

SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

ASPECTOS GERAIS DE SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

1. Considerações Gerais

Os sistemas elétricos de potência têm a função essencial de fornecer energia elétrica aos usuários, com qualidade adequada, no instante em que for solicitada.

Os sistemas elétricos de potência podem ser subdivididos em três grandes blocos:

- **Geração:** que perfaz a função de converter alguma forma de energia em energia elétrica.
- **Transmissão:** que é responsável pelo transporte de energia elétrica dos centros de produção aos de consumo.
- **Distribuição:** que distribui energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores.

Tensões Usuais em Sistemas de Potência

Os valores eficazes das tensões com frequência de 60 Hz, utilizados no Brasil estão fixados por decreto do Ministério de Minas e Energia, as quais são apresentadas à seguir, na Tab.1.1.

Apresenta-se também algumas tensões não padronizadas, ainda em uso.

Tab.1.1 – Tensões Usuais em Sistemas de Potência

Tensões Usuais em Sistemas de Potência			
Tensão (kW)		Campo de Aplicação	Área do Sistema de Potência
Padronizada	Existente		
0,220/0,127	0,110	Distribuição Secundária (BT)	Distribuição
0,380/0,220	0,230/0,115		
13,8	11,9	Distribuição Primária (MT)	
34,5	22,5		
34,5	88,0	Subtransmissão (AT)	
69,0			
138,0			
138,0	440,0 750,0	Transmissão	Transmissão
230,0			
345,0			
500,0			

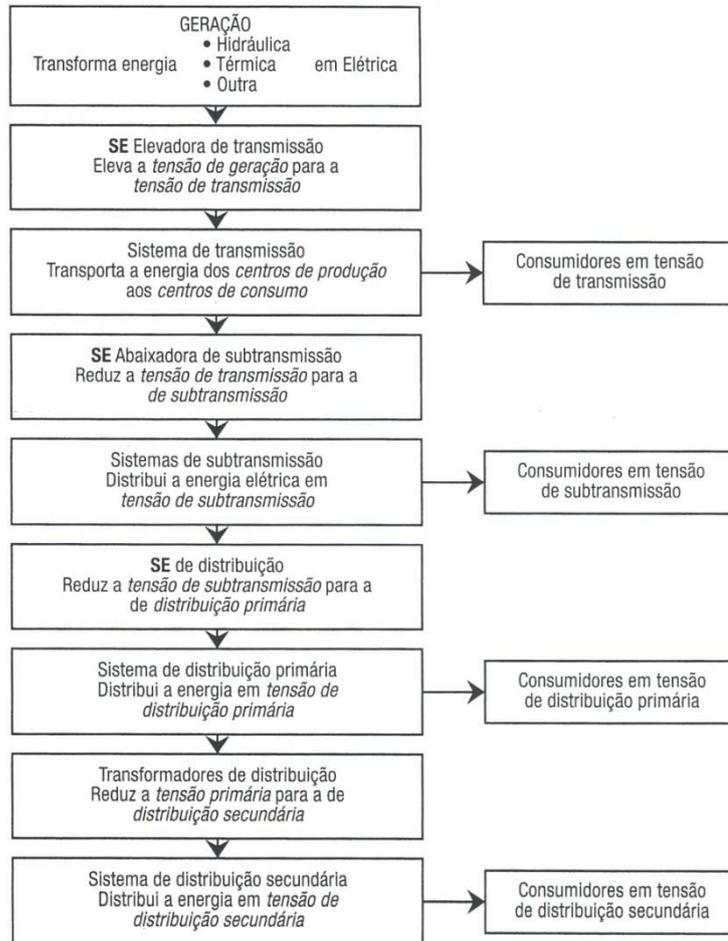


Fig. 1.1 – Diagrama de blocos do Sistema Elétrico de Potência

A seguir, apresenta-se um diagrama unifilar típico de um sistema elétrico de potência, destacando a existência de três usinas, um conjunto de linhas de transmissão, uma rede de subtransmissão, uma de distribuição primária e três de distribuição secundária.

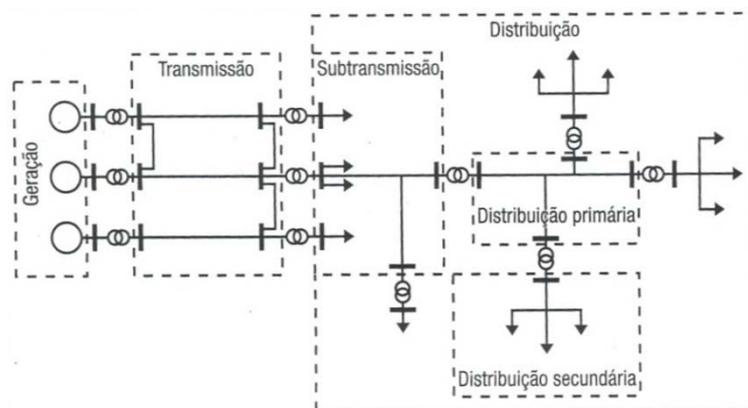


Fig. 1.2 – Diagrama Unifilar de Sistema Elétrico de Potência

Pode-se observar que o sistema de transmissão opera, no caso geral, em malha, o de subtransmissão opera radialmente, podendo, desde que se tomem cuidados especiais,

operar em malha. Os sistemas de distribuição, objeto deste estudo, primário opera geralmente de forma radial, e o de distribuição secundária pode operar quer em malha ou radialmente.

2. Tipos de Sistemas

O sistema de subtransmissão é o elo que tem a função de captar a energia em grosso das subestações de subtransmissão e transferi-las às SEs de distribuição e aos consumidores, em tensão de subtransmissão, através de linhas trifásicas operando em tensões, usualmente de 138kV ou 69kV, ou mais raramente em 34,5kV, com capacidade de transporte de dezenas de MW por circuito. Os consumidores em tensões de subtransmissão são representados por grandes instalações industriais, estações de tratamento e bombeamento de água.

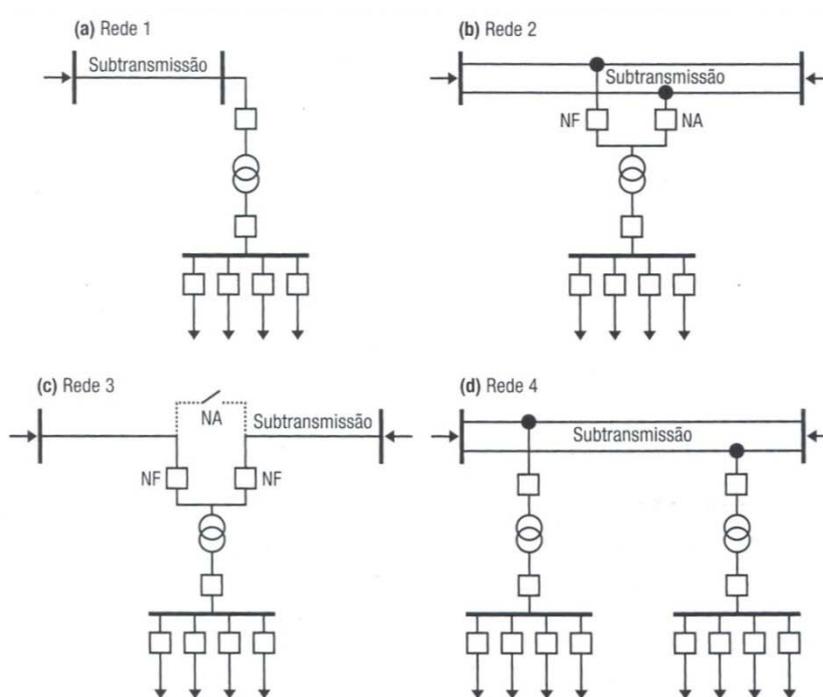


Fig. 1.3- Arranjos Típicos de Redes de Subtransmissão

As subestações de distribuição, SEs, que são supridas pela rede de subtransmissão, são responsáveis pela transformação de tensão de subtransmissão para a de distribuição primária, 13,8kV. Há inúmeros arranjos de SEs possíveis, variando com a potência instalada na SE.

2.1 – Arranjos Principais de Subestações de Distribuição

O arranjo de uma subestação de distribuição é a combinação adequada do chaveamento de alta tensão, dos transformadores abaixadores e chaveamento de tensão primária (chaves, disjuntores e religadores) de modo a obter uma performance pré-estabelecida. Esta performance pode considerar o aspecto funcional e o econômico.

Quando se analisa os diagramas unifilares de subestações, procura-se obter uma avaliação considerando, dentre muitos, os seguintes aspectos:

- segurança do sistema;
- flexibilidade de operação;
- habilidade na redução de correntes de curto-circuito;
- simplicidade dos dispositivos de proteção;
- facilidade de manutenção e seu efeito na segurança;
- facilidade de expansão;
- área total;
- custo.

São apresentados, a seguir, alguns dos arranjos de subestações mais usuais, que vão desde a barra simples e disjuntor singelo até barra dupla e disjuntor duplo.

2.1.1 - Barra Simples (um circuito de suprimento)

O arranjo designado Barra Simples, apresenta um custo bastante baixo, é utilizado para suprir regiões de baixa densidade de carga. Normalmente, o transformador da SE apresenta potência nominal de 10MVA. Este tipo de SE pode contar com uma única linha de suprimento. Este arranjo conta, na alta tensão de um único dispositivo para a proteção do transformador. Sua confiabilidade é baixa, pois quando ocorre uma contingência na subtransmissão, há a perda de suprimento da SE.

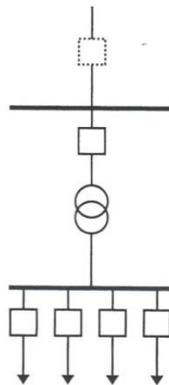


Fig.1.4 – Barra Simples – Um circuito de suprimento

2.1.2 - Barra Simples (dois circuitos de suprimento)

Neste tipo de arranjo, aumenta a confiabilidade do sistema, dotando a SE de dupla alimentação radial, o alimentador de subtransmissão é construído em circuito duplo operando a SE com uma das duas chaves de entrada aberta. Quando houver uma interrupção no alimentador em serviço, abre-se sua chave de entrada NF, e fecha-se a chave NA do circuito de reserva. Para a manutenção do transformador ou do barramento é necessário o desligamento da SE.

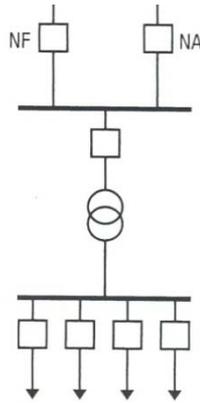


Fig. 1.5 – Barra Simples – Dois circuitos de suprimento.

2.1.3 - Barra Dupla (dois circuitos de suprimento)

Este arranjo é utilizado em regiões com maior densidade de carga. Aumenta-se o número de transformadores o que torna a SE com maior confiabilidade e maior flexibilidade operacional. O diagrama unifilar desta SE apresenta dupla alimentação, dois transformadores, barramentos de Alta Tensão independentes e barramento de Média Tensão seccionado. Quando ocorre um defeito ou manutenção em um dos transformadores, abrem-se as chaves anterior e posterior ao transformador, isolando-o. Fecha-se a chave NA de seccionamento do barramento e opera-se com todos os circuitos supridos à partir do outro transformador.

