lâmpada, conforme a Equação (1.7), de acordo com o projeto de iluminação;

$P_{abto}$  - potência absorvida pelas tomadas, de acordo com o projeto de iluminação.

### c) Outras cargas

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

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

#### Exemplo de aplicação (1.1)

Considerar uma indústria representada na Figura 1.11, 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 a carga de iluminação administrativa e industrial indicada na planta baixa da Figura 1.11. Todos os motores são de indução, rotor em gaiola e de IV polos. Foram utilizados reatores eletrônicos com fator de

potência natural e perda ôhmica de 8 W para as lâmpadas de 32 W. Para as lâmpadas de 400 W, vapor metálico, foram utilizados reatores eletromagnéticos compensados com perda de 26 W.

### a) Demanda dos motores

Motores elétricos tipo (1)

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

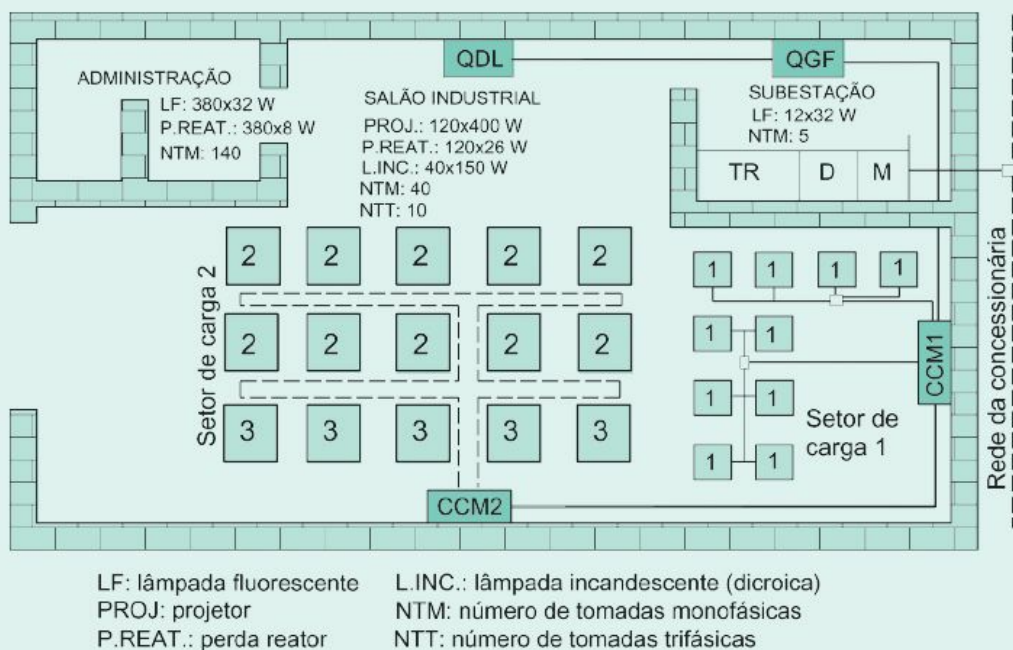


Figura 1.11 Planta industrial.

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

$$P_{eim} = 75 \times 0,87 = 65,25 \text{ cv (potência no eixo de 1 motor)}$$

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 1 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), vale:

$$D_m = \frac{52,2}{0,86} = 60,7 \text{ kVA} \text{ (demanda solicitada da rede para 1 motor, em kVA)}$$

Motores elétricos tipo (2)

$$P_{eim} = P_n \times P_{um}$$

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

$$P_{eim} = 30 \times 0,85 = 25,5 \text{ cv (potência no eixo de 1 motor)}$$

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

$$D_m = \frac{25,5 \times 0,736}{0,90} = 20,85 \text{ kW (demanda solicitada da rede para 1 motor, em kW)}$$

A demanda solicitada da rede para o fator de potência do motor no valor de  $F_p = 0,83$  (Tabela

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

em kVA)

Motores elétricos tipo (3)

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

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

$$P_{eim} = 50 \times 0,87 = 43,5 \text{ cv (potência no eixo de 1 motor)}$$

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

$$D_m = \frac{43,5 \times 0,736}{0,92} = 34,8 \text{ kW (demanda solicitada da rede para 1 motor, em kW)}$$

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

$$D_m = \frac{34,8}{0,86} = 40,4 \text{ kVA (demanda solicitada da rede para 1 motor, em kVA)}$$

## b) Demanda dos Quadros de Distribuição

Centro de Controle de Motores – CCM1

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

$$N_{m1} = 10$$

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

$$D_{ccm1} = 10 \times 40,4 \times 0,65 = 262,6 \text{ kVA}$$

Centro de Controle de Motores - CCM2

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

$$N_{m2} = 10$$

$$N_{m3} = 5$$

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

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

$$D_{cm2} = 10 \times 25,1 \times 0,65 + 5 \times 40,4 \times 0,70 = 304,5 \text{ kVA}$$

### c) Demanda de potência do Quadro de Distribuição de Luz ou QDL

Lâmpadas fluorescentes

$$P_{ablr1} = \sqrt{\left(\frac{32+8}{0,85}\right)^2 + (8 \times \text{tg}(60^\circ))^2} = 49 \text{ VA}$$

Lâmpadas de descargas

$$P_{ablr2} = \sqrt{\left(\frac{400+26}{0,85}\right)^2 + (26 \times \text{tg}(23^\circ))^2} = 501 \text{ VA}$$

Tomadas monofásicas da área administrativa (200 W)

$$P_{toad} = \frac{140 \times 200}{3} = 9.333,3 \text{ W} < 20.000 \text{ W} \text{ (fator de demanda: 100 \%;$$

veja Tabela 1.6)

Tomadas monofásicas da área da subestação (200 W)

$$P_{toad} = \frac{5 \times 200}{3} = 333,3 \text{ W} < 20.000 \text{ W} \text{ (fator de demanda considerado: 100 \%}$$

Tomadas monofásicas da área industrial (200 W)

$$P_{\text{toad}} = \frac{40 \times 200}{3} \times 0,60 = 1.600 \text{ W (fator de demanda considerado: 60 \%)}$$

Tomadas trifásicas da área industrial (30 A ou 20 kW)

$$P_{\text{totr}} = (10 \times 20.000) \times 0,30 = 60.000 \text{ W} = 60 \text{ kW (fator de demanda considerado: 30 \%)}$$

Nota: Considerar o fator de potência das cargas das tomadas igual à unidade.