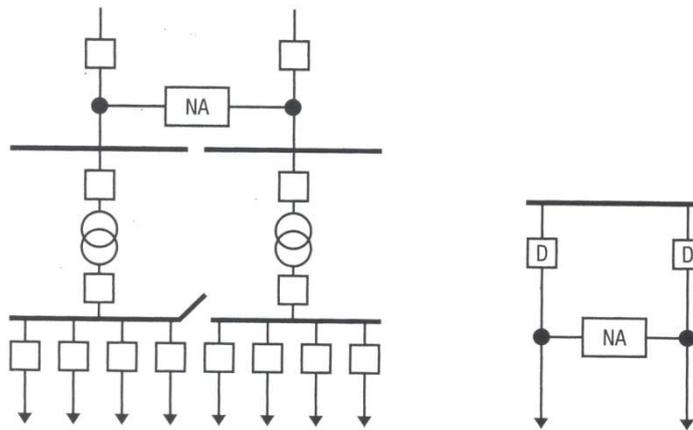


Fig. 1.6 – Barra dupla com dois circuitos de Suprimento – Saída dos alimentadores primários

2.1.4 - Barra Dupla com disjuntor de transferência (dois circuitos de suprimento)

Este arranjo é uma evolução do arranjo anterior, onde se distribui os circuitos de saída em vários barramentos, permitindo-se maior flexibilidade na transferência de blocos de carga entre os transformadores, e a manutenção dos disjuntores é realizada através do disjuntor de transferência.

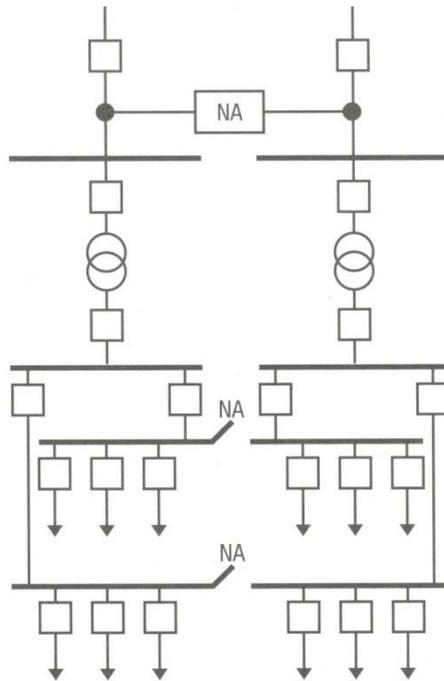


Fig. 1.7 – Barra dupla com disjuntor de transferência

2.1.5 - Barra Dupla com barra de transferência

O arranjo de barra principal e barra de transferência é utilizado para aumentar a flexibilidade para atividades de manutenção dos disjuntores. O destaque deste arranjo é que todos os disjuntores são do tipo extraível, ou contam com chaves seccionadoras em ambas as extremidades. O disjuntor que faz a interligação entre os barramentos é definido como disjuntor de transferência. Em operação normal, o barramento principal é mantido energizado e o de transferência desenergizado, o disjuntor de transferência é mantido aberto. Na realização de uma manutenção corretiva ou preditiva, em um dos disjuntores, fecha-se o disjuntor de transferência, energizando a barra de transferência; fecha-se a chave seccionadora do disjuntor que vai ser desativado, passando a saída do circuito a ser suprida pelas duas barras; abre-se o disjuntor e procede-se à sua extração do cubículo, ou abre-se suas chaves seccionadoras, isolando-o; transfere-se a proteção do disjuntor que foi desenergizado para o de transferência. Ao término da manutenção, o procedimento é o inverso do que foi realizado. Neste arranjo, para a manutenção do barramento principal, é necessário desenergizar a SE, impossibilitando o suprimento aos alimentadores. Este inconveniente pode ser eliminado utilizando-se um barramento auxiliar definido como **barramento de reserva**.

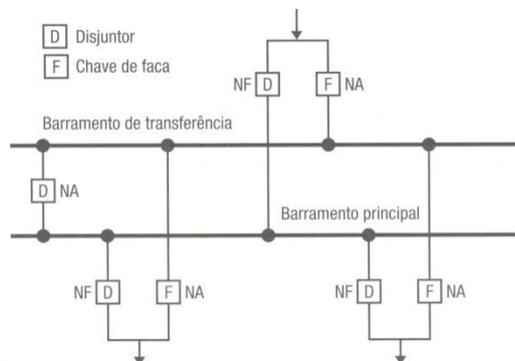


Fig. 1.8 – Subestação com barra principal e barra de transferência

Geralmente as SEs empregam transformadores trifásicos. Em alguns sistemas, a instalação de três transformadores monofásicos permite o uso de duas unidades

conectadas em delta aberto no lado da Alta Tensão. Nas contingências, a SE pode operar com capacidade reduzida, o que não é possível com transformadores trifásicos. A utilização de quatro unidades monofásicas permitiria a SE operar a plena capacidade, com uma unidade fora de serviço.

3. Tipos de Redes

As redes de distribuição primária, emergem das SEs de distribuição. Elas podem ser tanto aéreas como subterrâneas, sendo as primeiras de uso mais difundido, pelo seu menor custo, e as segundas, encontrando grande aplicação em áreas de maior densidade de carga, por exemplo: zona central de uma metrópole, ou onde há restrições paisagísticas.

As redes aéreas são construídas utilizando-se postes, de concreto, em zonas urbanas, ou de madeira tratada, em zonas rurais. Suportam em seu topo a cruzeta, usualmente de madeira, com cerca de dois metros de comprimento, na qual são fixados os isoladores de pino ou de disco. Utilizam-se condutores de alumínio com alma de aço CAA, ou sem alma de aço CA, nus ou protegidos.

3.1 – Tipos de Redes Aéreas.

A rede aérea é constituída de um conjunto de alimentadores urbanos de distribuição e seus ramais que alimentam os transformadores de distribuição e os pontos de entrega na mesma tensão.

As redes aéreas, na maioria das vezes operam de forma radial, com possibilidade de transferências de blocos de carga entre circuitos para o atendimento da operação em condições de contingência, devido à manutenção corretiva ou preventiva. Os troncos dos alimentadores empregam, usualmente, condutores de secção 336,4MCM permitindo, na tensão de distribuição – 13,8kV, o transporte de potência máxima de 12MVA, que, face à necessidade de transferência de blocos de cargas entre alimentadores, fica limitada a cerca de 8MVA.

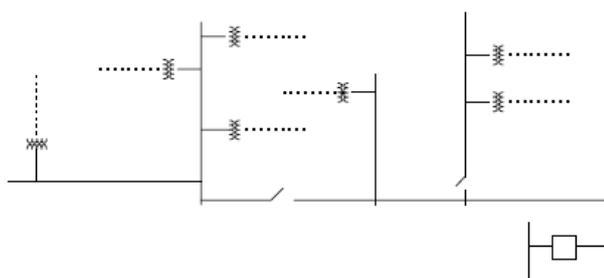


Fig. 3.1 – Circuito Aéreo Radial Simples

Estas redes atendem aos consumidores primários e aos transformadores de distribuição que suprem a rede secundária ou de baixa tensão. Dentre os consumidores primários destacam-se indústrias de médio porte, conjuntos comerciais (shopping centers), instalações de iluminação pública, etc. A rede de distribuição pode ser constituída de vários tipos de cabos:

3.1.1 - Rede aérea com cabo nu:

É o tipo de cabo convencional. Os condutores são de alumínio e sua isolação é feita através de um verniz apropriado.

3.1.2 - Rede aérea com cabo pré-reunido:

Este tipo de cabo é utilizado quando houver dificuldades locais para a instalação da rede aérea convencional, tais como:

- locais com arborização intensa onde deve se preservar a ecologia, ou onde a poda de árvores é proibida;
- locais de ruas estreitas e a rede convencional acarreta problemas de segurança com relação a luminosos, marquises, janelas e sacadas de edificações;
- saídas de SEs, para evitar congestionamento de estruturas, com circuitos aéreos convencionais;
- locais com alto índice de poluição ambiental;
- ruas onde as estruturas estejam congestionadas e seja necessária a instalação de novos alimentadores;
- saída de SE, como alternativa econômica à utilização de cabos subterrâneos;
- travessias sob viadutos, linhas de transmissão, etc., como alternativa econômica à utilização de cabos subterrâneos;
- travessias sobre rios, através de pontes, como alternativa técnica ao circuito aéreo convencional com estruturas especiais.

Também é considerado sua aplicação, quando: os índices de interrupção – DEC, FEC- da rede existente forem ocasionados por alguns fatores citados anteriormente e estiverem acima dos limites estabelecidos pelas resoluções da ANEEL e quando a carga a ser alimentada justifique a aplicação do cabo pré-reunido aumentando a confiabilidade do sistema.

3.1.3 - Rede aérea com cabo protegido:

O cabo protegido é a denominação adotada para identificar um cabo de alumínio dotado de cobertura protetora de composto extrudado de polímero termofixo ou termoplástico, cuja cobertura tem a função de reduzir a corrente de fuga em caso de contato acidental do cabo com objetos aterrados e diminuir o espaçamento entre os condutores. A cobertura não confere, ao mesmo, a característica de cabo isolado, ou seja, não apresenta confinamento de campo elétrico no dielétrico da isolação e portanto, não deve ser tocado.

Este cabo é uma alternativa ao cabo pré-reunido e poderá ser utilizado em locais onde:

- são constantes os desligamentos causados por contato entre a linha e objetos aterrados ou objetos lançados na rede;
- a carga do sistema justifique melhores índices de confiabilidade;
- existam áreas densamente arborizadas;
- existam ruas com calçadas estreitas;
- existam vielas com balcões, sacadas ou janelas próximas à rede.

3.1.4 - Rede aérea protegida compacta:

Este tipo de rede é aplicado em áreas com características urbanas e rurais. Estas redes apresentam um melhor desempenho face as adversidades e condições ambientais quando comparadas às redes com condutores nus. Elas minimizam e podem até mesmo eliminar problemas com congestionamentos de estruturas, arborização, segurança, etc., garantindo uma melhoria no desempenho, na confiabilidade e na qualidade de energia elétrica distribuída.

Este tipo de rede, pela sua própria configuração e por utilizar cabos protegidos que permitam eventuais contatos dos condutores energizados com galhos e folhas de árvores, permite uma melhor convivência do circuito elétrico com a arborização pois requerem uma menor área de podas, possibilitando assim, que sejam menos rigorosas e intensas.

A rede protegida compacta emprega cabos protegidos numa configuração compacta, separados por espaçadores poliméricos em formato losangular e sustentados por um cabo mensageiro. O cabo de alumínio é o mesmo usado em redes com cabos protegidos.

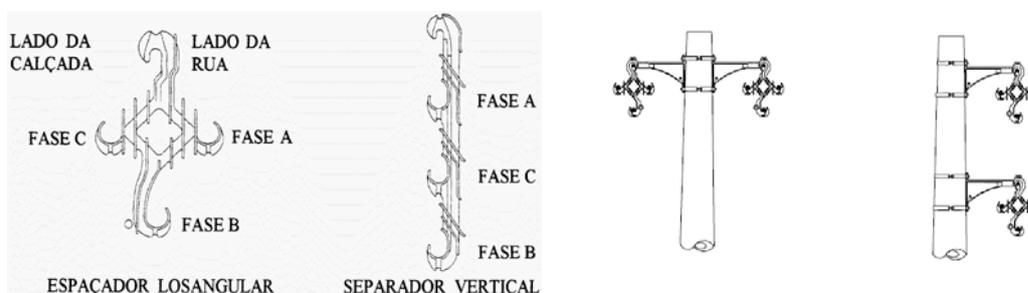


Fig.3.2– Fonte: Normas CPFL -**Tipos de estruturas e acessórios utilizados em rede protegida compacta.**

As redes protegidas compactas se aplicam para as seguintes situações:

- regiões arborizadas, pela maior confiabilidade deste tipo de rede ao toque de galhos de árvores, permitir menor área de podas e possibilitar um maior espaçamento na periodicidade das podas de árvores, além do mensageiro servir como proteção da rede contra queda de galhos;
- áreas com freqüentes ações de vandalismo, neste caso a implantação da rede protegida compacta deve ser somente nos trechos detectados de vandalismo;
- locais com congestionamento de circuitos, pela possibilidade de instalação de até 4(quatro) circuitos na mesma estrutura, principalmente em saídas de SEs;
- circuitos onde se exige um alto índice de confiabilidade devido as características dos consumidores especiais;
- locais com redes próximas às edificações;
- locais com grande incidência de descargas atmosféricas;
- em áreas rurais próximas a vegetação preservada por lei.