Demanda final do sistema de iluminação

De acordo com a Equação (1.10), tem-se:

$$D_{\text{il1}\phi} = \frac{\sum (N_l \times P_{\text{ablr}}) + \sum P_{\text{abto}}}{1.000}$$

$$D_{\text{il1}\phi} = \frac{\sum (380 \times 49 + 120 \times 501 + 12 \times 49) + (9.333,3 + 333,3 + 1.600 + 60.000)}{1.000}$$

$$D_{\text{il1}\phi} = \frac{79.328 + 71.266,6}{1.000} = 150,6 \text{ kVA (potência trifásica)}$$

#### d) Demanda no Quadro de Distribuição Geral ou QGF (demanda máxima)

$$D_{\text{qdl}} = D_{\text{máx}} = D_{\text{ccm1}} + D_{\text{ccm2}} + D_{\text{il3}\phi}$$

$$D_{\text{máx}} = 394,5 + 304,5 + 150,6 = 849,6 \text{ kVA}$$

#### e) Potência nominal do transformador

Podem-se ter as seguintes soluções:

1 transformador de 1.000 kVA.

2 transformadores de 500 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 ao nível de contingência devido à queima do transformador, já que

não é facilmente encontrada esta potência em qualquer estabelecimento comercial especializado, principalmente em locais distantes dos grandes centros urbanos, ficando, neste caso, a instalação sem condições de operação.

A segunda solução é mais cara, porém a queima de uma unidade de transformação permite a continuidade do funcionamento da indústria, mesmo que parcialmente. Além do mais, são transformadores mais facilmente comercializados.

#### f) Cálculo do fator de demanda

$$P_{inst} = 10 \times 60,7 + 10 \times 25,1 + 5 \times 40,4 + 150,6 = 1.210,6 \text{ kVA}$$

$$F_d = \frac{D_{m\acute{a}x}}{P_{inst}} = \frac{849,6}{1.210,6} = 0,70$$

### 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 e diversificando-se, assim, as demandas.

Para se determinar a curva de carga de uma instalação em operação é necessário utilizar-se dos diversos equipamentos disponíveis para essa finalidade. Um dos equipamentos muito utilizados e de tradição no mercado é o SAGA 4000, mostrado na [Figura 1.12](#). 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 através de um software dedicado. Os dados assim armazenados no microcomputador podem ser utilizados pelo Excel, através do qual se obtém os gráficos de curva de carga, em conformidade com a [Figura 1.13](#).

A [Figura 1.13](#) representa, genericamente, uma curva de carga de uma instalação industrial em regime de funcionamento de 24 horas.

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 em que cada setor de produção está em operação parcial ou total, pode-se determinar a curva de demanda de carga, elaborando uma tabela apropriada que contenha toda a carga e as devidas considerações já abordadas. Como exemplo, observar a [Tabela 1.7](#), preenchida com base nos cálculos de demanda assim definidos:

#### a) **Demanda dos motores**

- Cálculo da demanda ativa (kW)

$$D_{at} = \frac{N_m \times P_{eim} \times F_u \times 0,736}{\eta} \times F_s \text{ (kW)} \quad (1.11)$$

$N_m$  - quantidade de motores;

$P_{eim}$  - potência nominal do motor, em cv;

$F_u$  - fator de utilização;

$F_s$  - fator de simultaneidade;

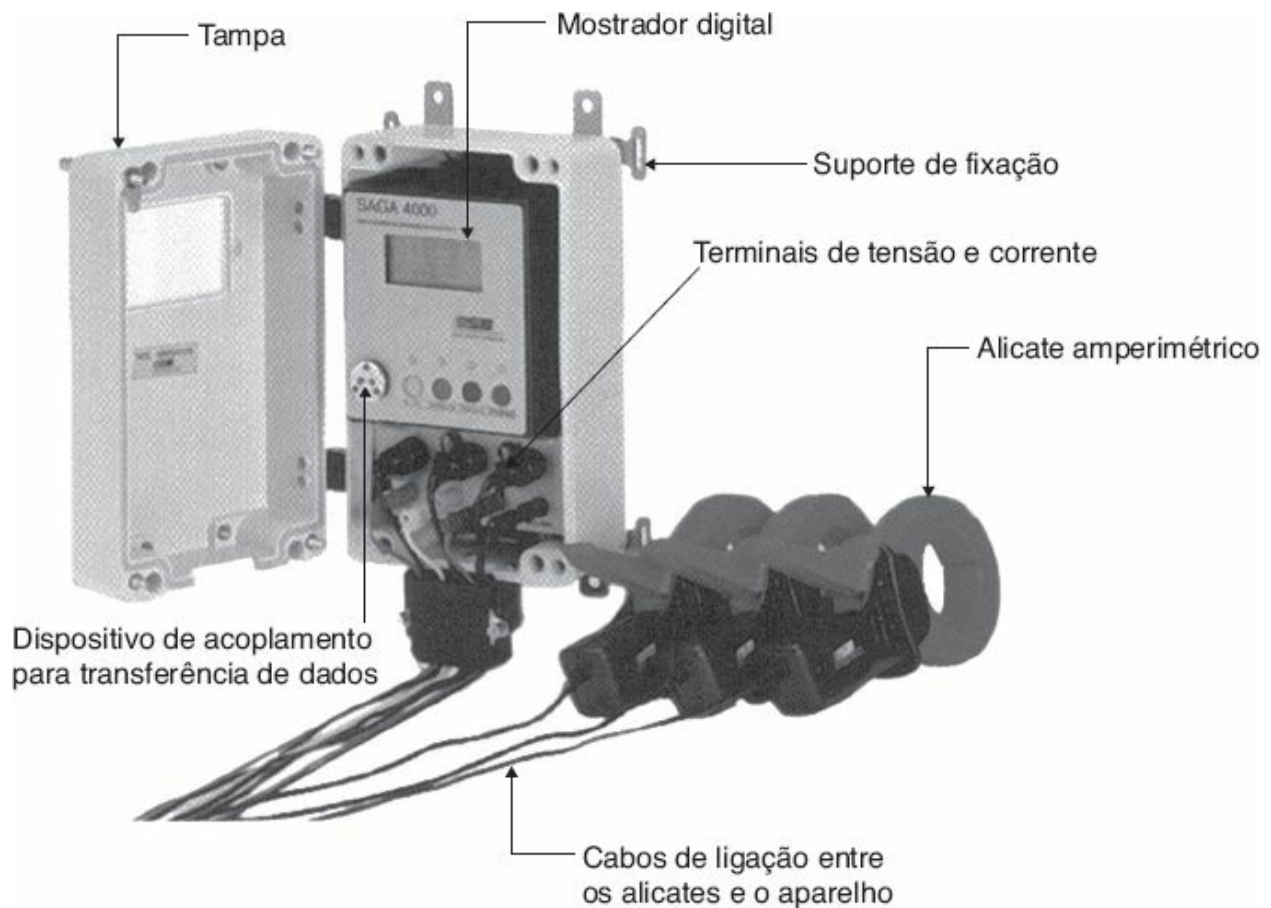
$\eta$  - rendimento.

- Cálculo da demanda aparente (kVA)

$$D_{ap} = \frac{N_m \times P_{eim} \times F_u \times 0,736}{\eta \times F_p} \times F_s \text{ (kVA)} \quad (1.12)$$

## b) Demanda da iluminação

Conforme determinado pela Equação (1.10).



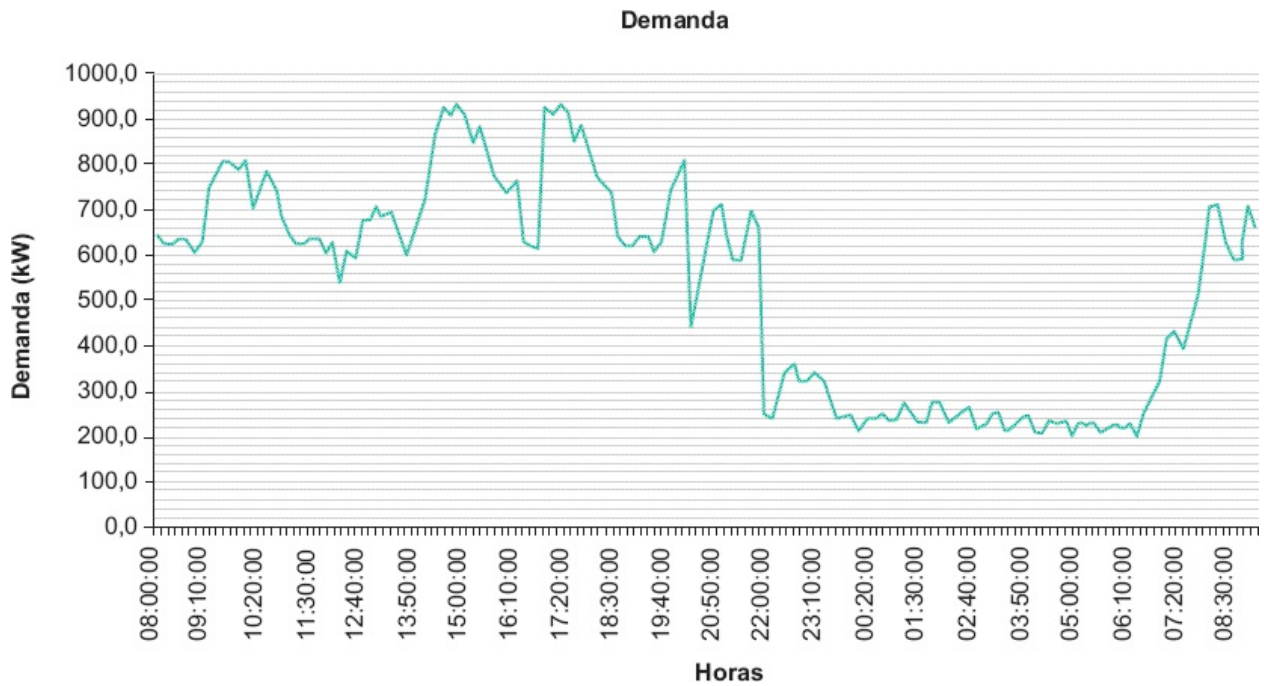
**Figura 1.12** Equipamento de medição.



**Tabela 1.7** Levantamento de carga

Setor	Motores									Resistores			Lâmpadas									Tomadas				Potência trifásica			Período de funcionamento Horas			
	Quant	Potência	Fator Pot	Rendimento	Fator utilização	Fator simultân.	Total			Potência	Fluorescente			Vapor de mercúrio						Quant	Potência	Adm.	Ind.	Total								
							kW	kVA	kVA		Quant	Pot	P real	F pot	Total	Quant	Pot	P real	F pot					Total	kW	kVA	kVA					
	-	cv	-	-	-	-	kW	kVA	kVA	kW	-	W	W	-	kW	kVA	kVA	-	W	W	( $\cos\phi$ )	( $\cos\phi$ )	kW	kVA	kVA							
Setor A	15	25	0,84	0,88	0,85	0,60	160,0	103,3	190,4																			160,0	103,3	190,4	7-22	
Setor B	20	15	0,75	0,86	0,83	0,55	117,2	103,4	156,3																			117,2	103,4	156,3	7-22	
Setor C	50	7,5	0,81	0,84	0,83	0,45	122,7	88,8	151,5																			122,7	88,8	151,5	7-14/ 16-22	
Setor D	15	5	0,83	0,83	0,83	0,65	35,9	24,1	43,2	200																		235,9	24,1	237,1	0-11/ 14-24	
Setor E	20	3	0,73	0,82	0,83	0,55	24,6	23,0	33,7																			24,6	23,0	33,7	7-24	
Setor F	6	10	0,85	0,86	0,83	0,75	32,0	19,8	37,6																			32,0	19,8	37,6	7-20	
	15	20	0,86	0,88	0,85	0,60	128,0	75,9	148,8																			128,0	75,9	148,8		
Setor G	20	10	0,85	0,86	0,83	0,55	78,1	48,4	91,9	100																		178,1	48,4	184,5	0-16/ 20-24	
Setor H	15	30	0,85	0,91	0,85	0,60	185,6	115,0	218,4																			185,6	115,0	218,4	7-22	
Setor I	2	75	0,87	0,92	0,87	0,90	94,0	53,2	108,0																			94,0	53,2	108,0	6-24	
Ilum. Adm.											750	32	9	0,5	10,2	3,80	12,6												10,2	3,8	12,9	7-19
Tom. Adm.																			150	100	15,0							5,0	0,0	5,0	7-19	
Ilum. Ind.											450	110	17,5	0,95	19,5	11,80	22,4	143	400	2,11	0,95	24,8	2,11	24,9				43,8	13,9	47,3	0-24	
Tom. Ind.																			18	20.000		108,0						108,0	0,0	108,0	0-24	
Ilum. Ext.																		38	400	45	0,95	6,5	0,18	6,6				6,5	0,2	6,6	18-6	
Total da carga (kW)							978,0	655,1	1.179,8	300																			1.451,5	673,0	1.646,1	-