Obs: Não é recomendada a rede protegida compacta em regiões litorâneas e zonas industriais poluídas, pelo fato de empregar cabo protegido não isolado, que sob presença de contaminação, passa a conduzir correntes superficiais na cobertura polimérica, causando o fenômeno de trilhamento elétrico (tracking). Nestes casos, devem ser usados soluções alternativas como:

- elevação do nível básico de impulso da rede(NBI), mantendo-se a configuração compacta;
- mudança para rede isolada.

3.2 – Configurações de Redes Aéreas.

A configuração da rede aérea primária será definida em função do grau de confiabilidade a ser adotado em um projeto de rede de distribuição, com cabos nus, pré-reunidos ou protegidos, compatibilizando com a importância da carga ou da localidade a ser atendida.

Poderão ser utilizadas as seguintes configurações para o sistema primário:

3.2.1 - Radial Simples:

Os sistemas radiais simples deverão ser utilizados em áreas de baixa densidade de carga, nas quais os circuitos tomam direções distintas, face às próprias características de distribuição da carga, tornando anti-econômico o estabelecimento de pontos de interligação.

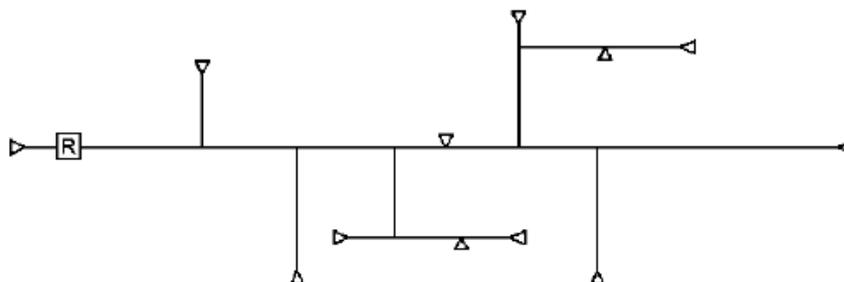


Figura 3.3:Fonte: Elektro – **Configuração Radial Simples**

3.2.2 - Radial com Recurso:

Os sistemas radiais com recursos deverão ser utilizados em áreas que demandem maiores densidades de carga ou requeiram maior grau de confiabilidade devido às suas particularidades (hospitais, centro de computação).

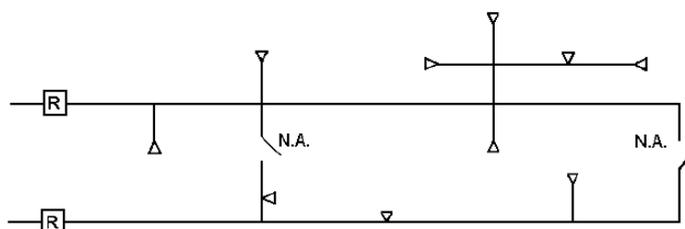


Figura 3.4:Fonte: Elektro – **Configuração Radial com Recurso**

Este sistema caracteriza-se pelos seguintes aspectos:

- existência de interligações normalmente abertas, entre alimentadores adjacentes da mesma ou de subestações diferentes;

- ser projetado de forma que exista certa reserva de capacidade em cada circuito, para a absorção de carga de outro circuito na eventualidade de defeito;
- limita o número de clientes interrompidos por defeitos e diminui o tempo de interrupção em relação ao sistema radial simples.

É usual instalar-se num mesmo circuito ou entre circuitos diferentes, chaves que operam abertas, *chaves normalmente abertas (NA)*, que podem ser fechadas em manobras de transferência de carga.

O critério usual para fixação do carregamento de circuitos, em regime normal de operação, é o de se definir o número de circuitos que irão receber a carga a ser transferida. Usualmente dois circuitos socorrem um terceiro, e estabelece-se que o carregamento dos circuitos que receberão carga, não exceda o correspondente ao limite térmico. Assim sendo:

$$S_{term} = S_{reg} + \frac{S_{reg}}{n}$$

onde :

n – número de circuitos que irão absorver carga do circuito em contingência;

S_{term} – carregamento correspondente ao limite térmico do circuito;

S_{reg} – carregamento do circuito para operação em condições normais.

O carregamento do circuito é dado por:

$$S_{reg} = \frac{n}{n+1} S_{term.}$$

No caso de dois circuitos de socorro, corresponde a 67% da capacidade de limite térmico.

3.2.3 – Sistema em Anel (Loop):

Com a finalidade de aumentar a confiabilidade do sistema, sistema radial com recursos de emergência, passou-se a um esquema mais elaborado em que os dispositivos de seccionamento e religamento, permitem a alimentação do consumidor por duas fontes, alternativamente, por circuitos provenientes da mesma SE ou SE diferentes. A operação destes dispositivos poderá ser manual ou automática. Quando manual, o tempo de manobra influi negativamente no tempo de restauração do serviço, no entanto, o comando automático eleva o preço da instalação e exige manutenção freqüente, o que constitui um fator econômico a ser considerado. O custo di sistema em anel, é mais elevado que o radial, não só pela multiplicidade dos equipamentos de proteção e manobra, como pela necessidade de maior bitola dos condutores que devem trabalhar com folgas para permitirem as transferências de alimentação.

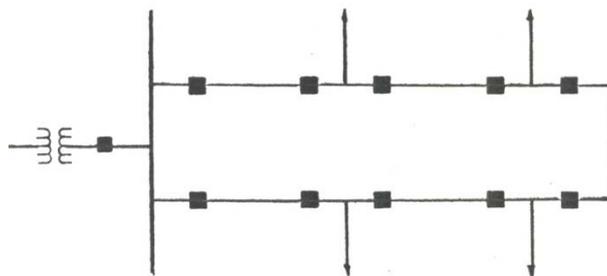


Fig.3.5 – Configuração em Anel

3.3 – Configurações de Redes Subterrâneas.

Quando a densidade de carga atinge valores elevados, cerca de 28MVA/km² como limite máximo do sistema aéreo, a partir dessa densidade, a área em estudo deverá ser alimentada por um sistema subterrâneo de distribuição.

Como nos grandes centros comerciais ou residenciais, torna-se impraticável a construção de linhas aéreas em vista da multiplicidade e do peso excessivo dos equipamentos necessários. Nestes centros, não só a densidade impõe a utilização da distribuição subterrânea de energia elétrica, como a importância da carga ligada justifica um maior investimento com a aplicação do sistema reticulado, para proporcionar alta qualidade de serviço.

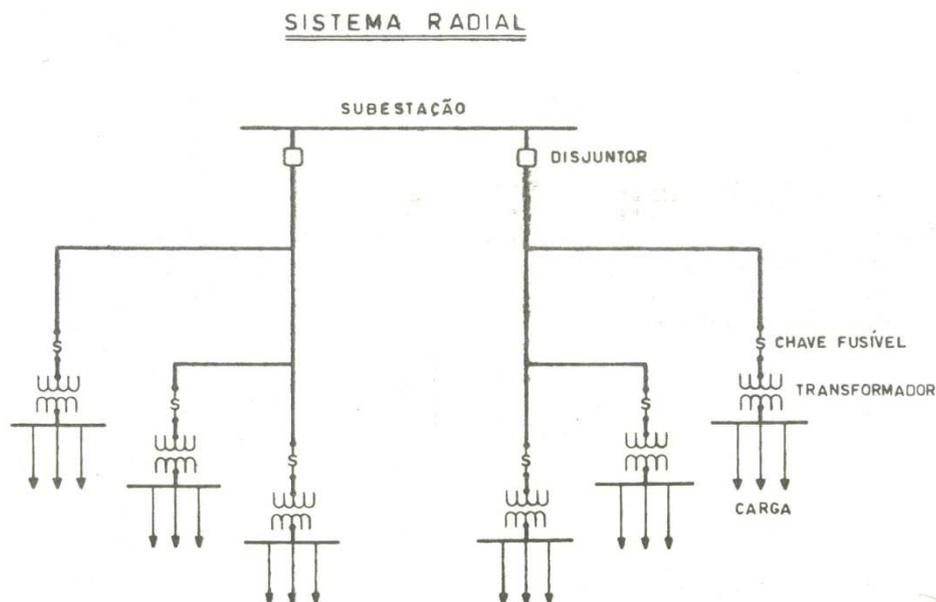
Onde os dois sistemas são praticáveis, o custo da construção subterrânea é geralmente mais elevado que o do aéreo. Entretanto, há casos em que outros fatores predominam sobre o custo, tais como, melhor aparência das vias públicas, continuidade do fornecimento, obstáculos às linhas aéreas.

O sistema subterrâneo ainda oferece menor risco de falhas provenientes de causa externas, como queda de objetos, abalroamento de veículos, raios e outros, apesar de estar mais sujeito àqueles resultantes de escavações.

3.3.1 – Sistema Radial:

O sistema radial é aquele no qual a alimentação é feita apenas por uma extremidade. É o mais simples e de custo mais baixo.

A principal desvantagem é que demanda maior tempo para que o fornecimento seja restabelecido quando há um defeito, pois neste caso, o circuito todo fica desligado ou pelo menos, o trecho além do ponto de falha.



3.3.2 – Sistema em Anel (Loop):

No sistema em anel, o circuito alimentador retorna à mesma fonte. Tem maior flexibilidade e permite melhor continuidade do fornecimento, dependendo do tipo do esquema adotado.

O custo é mais elevado que o radial, não só pela maior capacidade dos cabos, que devem ter folga para atender às emergências quando a alimentação passa a ser feita de uma só extremidade, como também, pela multiplicidade de disjuntores e o conjunto de relés necessários para dar flexibilidade ao sistema

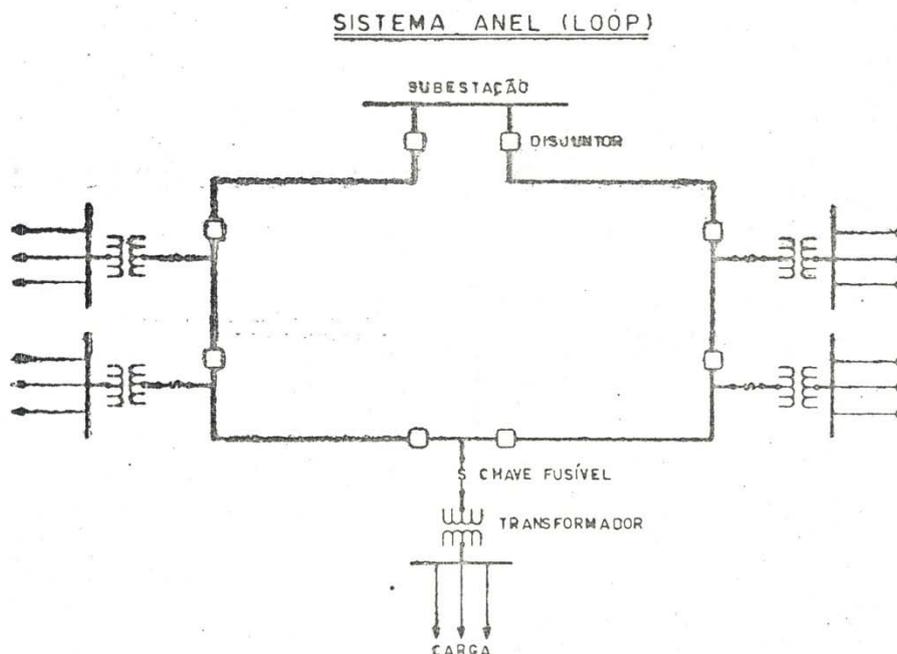


Fig. 3.7 – Fonte Eletropaulo – **Sistema Anel (Loop)**

3.3.3 – Sistema Primário Seletivo:

O sistema primário seletivo consiste essencialmente de dois circuitos primários radiais, partindo de uma mesma SE, alimentam transformadores através de chave de transferência manual ou automática. Esta alimentação pode ser direta ou através de sub-anéis.