(\*) fator de demanda admitido: 100 %  
 (\*\*) fator de demanda admitido: 30 %



**Figura 1.13** Curva de carga de uma instalação industrial existente.

**Exemplo de aplicação (1.2)**



Um projeto industrial é composto de cargas motrizes e de iluminação, cujas cargas instaladas e prováveis intervalos de utilização, fornecidos por um especialista em projeto 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

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

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

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

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

Demanda dos motores elétricos do Setor B

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

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

O cálculo para os demais motores segue o mesmo procedimento.

### b) Demanda da iluminação

De acordo com a Equação (1.7), temos as demandas dos conjuntos luminárias fluorescentes + reator a partir da Tabela 2.4 para o setor administrativo e área industrial, respectivamente:

$P_{abadm} = 750 \times \sqrt{\left(\frac{32+9}{0,85}\right)^2 + (9 \times \text{tg}(60^\circ))^2} = 38.018,74 \text{ VA} = 38,0 \text{ kVA} \div 3 = 12,6 \text{ kVA/fase}$  (para as 750 lâmpadas fluorescentes de 32 W e o respectivo reator)

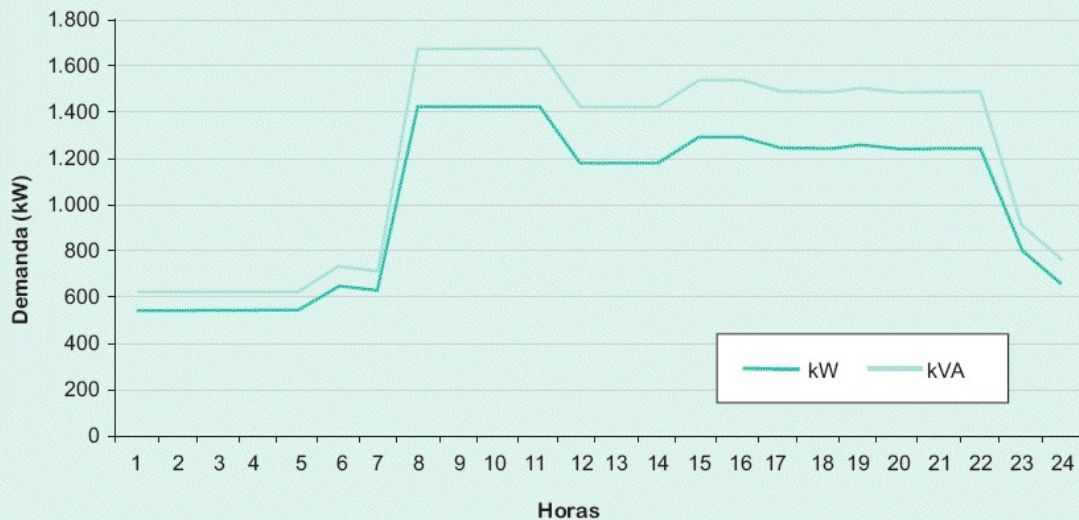
$P_{abind1} = 450 \times \sqrt{\left(\frac{110+17,3}{0,85}\right)^2 + (17,3 \times \text{tg}(18,2^\circ))^2} = 67.442,70 \text{ VA} = 67,4 \text{ kVA} \div 3 = 22,4 \text{ kVA/fase}$  (para as 450 lâmpadas fluorescentes de 110 W e o respectivo reator)

$P_{abind2} = 143 \times \sqrt{\left(\frac{400+45}{0,85}\right)^2 + (45 \times \text{tg}(18,2^\circ))^2} = 74.869,57 \text{ VA} = 74,8 \text{ kVA} \div 3 = 24,9 \text{ kVA/fase}$  (para as 143 lâmpadas vapor metálico de 400 W e o respectivo reator)

$P_{abind2} = 38 \times \sqrt{\left(\frac{400+45}{0,85}\right)^2 + (45 \times \text{tg}(18,2^\circ))^2} = 19.902,06 \text{ VA} = 19,9 \text{ kVA} \div 3 = 6,6 \text{ kVA/fase}$  (para as 38 lâmpadas vapor metálico de 400 W e o respectivo reator)

A Tabela 1.7 mostra todos os resultados das demandas parciais e total. Observar que os valores em kVA do sistema de iluminação foram tomados dos resultados anteriores.

Finalmente, a curva de carga pode ser conhecida computando-se todas as cargas, em conformidade com a Tabela 1.8 e representada na Figura 1.14.



**Figura 1.14** Curva de carga das demandas ativas (kW) e total (kVA).

## 1.8.4 Tensão de fornecimento de energia

É de competência da distribuidora de energia local informar ao interessado a tensão de fornecimento de energia para a unidade consumidora, observando-se os seguintes requisitos:

- Fornecimento em tensão secundária em rede aérea: quando a carga instalada na unidade consumidora for igual ou inferior a 75 kW.
- Fornecimento em tensão primária de distribuição inferior a 69 kV: quando a carga instalada na unidade consumidora for superior a 75 kW e a demanda a ser contratada pelo interessado para o fornecimento for igual ou inferior a 2.500 kW.
- Fornecimento em tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV: quando a demanda a ser contratada pelo interessado para o fornecimento for superior a 2.500 kW.
- A distribuidora poderá estabelecer a tensão de fornecimento diferente daquela estabelecida anteriormente quando ocorrer uma das seguintes condições:
  - A unidade consumidora operar equipamento que, pelas características de funcionamento ou potência, possa prejudicar a qualidade do fornecimento a outros consumidores.
  - Quando houver conveniência técnica e econômica para o subsistema elétrico da distribuidora, desde que haja anuência do consumidor.

**Tabela 1.8** Planilha para determinação da curva de carga



		Intervalos de demanda																							
Setores	Horas	Demandas horárias																							
		0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
A	kW									160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	160,0	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
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
	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
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
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	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1	237,1
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
	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
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
	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
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	178,1	178,1	178,1
	kVA	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5	184,5
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
	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
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
	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
I Adm (*)	kW									30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8	30,8
	kVA									32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9
I Adm (**)	kW									15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
	kVA									15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
I Ind (*)	kW	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8
	kVA	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3
T Ind (**)	kW	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
	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 Ext	kW	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6																6,6	6,6	6,6
	kVA	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5																6,5	6,5	6,5
Tot	kW	464	464	464	464	464	558	552	1.353	1.353	1.353	1.353	1.117	1.117	1.117	1.230	1.230	1.175	1.175	1.181	1.150	1.169	1.169	706	583
	kVA	475	475	475	475	475	583	577	1.547	1.547	1.547	1.547	1.309	1.309	1.309	1.395	1.395	1.362	1.362	1.369	1.336	1.334	1.334	769	617

(\*) carga de iluminação e (\*\*) tomadas

## 1.8.5 Sistema tarifário brasileiro

O sistema tarifário brasileiro deve ser de conhecimento obrigatório de todos os profissionais da área de eletricidade, principalmente daqueles que trabalham diretamente com projetos elétricos. Um resumo desse sistema definido pela Resolução 414/2010 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é dado a seguir.

Inicialmente, a legislação define quatro diferentes tipos de horário de consumo durante o intervalo de um ano:

### a) Horário de ponta de carga

Corresponde ao intervalo de três horas diárias consecutivas, definidas pela distribuidora, considerando a curva de carga do seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, exceto aos sábados,

domingos, terça-feira de Carnaval, Sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e os feriados nacionais definidos pela legislação.

### **b) Horário fora de ponta de carga**

É o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

Os horários de ponta e fora de ponta devem ser propostos pela distribuidora para aprovação da ANEEL.

### **c) Período úmido**

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

### **d) Período seco**

É o período que abrange as leituras de consumo e demanda extraídas 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 seguintes segmentos:

### **a) Tarifa azul**

É a modalidade tarifária caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como de tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia.

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

- Um preço para o horário fora de ponta 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**

É a modalidade tarifária caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, assim como de uma única tarifa de demanda de potência.

- Demanda
  - Um preço 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 tarifária caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

- 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 faturamentos 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 a tarifa diferenciada a ser aplicada à parcela de demanda que superar as respectivas demandas contratadas em cada segmento horossazonal 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 o 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: 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 com fator de carga igual ou inferior a 0,80 e superior a 0,60, tal como ocorre no segmento têxtil de confecção, é mais vantajoso utilizar a tarifa convencional, já que o preço médio da energia na tarifa verde é normalmente superior ao preço médio



praticado na tarifa convencional.

- 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 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 comparativamente com a tarifa azul, para evitar 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.

### 1.8.6 Conceito de tarifa média

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.

Para que se possa determinar o preço médio da tarifa de energia elétrica é necessário que se disponham 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 tipo de empresa que explora o serviço de eletricidade. As Tabelas 1.9 a 1.11 fornecem os valores médios das tarifas de

energia elétrica brasileiras, ano-base de 2013.

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:

### a) Grupo tarifário convencional

A tarifa média pode ser calculada a partir da Equação (1.13) ou através da planilha de cálculo eletrônica da Tabela 1.12, vista no Exemplo de Aplicação (1.4).

$$P_{me} = \frac{TD}{F_{cm} \times 730} + TC \quad (1.13)$$

*TC* - tarifa de consumo de energia elétrica, em R\$/kWh;

*TL* - tarifa de demanda de energia elétrica, em R\$/kW.

**Tabela 1.9** Tarifas médias nacionais de energia elétrica – Tarifa azul (ano 2013)

Horossazonal Azul									
Subgrupo/Nível de tensão	Demanda - R\$/kW				Consumo - R\$/kWh				
	Normal		Ultrapas.		Ponta		Fora de ponta		S
	Ponta	F.P.	Ponta	F.P.	Seca	Úmida	Seca	Úmida	
A1 - 230,0 kV (Comercial; Serv. outros)	1,12	0,47	2,24	-	0,37345	0,37345	0,22632	0,22632	
A1 - 230,0 kV (Industrial)	1,12	0,47	2,24	-	0,37345	0,37345	0,22632	0,22632	

A3 - 69,0 kV (Comercial; Serv. outr.)	6,03	1,76	12,06	3,51	0,34037	0,34037	0,20748	0,20748	
A3 - 69,0 kV (Água, Esgoto e Saneam.)	5,12	1,50	10,25	2,98	0,28931	0,28931	0,17636	0,17636	
A3 - 69,0 kV (Industrial)	6,03	1,76	12,06	3,51	0,34037	0,34037	0,20748	0,20748	
A3 - 69,0 kV (Poderes Públicos)	6,03	1,76	12,06	3,51	0,34037	0,34037	0,20748	0,20748	
A3 - 69,0 kV (Rural Irrigante e Aquicultura)	3,91	1,14	7,81	2,28	0,22061	0,22061	0,13448	0,13448	0,0
A4 - 13,8 kV (Comercial e Serv. outr.)	25,05	7,93	50,11	15,86	0,35301	0,35301	0,21947	0,21947	
A4 - 13,8 kV (Industrial)	25,05	7,93	50,11	15,86	0,35301	0,35301	0,21947	0,21947	
A4 - 13,8 kV (Poderes Públicos)	25,05	7,93	50,11	15,86	0,35301	0,35301	0,21947	0,21947	
A4 - 13,8 kV (Rural)	16,24	5,14	32,48	10,28	0,22881	0,22881	0,14225	0,14225	