Os sub-anéis consistem em circuitos primários seccionados através de uma chave fusível à óleo normalmente desligada (aberta), alimentados nas duas extremidades por chaves de transferências ligadas em circuitos alimentadores distintos e protegidos por chave a óleo.

Quando numa contingência, com o desligamento de um circuito primário alimentador, deve-se operar as chaves de transferência para outro alimentador. Um defeito em um sub-anel, provoca o desligamento da chave a óleo; o trecho defeituoso é isolado automaticamente restabelecendo-se o anel, com exceção do trecho com defeito, fechando as chaves fusíveis. O sistema deverá ser provido de indicadores de defeito, visando obter-se pronta localização do trecho com defeito.

Este arranjo, que apresenta custo elevado, exige um sistema de proteção sofisticado. O circuito opera, em condição normal, com 50% de sua capacidade, porém deve dispor de reserva para absorver, quando de contingência, a carga total.

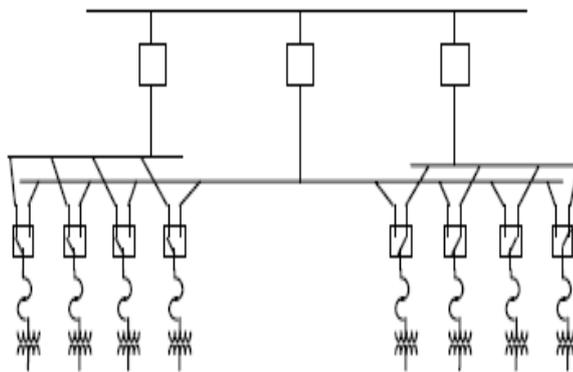


Fig. 3.8 – Fonte Eletropaulo – **Sistema Primário Seletivo**

3.3.4 – Sistema Reticulado:

O sistema reticulado consiste de dois ou mais circuitos primários radiais, partindo de uma mesma SE, alimentam um certo número de transformadores de distribuição, ligados alternadamente para evitar a interrupção de dois transformadores adjacentes no caso de desligamento de um dos primários.

É um sistema em que os circuitos operam em paralelo, formando uma malha, rede ou reticulado. Quando o paralelismo se faz no lado do secundário do transformador, na baixa tensão, diz-se que o sistema é reticulado secundário, e quando na alta tensão, reticulado no primário. Geralmente, a proteção do circuito primário é feita unicamente pelo disjuntor instalado na SE.

Os transformadores são os normais para distribuição, e tem seus secundários interligados entre si. O principal equipamento do reticulado secundário é o “protetor”, (*network protector*), que é essencialmente um interruptor automático de corrente invertida, cuja finalidade é evitar a alimentação do transformador pelo circuito secundário.

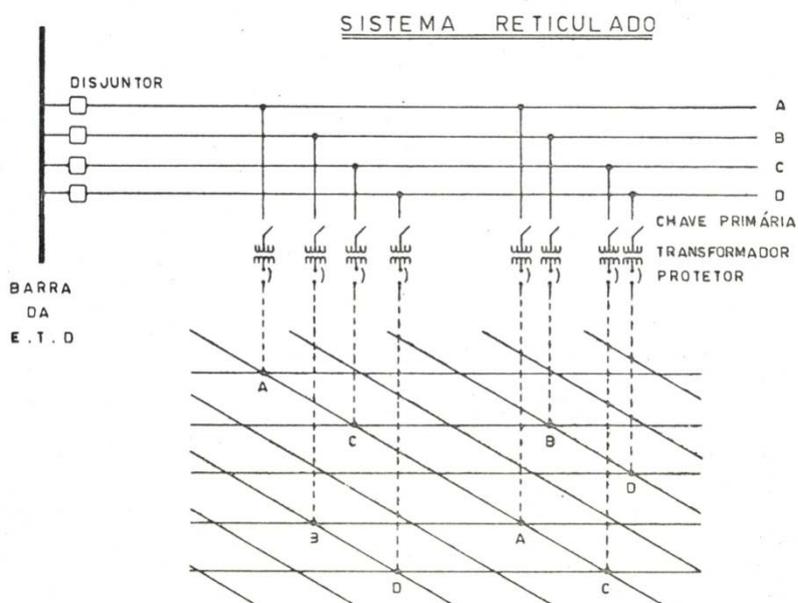


Fig. 3.9 – Fonte Eletropaulo – **Sistema Reticulado**

Os secundários dos transformadores, através dos protetores, alimentam em diversos pontos, uma rede de cabos que se interligam, formando o reticulado propriamente dito. Desta rede partem as ligações dos consumidores.

A continuidade do serviço no sistema reticulado é excepcional; por esta razão é o sistema ideal para o fornecimento de energia elétrica para os grandes centros comerciais, pois o desligamento de um circuito primário ou de um ou mais transformadores não provoca interrupção do fornecimento, pois os consumidores continuam alimentados pela rede secundária, que permanece suprida pelos circuitos e transformadores remanescentes.

3.3.5 – Sistema “Spot-Network”:

Um “*spot-network*” nada mais é do que um pequeno reticulado em que as unidades transformadoras alimentam um ou mais barramentos de um prédio ou um conjunto de prédios.

Um sistema reticulado pode ser iniciado com a instalação de alguns “*spot-networks*”, alimentando cargas concentradas distantes entre si. Com a construção de novos prédios adjacentes e conseqüente aproximação dos “*spot-networks*”, estes passam a ser interligados, formando o sistema reticulado propriamente.

Outras aplicações de “*spot-networks*”, originam de estudos feitos por diversas empresas, mostrando haver apreciável economia no uso de tensão mais elevada para alimentar blocos de cargas dos grandes edifícios comerciais. Geralmente os “*spot-networks*” servem para o suprimento de energia elétrica a prédios com demanda de 1500kVA a 6000kVA, sendo que este critério varia de concessionária para concessionária.

A confiabilidade deste sistema é muito alta, porém o custo das redes em “*spot-networks*” é muito elevado, justificando sua utilização somente em áreas de grande densidade de carga.

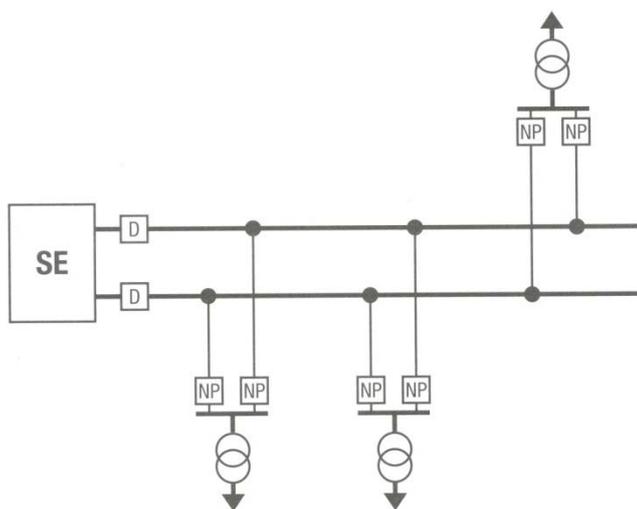


Fig. 3.9 – Rede Spot Network

4. Estudo das Cargas

4.1 – Considerações Gerais

Os estudos de um Sistema de Distribuição e seu planejamento permitem aos engenheiros alguma liberdade na seleção de fatores correlacionados a este sistema distribuidor. O fator que mais influencia neste estudo são, sem dúvida, os diferentes tipos de cargas a serem supridas pelo sistema.

O conceito de carga está relacionado com a potência elétrica absorvida de uma determinada fonte de suprimento. Assim, em um Sistema de Distribuição, conforme a fonte considerada, pode-se distinguir vários tipos de cargas:

- carga de um consumidor;
- carga de um transformador;
- carga de uma rede primária ou linha de distribuição;
- carga de uma SE.

A carga de um consumidor é considerada como a potência absorvida por todos os seus motores e aparelhos elétricos, lâmpadas, etc. A carga de um transformador será a potência absorvida pela totalidade dos consumidores a ele ligados. A carga de uma rede primária será a potência absorvida por todos os transformadores que ela alimenta. A carga de uma SE, será considerada como a potência absorvida por todos os alimentadores que saem de seus barramentos de distribuição.

É importante considerar que o regime dessas cargas não é fixo, varia de um valor mínimo a um valor máximo. O sistema de distribuição deve estar preparado para atender a esse valor máximo, sendo que estes valores não ocorrem ao mesmo tempo, e para que não haja um super dimensionamento do sistema, uma diversidade de consumo deve ser considerada para cada um dos níveis de cargas mencionados anteriormente.

4.2 – Definições Básicas

As definições básicas e os fatores típicos utilizados em Sistemas de Distribuição são:

4.2.1 – Carga Instalada:

Soma das potências nominais dos equipamentos de uma unidade de consumo que, após concluídos os trabalhos de instalação, estão em condições de entrar em funcionamento.

4.2.2 – Demanda:

A demanda de uma instalação é a carga nos terminais receptores tomada em valor médio num determinado intervalo de tempo. Entende-se por carga, a aplicação que está sendo medida em termos de potência (ativa, reativa, aparente), ou em termos de valor eficaz da intensidade de corrente.

O período no qual é tomado o valor médio é designado por "*intervalo de demanda*", geralmente é de 15 minutos.

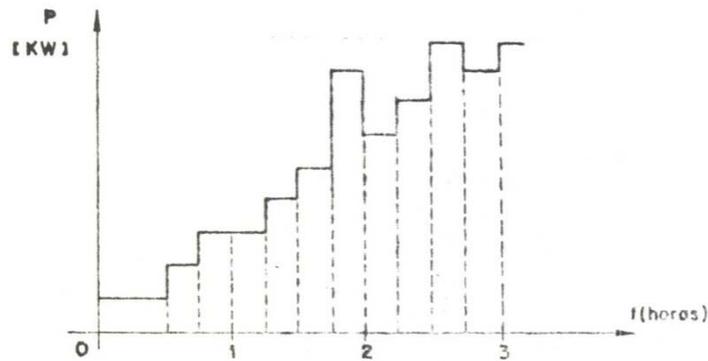


Fig.4.1 – Curva de Demanda medida com intervalo de 15 minutos

4.2.3 – Demanda Máxima:

A demanda máxima de uma instalação é a maior de todas as demandas que ocorreram num período especificado de tempo. Não confundir o período durante o qual a demanda foi observada com o intervalo de tempo de demanda. Este período pode ser diário, semanal, mensal, anual, etc.

4.2.4 – Demanda Diversificada:

Existe em todo o sistema uma diversidade entre os vários consumidores, o que faz com que a demanda máxima de um conjunto de cargas seja menor que a soma das demandas máximas individuais.

Quando da execução de um projeto de distribuição, não se leva em conta a demanda máxima de cada consumidor individualmente, mas sim a demanda máxima do conjunto dos consumidores, evitando-se assim o super dimensionamento do sistema. Define-se **demanda diversificada** de um conjunto de consumidores de um mesmo grupo, como a relação entre a demanda do conjunto e o número de consumidores.

$$D_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i(t)}{n}, \quad (4.1)$$

onde:

D_{div} = Demanda Diversificada ao conjunto no instante (t);

$D_i(t)$ = Demanda do consumidor (i), no instante (t);

n = número de consumidores do conjunto.

4.2.5 – Demanda Máxima Diversificada:

Quando a demanda do conjunto é considerada como o seu valor máximo ($\sum_1^n D_i(t)$ é máximo), tem-se a Demanda Diversificada Máxima do conjunto.

Quando considera-se o somatório das demandas máximas individuais pelo nº de consumidores, estaremos determinando a “Demanda Máxima não Coincidente” do conjunto.

$$D_{max\ nc} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{max}(i)}{n}, \text{ onde:} \quad (4.2)$$

$D_{max\ nc}$ = Demanda máxima não coincidente do conjunto;

$D_{max}(i)$ = Demanda máxima individual do consumidor i ;

n = número de consumidores.