(Rural Irrigante e Aquicultura)	5,02	10,03	0,60960	0,60960	0,14193	0,14193		
---------------------------------	------	-------	---------	---------	---------	---------	--	--

**Tabela 1.11** Tarifas médias nacionais de energia elétrica – Tarifa convencional (ano 2013)

Convencional - Alta-Tensão				
Subgrupo/Nível de tensão	Demanda - R\$/kW		Consumo - R\$/kWh	
	Normal	Ultrapas.	Horário	
			Normal	Irrigação
A4 - 13,8 kV (Comercial, Serv. outr.)	24,51	49,01	0,22878	
A4 - 13,8 kV (Industrial)	24,51	49,01	0,22878	
A4 - 13,8 kV (Poderes Públicos)	24,51	49,01	0,22878	
A4 - 13,8 kV (Residencial)	24,51	49,01	0,22878	
A4 - 13,8 kV (Rural Irrigante Aquicultura)	15,89	31,76	0,14828	
A4 - 13,8 kV (Água, Esgoto e Saneam.)	20,84	41,66	0,19446	

### Exemplo de aplicação (1.3)

As Figuras 1.15 e 1.16 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. Determinar a economia de energia elétrica resultante considerando que o consumidor esteja pagando a Tarifa Convencional A4 – industrial. A energia consumida no período de 1 mês vale, em média, 100.000 kWh.

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

Fator de carga

$$F_{cma} = \frac{100.000}{730 \times 270} = 0,50$$

Valor da conta de energia

Considerando-se o valor da tarifa industrial em R\$/kWh da planilha de cálculo eletrônica da Tabela 1.11, tem-se:

Tarifa de consumo fora de ponta: TC = R\$ 0,22878/kWh;

Tarifa de demanda fora de ponta: TD = R\$ 24,51/kW.

Logo, a fatura correspondente vale:

$$F_a = 100.000 \times 0,22878 + 270 \times 24,51$$

$$F_a = \text{R\$ } 29.495,70$$

Preço médio pago pela energia consumida

Pode ser calculado pela Equação (1.13):

$$P_{me} = \frac{24,51}{0,50 \times 730} + 0,22878 = \text{R\$ } 0,29593/\text{kWh} = \text{R\$ } 295,93/\text{MWh}$$

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

Fator de carga

$$F_{cmb} = \frac{100.000}{730 \times 200} = 0,68$$

## Valor da conta de energia

$$F_b = 100.000 \times 0,22878 + 200 \times 24,51$$

$$F_b = \text{R\$ } 27.780,00$$



**Figura 1.15** Curva de carga não otimizada.

## Preço médio pago pela energia consumida

$$P_{me} = \frac{24,51}{0,68 \times 730} + 0,22878 = \text{R\$ } 0,27074/\text{kWh} = \text{R\$ } 270,74/\text{MWh}$$

## Economia percentual resultante

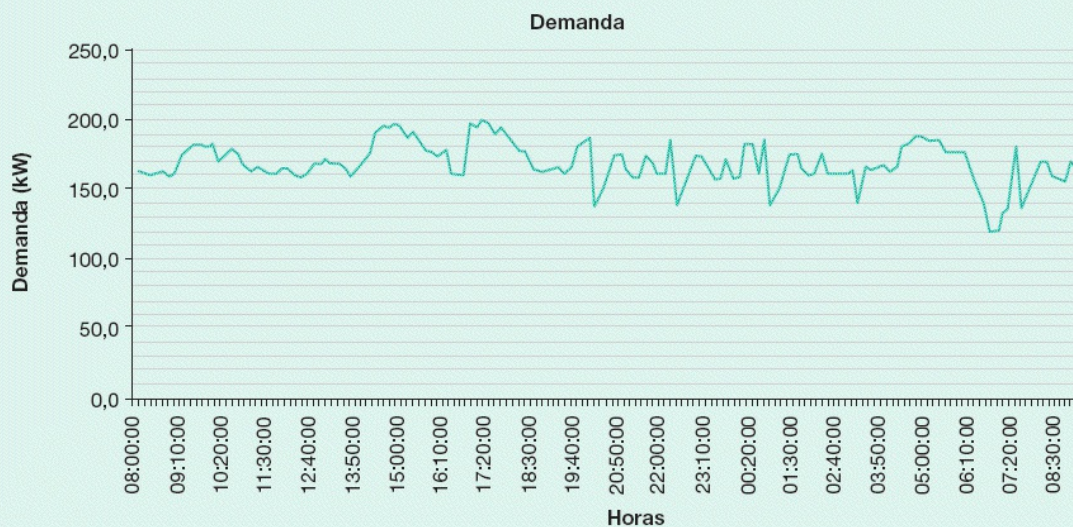
$$\Delta F = \frac{295,93 - 270,74}{270,74} \times 100 = 9,3\%$$

É notória a diferença da conta de energia elétrica paga pela empresa e, conseqüentemente, o reflexo nas suas despesas operacionais, permitindo que os produtos fabricados nessas condições apresentem 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.



**Figura 1.16** Curva de carga otimizada.

### Exemplo de aplicação (1.4)

Uma indústria de pequeno porte 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 ela pertence ao grupo tarifário A4 – convencional.

#### a) Grupo tarifário convencional

Pela planilha de cálculo eletrônica, mostrada na Tabela 1.12, pode-se determinar o preço médio da energia, cujo valor é de R\$ 295,09/MWh – valor obtido a partir da relação entre o montante anual pago nas faturas de energia, em R\$/ano, e o consumo anual de energia em MWh/ano, ou seja:  $(R\$ 261.761,01/\text{ano}) \div (887.040 \text{ kWh}/\text{ano}) \times 1.000$ .



## b) Grupo tarifário verde

As tarifas médias de energia elétrica do Grupo Tarifário Verde devem ser tomadas em um intervalo de tempo de 12 meses para cobrir os períodos secos (maio a novembro) e úmidos (dezembro a abril), cujas tarifas são bastante diferenciadas. O cálculo da tarifa média pode ser conhecido através da Tabela 1.13.