4.2.6 – Fator de Demanda:

O fator de demanda num determinado intervalo de tempo (t) de um sistema, ou parte do sistema ou de uma carga é a relação entre a sua demanda máxima, que ocorreu no intervalo de tempo (t), e a sua potência instalada.

$$f_d = \frac{D_{max}}{P_{inst}} \quad (4.3)$$

No caso de um grupo de n consumidores, pode-se obter:

$$f_d = \frac{D_{max} \times n}{P_{inst}}$$

O fator de demanda é geralmente menor que a unidade, podendo, no entanto, ser maior que 1, nos casos de sobrecarga.

Em cada caso, o fator de demanda correto seria obtido medindo-se a demanda máxima do consumidor e conhecendo-se a sua potência instalada. Na maioria dos casos, no entanto, os consumidores ainda não estão ligados e para o projeto de rede se faz necessário arbitrar um fator de demanda, com base em valores estatísticos. Na caracterização do fator de demanda influem inúmeros fatores como: classe de consumidor, magnitude de sua carga, nº de máquinas ou aparelhos ligados, época do ano, etc.

4.2.7 – Fator Diversidade:

O fator diversidade de um conjunto de cargas é a relação entre a soma das demandas máximas das cargas e a demanda máxima do conjunto.

$$f_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{max}(i)}{D_{max}}, \text{ onde} \quad (4.4)$$

$D_{max}(i)$ = demanda máxima do consumidor (i);

D_{max} = demanda máxima do conjunto.

O fator diversidade, que é um adimensional, será portanto maior que a unidade, só sendo unitário quando as demandas máximas coincidirem no tempo.

4.2.8 – Fator Coincidência:

O fator de coincidência é o inverso do fator de diversidade, isto é:

$$f_{coinc.} = \frac{1}{f_{div}} = \frac{D_{div,max}}{\sum_{i=1,n} D_{max,i}} \quad (4.5)$$

Como o fator diversidade, é também um adimensional, porem não maior que um.

4.2.9 – Fator de Contribuição:

O fator de contribuição de cada uma das cargas do conjunto é definido pela relação, em cada instante, entre a demanda da carga considerada e sua demanda máxima, isto é:

$$D_{max,conj.} = D_{div,max} = \sum_{i=1,n} D_{max,i} \cdot f_{contr,i} \quad (4.6)$$

Este fator, que é adimensional, é sempre não maior que um. Seu valor é unitário quando, no instante considerado, sua demanda coincide com a demanda máxima. Portanto, o fator de contribuição é importante para o instante de demanda máxima do conjunto, quando é definido como **fator de contribuição para demanda máxima**.

4.2.10 – Fator de Utilização:

O fator de utilização de um sistema, em um determinado período de tempo, é a relação entre a máxima demanda, do período referido e a capacidade nominal do sistema.

$$f_u = \frac{D_{max}}{C}, \text{ onde :} \quad (4.7)$$

D_{max} = demanda máxima do sistema no período definido;

C = capacidade do sistema;

f_u = fator de utilização do sistema.

Pode-se observar que enquanto o fator de demanda indica a porcentagem de carga instalada que está sendo alimentada, o fator de utilização informa qual a porcentagem da capacidade nominal do sistema está sendo utilizada no instante de demanda máxima.

Este fator é adimensional, é calculado definindo-se a demanda máxima e capacidade nas mesmas unidades. A capacidade do sistema é obrigatoriamente expressa em unidades de corrente(A) ou potência aparente(VA).

4.2.11 – Fator de Carga:

O fator de carga de um sistema pode ser definido como sendo a relação entre a demanda média num determinado intervalo de tempo e a demanda máxima verificada neste intervalo de tempo.

$$f_{carga} = \frac{D_{média}}{D_{máx}} = \frac{D_{média} \times \Delta t}{D_{max} \times \Delta t} = \frac{\text{Energia absorvida em } \Delta t}{D_{max} \times \Delta t} \quad (4.8)$$

$D_{média}$ = demanda média do sistema

$D_{máx}$ = demanda máxima do sistema

f_{carga} = fator de carga do sistema

Deve-se observar que o valor da demanda é considerado segundo um intervalo de demanda (normalmente 15 minutos) e que o período de tempo para o que se deseja determinar o fator de carga pode ser um dia, uma semana, um mês, etc.

A figura a seguir, dá uma melhor conceituação do fator de carga.

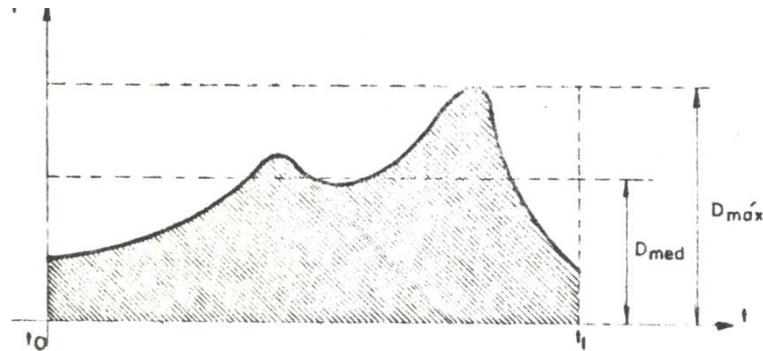


Fig.4.2 – Curva de Carga de um Sistema

Onde teremos:

$$D_{média} = \frac{\int_{t_0}^{t_1} p dt}{t_1 - t_0}$$

$$f_c = \frac{D_{média}}{D_{max}} \Rightarrow f_c = \frac{\int_{t_0}^{t_1} p dt}{D_{max}(t_1 - t_0)} \therefore f_c = \frac{\int_{t_0}^{t_1} p dt}{D_{max}(t_1 - t_0)}$$

Nota-se, portanto que o fator de carga pode ser expresso pela relação entre o consumo real de energia e o consumo que haveria se a carga solicitasse durante todo o tempo uma potência constante e igual a demanda máxima

Como o custo da energia elétrica é função dos custos fixos, que por sua vez independem da quantidade de energia que está sendo consumida, o custo por kWh cai quando o custo fixo é rateado em uma quantidade maior de kWh vendido. Desta forma nota-se que o fator de carga deve ser o mais próximo possível da unidade.

Para melhorar o fator de carga, algumas concessionárias fornecedoras de energia elétrica oferecem tarifas mais baixas nas horas de *off-peak* (fora do período de ponta da carga). A figura a seguir, mostra uma melhor utilização de energia elétrica, com a melhoria do fator de carga do sistema, pela instalação de um consumidor industrial no período de *off-peak*.

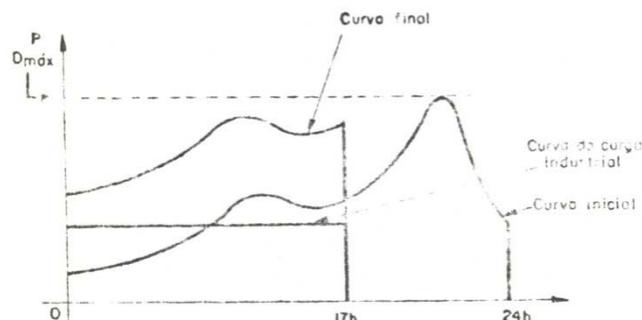


Fig.4.3 – Curva de carga da instalação de consumidor industrial fora de ponta

Observa-se na figura que o faturamento da empresa aumentou com a instalação da carga em *off-peak* sem envolver investimento adicional, pois a demanda máxima não sofreu alteração.

De uma maneira geral, os consumidores da classe residencial apresentam o fator de carga médio em torno de 40%, para classe comercial este fator atinge média de 70%, para a indústria 60% e a iluminação pública caracteriza-se pelo fator de carga de 50%.

4.2.12 – Fator de Perda:

Define-se, para um sistema, ou parte do sistema, o “fator de perda” com sendo a relação entre os valores médio, $p_{médio}$, e máximo $p_{máximo}$, da potência dissipada em perdas, num intervalo de tempo determinado, τ , isto é:

$$f_p = \frac{\text{Perda média em } \tau}{\text{Perda média em } \tau} = \frac{p_{média}}{p_{máxima}} = \frac{\int p(t) \cdot dt}{p_{máxima} \cdot \tau}$$

Onde $p(t)$ representa o valor da perda instantânea no instante t

Multiplicando-se numerador e denominador da equação acima pelo intervalo de tempo τ resulta:

$$f_p = \frac{p_{média} \cdot \tau}{p_{máxima} \cdot \tau} = \frac{\text{Energia perdida no intervalo } \tau}{p_{máxima} \cdot \tau}$$

ou seja, a energia perdida no intervalo de tempo τ é dada por:

$$\varepsilon_{perdas} = p_{máxima} \cdot \tau \cdot f_{perdas} = p_{máxima} \cdot H_{eq.p}$$

Onde, o produto do intervalo de tempo pelo fator de perdas exprime as “horas equivalentes para perdas”, $H_{eq.p}$, o número de horas que a instalação deve funcionar com a perda máxima para que o montante global de perdas seja igual àquelas verificadas no período considerado.

4.2.13 – Correlação entre Fator de Carga e Fator de Perda:

Em geral, o fator de perda não pode ser determinado do fator de carga. Entretanto, valores limites de relacionamento podem ser encontrados.

Para se encontrar a correlação entre estes dois fatores, será apresentada uma análise que terá como referência o consumidor cuja curva de carga, com duração de tempo T , apresenta uma demanda dada por:

$D = D_1$ para $0 \leq t < t_1$;

$D = D_2$ para $t_1 \leq t < T$,

Com $D_2 \leq D_1$.

Temos que o fator de carga será dado por:

$$f_c = \frac{D_1 t_1 + D_2 (T - t_1)}{T} = \frac{D_1 t_1 + D_2 (T - t_1)}{D_1 \cdot T} = \frac{t_1}{T} + \frac{D_2}{D_1} \left(1 - \frac{t_1}{T} \right)$$

Considerando que no intervalo T , a tensão e o fator de potência da carga mantenham-se constantes e considerando que em sistemas trifásicos simétricos e equilibrados, as perdas são dadas pelo triplo do produto de $(I^2 \times R)$, onde I é a intensidade de corrente pela resistência ôhmica do trecho em questão, pode-se afirmar que as perdas $p(t)$, são proporcionais ao quadrado da demanda:

$$p(t) = K D^2(t)$$

onde o valor de K, em função da natureza da demanda é apresentado a seguir:

Tab.4.1 - Fator K

Natureza da demanda	Equação da constante K
Corrente	3 R
Potência Aparente	R/V^2
Potência Ativa	$R/(V \cdot \cos \varphi)^2$
Potência Reativa	$R/(V \sin \varphi)^2$

Onde:

R – resistência ôhmica do trecho;

V – tensão de linha na carga;

φ - ângulo de rotação entre fase e corrente;

Considerando a expressão acima e substituindo na expressão do Fator de perda, teremos:

$$f_{perda} = \frac{KD_1^2 \cdot t_1 + KD_2^2 \cdot (T - t_1)}{KD_1^2} = \frac{D_1^2 t_1 + D_2^2 (T - t_1)}{D_1^2 \cdot T} = \frac{t_1}{T} + \frac{D_2^2}{D_1^2} \left(1 - \frac{t_1}{T} \right)$$

Considerando:

$$t' = \frac{t_1}{T} \quad e \quad d' = \frac{D_2}{D_1}$$

Pode-se escrever:

$$f_{carga} = t' + d'(1 - t') = (1 - d')t' + d'$$

$$f_{perda} = t' + d'^2(1 - t') = (1 - d'^2)t' + d'^2$$

Em um sistema de coordenadas cartesianas, as curvas dos fatores de carga e fatores de perdas, em função de t' , parametrizadas em d' , são retas, conforme figura a seguir, para as quais destacam-se três casos:

1 – quando t' tende a 1, ou d' tende a 1, representando curva de carga constante, tem-se :

$$f_{perdas} = f_{carga} = 1$$

2 - quando d' tende a 0, representando carga constante durante tempo t' e demanda nula após este tempo, tem-se :

$$f_{perdas} = f_{carga} = t'$$

3 – quando t' tende a 0, representando curva de carga com ponta de duração muito pequena, tem-se:

$$f_{carga} = d'$$

$$f_{perda} = d'^2$$

ou seja: $f_{perdas} = f_{carga}^2$

Assim, o valor do fator de perdas deve estar compreendido entre aqueles dois valores limites e, a quaisquer outros valores dos parâmetros, t' e d' . Este corresponderá a um valor interno a este intervalo, assegurado pela equação do tipo:

$$f_{perdas} = k f_{carga} + (1-k) f_{carga}^2$$

onde k apresenta valor entre 0 e 1.

Na figura a seguir, apresentam-se duas curvas limites e uma curva intermediária, com $k=0,3$

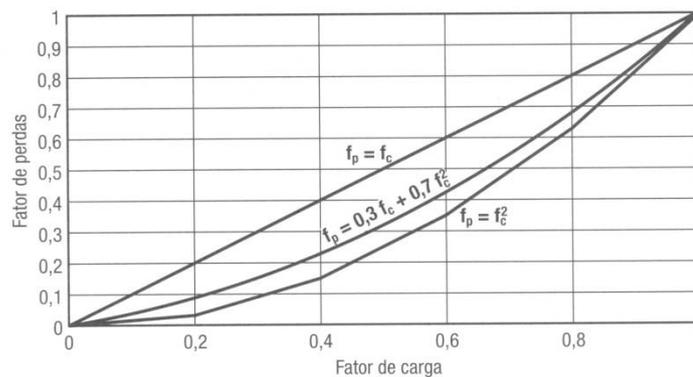


Fig.4.4 – Correlação entre Fator de Carga e Fator de Perda

5. Tipos de Cargas

A finalidade do consumo de energia feito por um usuário pode servir de critério para classificação das cargas, destacando-se:

- cargas residenciais: iluminação, carga resistiva (chuveiro e ferro de passar roupa), carga indutiva (eletrodomésticos).;
- cargas comerciais: iluminação e ar condicionado em prédios, lojas, edifícios de escritórios, lojas, etc;
- cargas industriais: com predomínio de motores de indução, em geral são trifásicas;
- cargas de Iluminação Pública: iluminação
- cargas rurais: irrigação, agroindústrias, etc.

Dentro de uma composição de curvas de cargas, apresenta-se a seguir, a proporção de uso de cada tipo de carga.

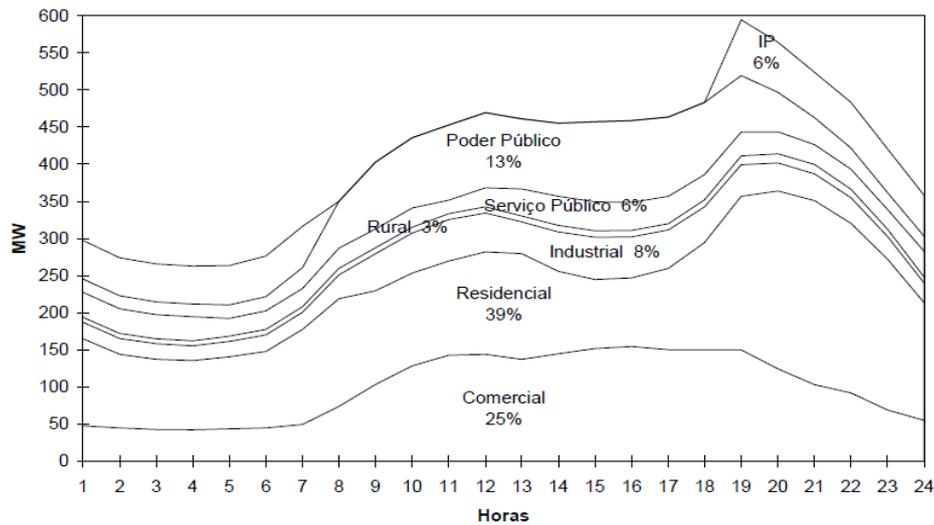


Fig. Fonte : UnB- Curva de carga desagregada por classe de consumidor

6. Modelagem da Carga

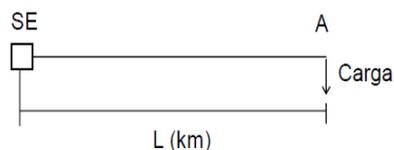
6.1. – Representação da carga no sistema

A representação da carga em um sistema elétrico pode variar significativamente, dependendo da disponibilidade de informações e da finalidade a que se destina. Alguns modelos podem ser utilizados para a representação da carga: carga concentrada em determinados pontos de uma rede, carga uniformemente distribuída, carga representada pela demanda máxima e carga representada através de curvas típicas.

6.1.1 – Carga Concentrada:

No estudo de Sistema de Distribuição, é usual concentrar a carga em barras na rede. Nas redes de média tensão os consumidores primários e os transformadores de distribuição são exemplos típicos de cargas concentradas.

Diagrama Unifilar



Circuito Equivalente

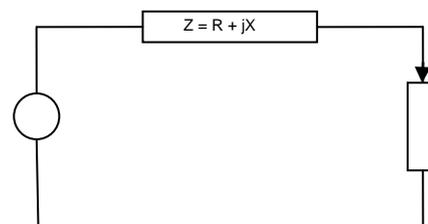


Fig 6.1- Diagrama Unifilar e Circuito Equivalente de Carga Concentrada no final de trecho

Para rede monofásica da figura, com comprimento L, em km, e impedância unitária

$$\bar{z} = r + jx, \text{ ohms / km}$$

alimenta uma carga monofásica concentrada que absorve uma corrente I , em A, pode-se calcular a queda de tensão ΔV , e perda de demanda, \bar{s} , em termos de potência ativa e reativa, por:

$$\Delta \dot{V} = \bar{z} l \dot{I} \quad e \quad \bar{s} = r l |\dot{I}|^2 + j x l |\dot{I}|^2$$

6.1.2 – Carga Distribuída:

Nas redes secundárias, é usual representar a carga de cada trecho através de sua densidade de carga, isto é, carga distribuída.

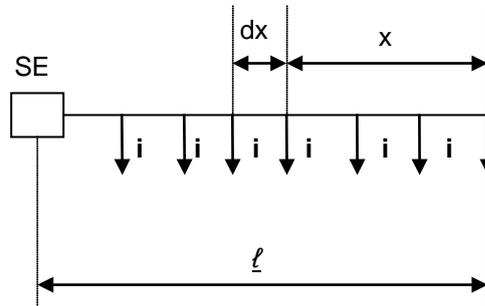


Fig. 6.2 – Representação de Carga Distribuída no trecho

Do mesmo modo da carga concentrada, a carga distribuída absorve uma corrente I , para cálculo de queda de tensão, neste caso como alimentamos carga distribuída, temos a corrente I_x a uma distância de x quilômetros do final da rede, e é calculada por:

$$\dot{I}_x = i \cdot x$$

onde i é a densidade linear de corrente, dada em A/km.

Supondo que a rede apresente uma impedância por unidade de comprimento, $z = r + jx$ em Ω/km , a queda de tensão e a perda de demanda em um elemento de comprimento dx da rede são calculadas por:

$$d\dot{V} = \bar{z} dx \dot{I}_x = \bar{z} dx (i \cdot x) = \bar{z} i \cdot x dx$$

$$d\bar{s} = \bar{z} dx |\dot{I}_x|^2 = \bar{z} dx (i \cdot x)^2 = \bar{z} |i|^2 x^2 dx$$

Para calcular estas grandezas, para todo trecho da rede, integra-se as equações acima resultando em:

$$\Delta \dot{V} = \int_0^l d\dot{V} = \int_0^l \bar{z} i \cdot x dx = \bar{z} i \frac{\ell^2}{2}$$

$$\bar{s} = \int_0^l d\bar{s} = \int_0^l \bar{z} |i|^2 x^2 dx = \bar{z} |i|^2 \frac{\ell^3}{3}$$

Sendo: $\dot{I} = i \ell$, $I = |\dot{I}|$, $\bar{Z} = \bar{z} \ell$; $R = r \ell$ e $X = x \ell$, resulta em :

$$\Delta \dot{V} = \bar{z} \ell \frac{i \ell}{2} = \frac{\bar{Z} I}{2} e$$

$$\bar{s} = \bar{z} \ell \frac{|i|^2 \ell^3}{3} = (R + j X) \frac{I^2}{3}$$

A partir destes resultados pode-se concluir que numa rede com carga uniformemente distribuída, a queda de tensão pode ser calculada concentrando-se a metade da carga total no fim do trecho, ou concentrando-se a carga total no ponto médio do trecho.

A perda de demanda, em termos de potência ativa e reativa, pode-se calcular concentrando-se a carga total a um terço do comprimento do trecho.

6.1.3 – Carga representada por Demanda máxima:

Uma das formas usuais de representação da carga consiste na obtenção de estimativas de sua demanda máxima.

A determinação de demanda máxima de um consumidor é feita a partir da energia consumida em um determinado intervalo de tempo e de uma estimativa do fator de carga, avaliado em função de seu consumo ou do tipo de atividade desenvolvida.

A metodologia usada em algumas concessionárias, consiste em obter uma função estatística para a demanda máxima, função kVAs, que correlaciona com o consumo de energia em um transformador. Esta função é obtida para um conjunto de transformadores de mesma potência ou de mesmo padrão de consumo.

As medições registram o consumo e a demanda máxima verificada num dado intervalo de tempo. Com os pontos obtidos, ajusta-se uma curva que ajuda estabelecer a demanda máxima em um transformador, com probabilidade de não ser excedida normalmente de 90% ou 95% a partir do consumo de energia.

O senão desta metodologia é que não fornece informações quanto aos fatores de diversidade, bem como informes da demanda dos demais instantes da curva da carga diária.

6.1.3 – Carga representada por Curvas de Carga Típica:

As curvas de carga geralmente estão disponíveis nas concessionárias. Através delas tem-se o conhecimento do perfil da carga de cada consumidor e a consideração da diversidade da carga quando se analisa um conjunto de consumidores.

Uma curva de carga típica deve representar uma parcela de sua classe de consumidores e faixa de consumo. Estas curvas são representadas em valores p.u., com base na demanda média. Isto permite com que possam ser avaliadas curvas de carga, em W, de um dado consumidor, desde que sejam conhecidos a sua classe e faixa de consumo e sua demanda média, o que também pode ser obtido do seu consumo em determinado período.

A demanda média de um dado consumidor pode ser calculada através de seu consumo mensal, da seguinte forma:

$$D_{\text{média}} = \frac{I}{24 \times 30} \int_{720h} d_i dt = \frac{\varepsilon}{720} kW ,$$

onde ε é o consumo mensal do consumidor em kWh.

O valor da demanda $D(t)$, em qualquer instante t do dia, pode ser obtido pela expressão:

$$D(t) = d(t) \times D_{\text{média}},$$

onde $d(t)$ representa a demanda, em p.u., da curva de carga típica.