**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	
Descrição	R\$/kW	R\$/MWh	Horas/mês	Mês/ano	kW	kWh/mês	kWh/ano
Demanda	24,51	-	-	12	200,0	-	
Consumo	-	228,78	-	12	-	73.920	887.040
Total/ano							887.040
Total mensal - R\$/mês							
Tarifa média mensal - R\$/MWh							

### Exemplo de aplicação (1.5)

Considerando a indústria tratada no Exemplo de Aplicação (1.4), determinar o valor do preço médio da energia, para a condição de a mesma pertencer ao Grupo Tarifário A4 – industrial – horossazonal verde. Observar que a energia gasta mensalmente é a mesma nos Exemplos de

Aplicação (1.4) e (1.5).

**Tabela 1.13** Determinação do custo anual médio da tarifa de energia elétrica – Grupo tarifário verde

Horossazonal tarifa verde							
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo	
Descrição	R\$/kW	R\$/MWh	Horas/mês	Mês/ano	kW	kWh/mês	kWh/ano
Demanda Fat	7,74	-	-	12	200,0	-	-
Consumo FPS	-	218,98	-	7	-	62.320	436.240
Consumo PS	-	940,50	-	7	-	11.600	81.200
Consumo FPU	-	218,98	-	5	-	62.320	311.600
Consumo PU	-	940,50	-	5	-	11.600	58.000
Total/ano							887.040
Total mensal - R\$/mês							
Tarifa média mensal - R\$/MWh							

**Tabela 1.14** Determinação do custo anual médio da tarifa de energia elétrica – Grupo

## tarifário verde

Horossazonal tarifa verde							
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo	
Descrição	R\$/kW	R\$/MWh	Horas/mês	Mês/ano	kW	kWh/mês	kWh/ano
Demanda Fat	7,74	-	-	12	200,0	-	-
Consumo FPS	-	218,98	-	7	-	64.680	452.760
Consumo PS	-	940,50	-	7	-	9.240	64.680
Consumo FPU	-	218,98	-	5	-	64.680	323.400
Consumo PU	-	940,50	-	5	-	9.240	46.200
Total/ano							887.040
Total mensal - R\$/mês							
Tarifa média mensal - R\$/MWh							

Pela planilha de cálculo eletrônica, mostrada na Tabela 1.13, pode-se determinar o preço médio da energia, cujo valor é de R\$ 353,15/MWh, obtido a partir da relação entre o montante

anual pago nas faturas de energia, em R\$/ano, e o consumo anual de energia em MWh/ano, ou seja: (R\$ 313.255,60,92/ano) ÷

$$(887.040 \text{ kWh/ano}) \times 1.000.$$

Se, por exemplo, fosse possível a indústria realizar a transferência de parte do consumo da hora de ponta de carga para fora de ponta, mantendo o consumo médio anual no valor de 887.040 kWh, conservando, portanto, a mesma produção industrial, o preço médio da energia seria de R\$ 330,11/MWh, de conformidade com a Tabela 1.14, observando uma redução no preço médio de aproximadamente 6,98 %.

Se, por outro lado, toda a produção no horário de ponta migrasse para o período fora de ponta, conforme visto na Tabela 1.15, o preço médio da energia seria de R\$ 239,92/MWh, obtendo-se, assim, uma redução no preço médio da conta de energia no valor de 37,6 % em relação à condição anterior.

**Tabela 1.15** Determinação do custo anual médio da tarifa de energia elétrica – Grupo tarifário verde

Horossazonal tarifa verde							
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo	
Descrição	R\$/kW	R\$/MWh	Horas/mês	Mês/ano	kW	kWh/mês	kWh/ano
Demanda Fat	7,74	-	-	12	200,0	-	-
Consumo FPS	-	218,98	-	7	-	73.920	517.440
Consumo PS	-	940,50	-	7	-	0	0
Consumo FPU	-	218,98	-	5	-	73.920	369.600

Consumo PU	-	940,50	-	5	-	0	0
Total/ano							887.040

Total mensal - R\$/mês

Tarifa média mensal - R\$/MWh

### a) Grupo tarifário azul

As tarifas médias de energia elétrica do Grupo Tarifário Azul devem ser tomadas em um intervalo de tempo de 12 meses para cobrir os períodos secos (maio a novembro) e úmidos (dezembro a abril), cujas tarifas são bastante diferenciadas. O cálculo da tarifa média pode ser conhecido através da planilha de cálculo eletrônica da Tabela 1.16, elaborada para o Exemplo de Aplicação (1.6).

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

Horossazonal tarifa azul							
Tarifa sem ICMS			Período		Demanda	Consumo	
Descrição	R\$/kW	R\$/MWh	Horas/mês	Mês/ano	kW	kWh/mês	kWh/ano
Demanda FP	0,470	-	-	12	8.900,0	-	-
Demanda P	1,120	-	-	12	3.600,0	-	-
Consumo	-	226,32	-	7	-	4.063.000	28.441.000

FPS							
Consumo PS	-	373,45	-	7	-	905.600	6.339.200
Consumo FPU	-	226,32	-	5	-	4.063.000	20.315.000
Consumo PU	-	373,45	-	5	-	905.600	4.528.000
Total/ano							59.623.200
Total mensal - R\$/mês							
Tarifa média mensal - R\$/MWh							

### Exemplo de aplicação (1.6)

Uma indústria, atendida por uma subestação de 230 kV/10 MVA, apresenta uma significativa regularidade no consumo e demanda de energia elétrica ao longo do ano. O consumo médio anual foi de 3.063.000 kWh no período fora de ponta de carga e de 405.600 kWh no período de ponta de carga, sendo a demanda média faturada de 8.900 kW fora de ponta e de 3.600 kW no período de ponta. Determinar o valor do preço médio da energia desse estabelecimento industrial.

O consumidor pertence ao Grupo Tarifário A1 – industrial – horossazonal azul.