A curva de carga típica representa uma média de valores de demanda em cada instante do dia, extraída de uma amostra de medição de consumidores, ao longo de vários dias. Portanto, a curva média de um consumidor pode não coincidir com a curva real medida, porém um agregado de consumidores deve ter sua representação da curva agregada muito próxima da curva acumulada média. Além da curva de carga média, em alguns estudos, são disponibilizados dados de dispersão da média (desvio padrão), para cada instante do dia, com mostra a figura a seguir:

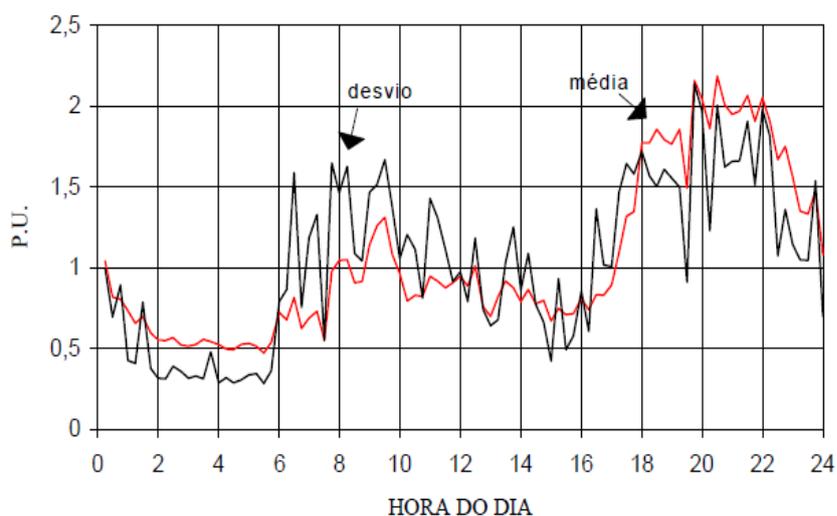


Fig.6.3 - **Curvas Diárias de Carga das médias e dos desvios padrão de um consumidor residencial**

Como a maioria dos estudos em distribuição trata de agregados de consumidores, a utilização de curvas de carga com valores médios é suficiente. A figura à seguir, mostra a curva média e a de dispersão em um transformador de distribuição que atende um aglomerado de consumidores.

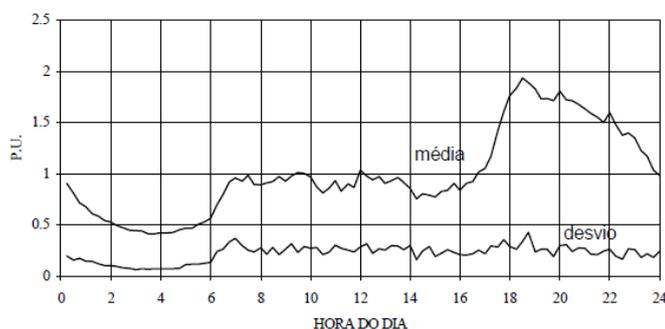


Fig.6.4 - **Curva de carga agregada no transformador de distribuição**

6.2. – Representação da carga em função da tensão de fornecimento

A potência elétrica absorvida por uma carga depende de sua natureza e pode variar em função da tensão a ela aplicada. Esta dependência pode ser descrita por expressões do tipo:

$$P = f_1(V) \quad e \quad Q = f_2(V)$$

Onde tem-se:

P = Potência ativa absorvida pela carga;

Q = Potência reativa absorvida pela carga;

V = Módulo da tensão aplicada à carga;

$f_1(V)$ = Função que relaciona a potência ativa ao módulo da tensão aplicada;

$f_2(V)$ = Função que relaciona a potência reativa ao módulo da tensão aplicada.

Existem vários modelos para representação da carga em função da tensão aplicada, onde destacam-se:

- Carga de potência constante com a tensão;
- Carga de corrente constante com a tensão;
- Carga de impedância constante com a tensão.

6.2.1 – Carga de potência constante com a tensão:

Para este tipo de carga, as potências ativas e reativas são invariantes com o valor da tensão que a suprime. Tais potências são iguais aos seus valores nominais ou de referência, independentemente do valor da tensão de fornecimento, ou seja, a potência absorvida por uma carga monofásica, com tensão nominal:

$$\bar{S}_{NF} = S_{NF} \left[\underline{\varphi} \right] = P_{NF} + jQ_{NF}, \text{ é constante para qualquer valor}$$

A corrente absorvida pela carga, quando alimentada com uma tensão qualquer $\dot{V}_F = V_F \left[\underline{\phi}_I \right]$, é obtida por:

$$\dot{I}_F = \frac{\bar{S}_{NF}^*}{\dot{V}_F^*} = \frac{S_{NF} \left[-\varphi \right]}{V_F \left[\underline{\phi}_I \right]} = \frac{S_{NF}}{V_F} \left[\phi_I - \varphi \right]$$

Pode-se citar como exemplo motor elétrico de indução, cuja potência elétrica ativa absorvida pelo motor deve, obrigatoriamente, ser igual à potência mecânica exigida pela carga aplicada em seu eixo, acrescida das perdas elétricas e mecânicas. Em quanto o motor continuar funcionando, a potência ativa que absorve deve ser praticamente constante e independente do valor da tensão.

Exemplo de aplicação da carga de potência constante em problemas de queda de tensão:

Considere o circuito da figura a seguir, que representa um trecho qualquer de uma rede de distribuição.

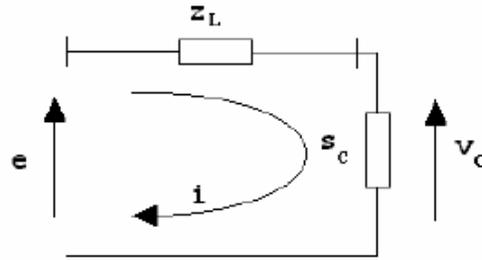


Figura 4-1 - Trecho qualquer de uma rede de distribuição

Na figura anterior:

- e indica a tensão no nó anterior;
- z_L indica a impedância da linha;
- s_C indica a carga consumida no nó;
- v_C indica a tensão no nó;
- i indica a corrente.

Do circuito da figura obtém-se:

$$e = v_C + i \cdot z_L$$

Também sabe-se que:

$$i = \frac{s_C^*}{v_C^*}$$

Substituindo uma equação na outra e v_C obtém-se:

$$v_C = e - \frac{s_C^*}{v_C^*} \cdot z_L$$

Da equação anterior chega-se a:

$$v_C^{(1)} = e - \frac{s_C^*}{v_C^{*(0)}} \cdot z_L$$

$$v_C^{(2)} = e - \frac{s_C^*}{v_C^{*(1)}} \cdot z_L, \quad \left| v_C^{(2)} - v_C^{(1)} \right| < \varepsilon$$

$$v_C^{(3)} = e - \frac{s_C^*}{v_C^{*(2)}} \cdot z_L, \quad \left| v_C^{(3)} - v_C^{(2)} \right| < \varepsilon$$

...

$$v_C^{(n+1)} = e - \frac{s_C^*}{v_C^{*(n)}} \cdot z_L, \quad \left| v_C^{(n+1)} - v_C^{(n)} \right| < \varepsilon$$

O método consiste em assumir-se um valor inicial para a tensão v_C , geralmente $v_C^{(0)} = 1 \angle 0^\circ$ pu, e, a partir daí, iniciar-se algumas iterações até alcançar-se um valor de v_C que satisfaça a condição dada pela inequação $\left| v_C^{(n+1)} - v_C^{(n)} \right| < \varepsilon$, para um dado ε , que indica a precisão desejada. O algoritmo desta iteração pode ser visto na figura a seguir.

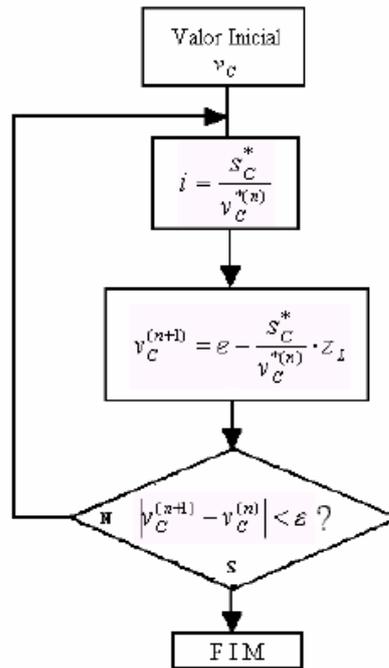


Fig.6.5: Fonte UnB- **Algoritmo para cálculo da queda de tensão para carga de Potência Constante**

6.2.2 – Carga de corrente constante com a tensão:

As cargas que apresentam este tipo de comportamento são os fornos a arco e as lâmpadas de descarga: fluorescentes, vapor de mercúrio, vapor de sódio. Este tipo de carga será modelado como carga de corrente constante com a tensão.

Para estas cargas, os valores da intensidade de corrente e do ângulo de rotação de fase da corrente em relação à tensão são aqueles obtidos para carga suprida com tensão nominal ou tensão de referência. Portanto a corrente absorvida por uma carga monofásica, que absorve a potência $\bar{S}_{NF} = S_{NF} \cos \phi = P_{NF} + jQ_{NF}$, quando suprida

por uma tensão nominal $\dot{V}_F = V_F \angle \phi$ é dada por:

$$\dot{I}_{NF} = \frac{\bar{S}_{NF}^*}{\dot{V}_{NF}} = \frac{S_{NF} \angle -\phi}{V_{NF} \angle \phi} = \frac{S_{NF}}{V_{NF}} \angle \phi - \phi = I_{NF} \angle \phi - \phi$$

O módulo da corrente ($I_{NF} = S_{NF}/V_{NF}$) e a rotação de fase entre a tensão e a corrente ($-\phi$), permanecem constantes.

Para qualquer valor de tensão $\dot{V}_F = V_F \angle \phi$ aplicado à carga, a corrente será dada por:

$$\dot{I}_F = I_{NF} \angle \phi - \phi$$

A potência absorvida será dada por:

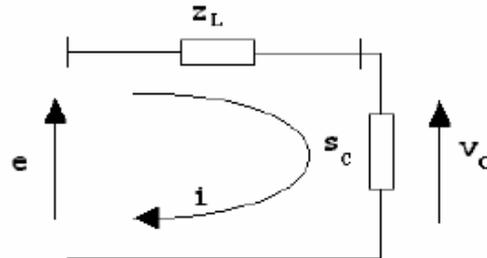
$$\begin{aligned} \bar{S}_F &= V_F I_F^* = V_F \angle \phi_1 I_{NF} \angle -(\phi_1 - \phi) = \\ &= V_F I_{NF} \angle \phi = V_F I_{NF} \cos \phi + j V_F I_{NF} \sin \phi \end{aligned}$$

Conclui-se que a potência absorvida pela carga varia linearmente com a tensão a ela aplicada:

$$\bar{S}_F = \frac{V_F}{V_{FN}} \bar{S}_{NF}$$

Exemplo de aplicação da carga de corrente constante em problemas de queda de tensão:

Considere o circuito da figura a seguir, que representa um trecho qualquer de uma rede de distribuição.

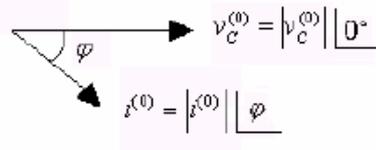


Fazendo uma breve análise do circuito obtém-se a equação a seguir:

$$e = v_C + z_L \cdot i \quad ; \quad v_C = e - z_L \cdot i$$

$$v_C^{(n+1)} = e - z_L \cdot i^{(n)}, \quad \left| v_C^{(n+1)} - v_C^{(n)} \right| < \varepsilon$$

A representação por vetores da corrente e da tensão está indicada na figura a seguir.