Através da planilha eletrônica, mostrada na Tabela 1.16, pode-se determinar o preço médio da energia, cujo valor é de R\$ 254,79/MWh – valor obtido a partir da relação entre o montante anual pago pela indústria nas faturas de energia elétrica, em R\$/ano, e o consumo anual de energia em MWh/ano, ou seja:  $(R\$ 15.191.393,76/\text{ano}) \div (59.623.200 \text{ kWh/ano}) \times$

## 1.9 Roteiro para a elaboração de um projeto elétrico industrial

Um projeto de instalação elétrica industrial é desenvolvido em diferentes etapas, como se segue:

### 1.9.1 Planejamento

Consiste inicialmente em conhecer a concepção do projeto industrial e todos os dados técnicos disponíveis das máquinas no que se refere à carga e as condições operacionais. Nessa etapa o projetista já deve estar de posse de todas as plantas de que necessita para o desenvolvimento do projeto. Também já deve buscar entendimentos com a concessionária local para analisar a questão da conexão e os requisitos normativos que a concessionária estabelece.

### 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

Quadros Gerais 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 deles 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 de proteção.

O [Capítulo 11](#) expõe a metodologia da determinação da resistividade do solo, traz a sequência 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, no qual devem estar representados, no mínimo, os seguintes elementos:

Chaves fusíveis, seccionadores e disjuntores com as suas respectivas capacidades nominais e de interrupção, bem como os transformadores de corrente e cabos.

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 das correntes de ajuste dos relés, da faixa de ajuste e do ponto de atuação.

Potência, tensões primária e secundária, tapes e impedância dos transformadores da subestação.

Para-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 1.17](#) mostra um diagrama unifilar como exemplo.

### 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.

Planilha orçamentária.

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

Deve-se 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, os quais dificilmente serão sanados, devido à inexistência de qualificação dos materiais requisitados.

## 1.10 Simbologia

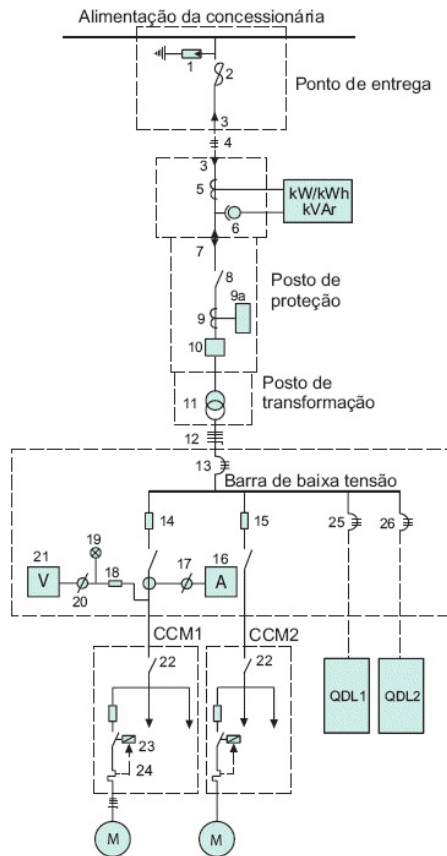
Todo projeto de instalação elétrica requer a adoção de uma simbologia que represente os diversos materiais envolvidos.

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, a fim de que seja assegurado 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. Paulista, 726 – São Paulo, 01310-000 – Tel.: (11) 3142-8928.



1 – para-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 mm<sup>2</sup>; 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 x interna, 100 A/15 kV; 8 – chave seccionadora tripolar, 100 A/15 kV; 9 – transformador de corrente para proteção; 9a – relé digital de sobrecorrente de fase e de neutro; 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 mm<sup>2</sup> - PVC; 13 – disjuntor termomagnético, 600 V/500 A, capacidade de ruptura de 20 kA, com relé térmico e faixa de ajuste de 420 a 500 A, regulado no ponto de 460 A; 14 – fusível tipo NH-160 A; 15 – fusível tipo NH-100 A; 16 – amperímetro de ferro móvel, tipo painel, escala de 0 – 200 A; 17 – comutador para amperímetro; 18 – conjunto de fusível Diazed; 19 – lâmpada de sinalização vermelha; 20 – comutador para voltímetro; 21 – voltímetro de ferro móvel, tipo painel, 500 V, escala 0 – 500 V; 22 – chave seccionadora tripolar, abertura em carga, 500 V/100 A; 23 – contactor tripolar, 500 V/80 A; 24 – relé térmico, com faixa de ajuste de 70 a 100 A, regulado no ponto 80 A; 24 – disjuntor termomagnético, 600 V/125 A, capacidade de interrupção 20 kA, com relé térmico e faixa de ajuste 80 a 125 A, regulado no ponto de 115 A; 25 e 26 – disjuntor termomagnético, 600 V/100 A, capacidade de interrupção 20 kA, com relé térmico e faixa de ajuste 60 a 100 A, regulado no ponto de 75 A.

**Figura 1.17** Esquema unifilar básico.

**Tabela 1.17** Simbologia gráfica para projetos

Descrição do Símbolo	Símbolo		Descrição do Símbolo	Símbolo	
	Usual	NBR 5444		Usual	NBR 5444
Duto Embutido no Teto			Luz Fluorescente no Teto		
Duto Embutido no Piso ou Canaleta			Fusível		
Duto de Telefone			Disjuntor		
Duto de Campanha, Som e Anunciador			Chave Seccionadora Tripolar		
Condutor Fase no Duto			Chave Reversora		
Condutor Neutro no Duto			Contactor Magnético		
Condutor de Retorno no Duto			Relé Térmico		
Condutor de Proteção no Duto			Chave Compensadora Automática		
Condutor Fase no Duto			Chave Estrela-Triângulo		
Eletroduto que Sobe			Chave Série Paralelo		
Eletroduto que Desce			Transformador de Corrente		
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			Para-raios Atmosférico		
Tomada de Luz Baixa (30 cm do Piso)			Resistor		
Tomada de Luz Média (1,3 m do Piso)			Símbolo de Terra		
Tomada de Luz no Piso			Capacitor		
Tomada Trifásica Baixa (30 cm do Piso)			Caixa de Medidor		
Tomada de Telefone na Parede (Externa)			Lâmpada de Sinalização		
Tomada de Telefone na Parede (Interna)			Chave Seccionadora Unipolar		
Tomada de Rádio e TV			Chave Fusível Unipolar		
Cigarra					
Campainha					
Tomada de Telefone no Piso					
Luz Incandescente no Teto					
Luz Incandescente na Parede					