Assumindo o valor inicial $v_C^{(0)} = 1 \angle 0^\circ$ pu e procedendo-se às iterações, tem-se:

$$i^{(0)} = |i| \angle \varphi \Rightarrow v_C^{(1)} = e - z_L \cdot i^{(0)}, \Rightarrow |v_C^{(1)}| \angle \theta_1 \quad \left| v_C^{(1)} - v_C^{(0)} \right| < \varepsilon$$

$$i^{(1)} = |i| \angle (\varphi + \theta_1) \Rightarrow v_C^{(2)} = e - z_L \cdot i^{(1)}, \Rightarrow |v_C^{(2)}| \angle \theta_2 \quad \left| v_C^{(2)} - v_C^{(1)} \right| < \varepsilon$$

$$i^{(2)} = |i| \angle (\varphi + \theta_2) \Rightarrow v_C^{(3)} = e - z_L \cdot i^{(2)}, \Rightarrow |v_C^{(3)}| \angle \theta_3 \quad \left| v_C^{(3)} - v_C^{(2)} \right| < \varepsilon$$

⋮

$$i^{(n)} = |i| \angle (\varphi + \theta_n) \Rightarrow v_C^{(n+1)} = e - z_L \cdot i^{(n)},$$

$$\Rightarrow |v_C^{(n+1)}| \angle \theta_{n+1} \quad \left| v_C^{(n+1)} - v_C^{(n)} \right| < \varepsilon$$

Assume-se, então, um valor inicial para a tensão v_C para que se possa calcular o módulo do valor da corrente, que é constante. A partir daí, iniciam-se algumas iterações até atingir-se um valor de v_C que satisfaça a condição dada pela inequação

$\left| v_C^{(n+1)} - v_C^{(n)} \right| < \varepsilon$, para um dado ε . O algoritmo desta iteração pode ser visto na Figura seguinte.

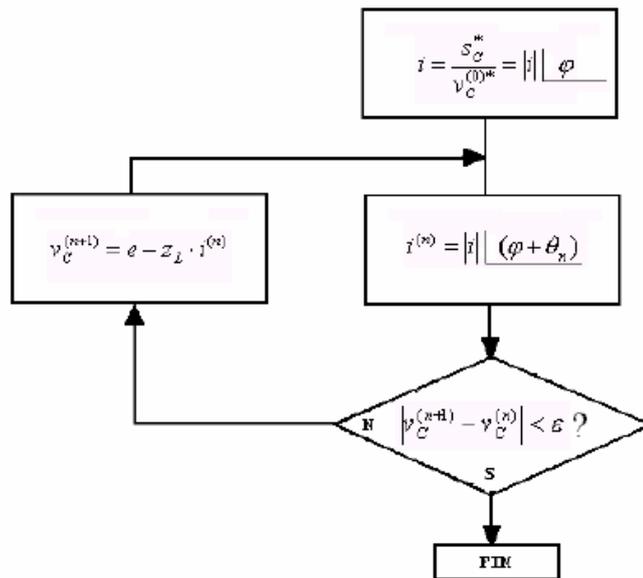


Fig. 6.6- Fonte UnB- **Algoritmo para o cálculo de queda de tensão para carga de corrente constante**

6.2.3 – Carga de impedância constante com a tensão:

Os equipamentos elétricos de aquecimento resistivo como os chuveiros, torneiras elétricas e os capacitores são exemplos de carga desta natureza.

Nestas cargas a impedância se mantém constante, sendo obtida a partir das potências ativa e reativa absorvidas pela carga quando alimentada com tensão nominal de referência. Temos então:

$$\bar{S}_{NF} = S_{NF} \angle \varphi = P_{NF} + jQ_{NF}$$

$$\dot{V}_{NF} = V_{NF} \angle \phi$$

A potência absorvida pela carga quando suprida por tensão nominal, resulta para impedância:

$$\bar{Z}_{CTE} = \frac{V_{NF}^2}{\bar{S}_{NF}^*} = \frac{V_{NF}^2}{S_{NF}} \angle \varphi = R + jX, \text{ onde:}$$

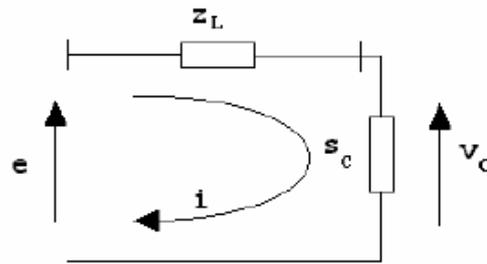
$$R = \frac{V_{NF}^2}{S_{NF}} \cos \varphi \quad e \quad X = \frac{V_{NF}^2}{S_{NF}} \sin \varphi$$

Para qualquer valor de tensão $\dot{V}_F = V_F \angle \phi$ aplicada à carga, a potência absorvida será dada por:

$$\bar{S}_F = \dot{V}_F \dot{I}^* = \dot{V}_F \frac{\dot{V}_F^*}{\bar{Z}_{CTe}^*} = \frac{V_F^2}{\frac{V_{NF}^2}{\bar{S}_{NF}}} = \left(\frac{V_F}{V_{NF}} \right)^2 \bar{S}_{NF}$$

Observa-se que a potência absorvida varia quadraticamente com a tensão aplicada.

Considere o circuito da figura a seguir, que representa um trecho qualquer de uma rede de distribuição.



Analisando o circuito, chega-se ao seguinte conjunto de equações:

$$\left. \begin{aligned} i &= \frac{v_C}{z_C} \\ i &= \frac{s_C^*}{v_C^*} \end{aligned} \right\} \Rightarrow \frac{v_C}{z_C} = \frac{s_C^*}{v_C^*} \Rightarrow z_C = \frac{|v_C|^2}{s_C^*}$$

$$\left. \begin{aligned} v_C &= i \cdot z_C \\ e &= i \cdot (z_C + z_L) \end{aligned} \right\} \Rightarrow v_C = e \cdot \frac{z_C}{z_C + z_L}$$

$$v_C = e - z_L \cdot i \Rightarrow v_C = e - z_L \cdot \frac{v_C}{z_C} \Rightarrow v_C^{(n+1)} = e - z_L \cdot \frac{v_C^{(n)}}{z_C}$$

Assume-se, então, um valor inicial para a tensão v_C , para que se possa iniciar a iteração e quando for atingido um valor de v_C que satisfaça a condição dada pela inequação $|v_C^{(n+1)} - v_C^{(n)}| < \varepsilon$, para um dado ε , finaliza-se a iteração. O algoritmo desta iteração pode ser visto na figura seguinte.

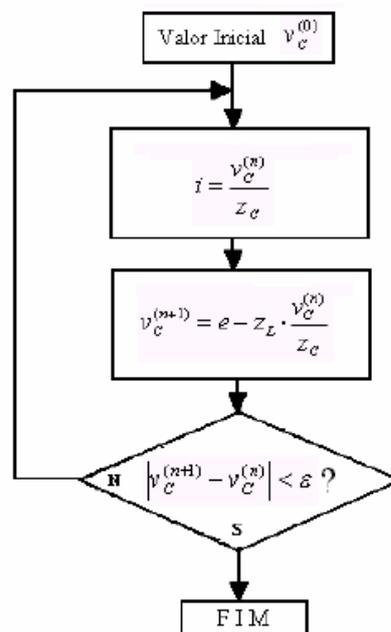


Fig. 6.7- Fonte UNB- **Algoritmo para o cálculo de queda de tensão para carga de impedância constante**

7. Medição da Curva de Carga

7.1. – Considerações Gerais

A energia elétrica é usada nas residências, no comércio e na indústria, em equipamentos para diversos fins. Apenas para ilustração, relaciona-se a seguir alguns dos destinos ou “usos finais” da energia elétrica.

a – nas residências: aquecimento de água (chuveiro, torneira elétrica, boiler, etc); na preparação de alimentos (fogão, torradeiras, liquidificador); na conservação de alimentos (geladeira, freezer); condicionamento de ambiente (ar condicionado, aquecedor, ventilador); iluminação (lâmpadas); no lazer (televisão); higiene e limpeza (máquina de lavar roupa, secadora, máquina de lavar pratos, aspirador de pó); etc.

b – no comércio: iluminação; conservação de alimentos; condicionamento de ambientes, etc.

c – na indústria : conversão eletro mecânica (motor, furadeira); conversão eletro térmica (forno); eletrólise; etc.

Desta forma, para determinar como é consumida a energia elétrica, procura-se identificar a “posse e hábitos de uso” destes equipamentos. Esta identificação é feita através de questionários, respondidos pelos consumidores que compõem uma amostra estatisticamente válida do universo destes. Nestes questionários, procura-se identificar quais os equipamentos, quantos existem num dado consumidor, e o instante em que são ligados e desligados.

Cada tipo ou classe de consumidor possui uma curva de carga característica, as quais serão apresentadas a seguir:

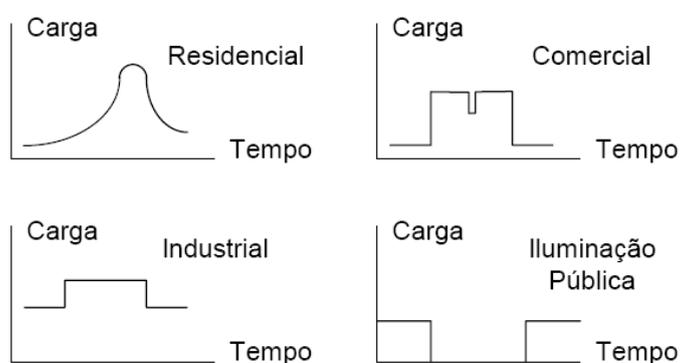
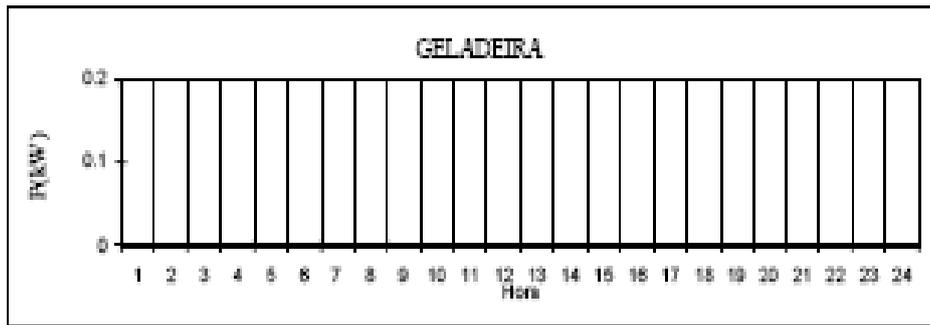
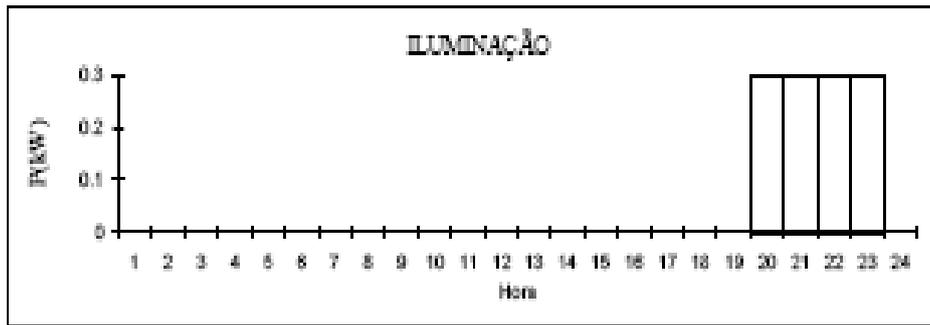
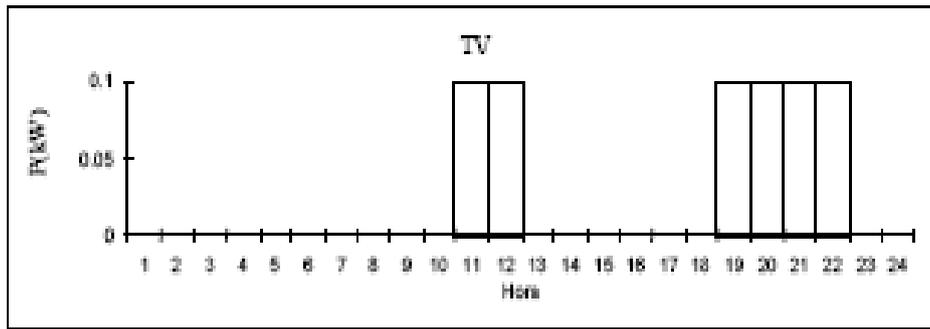


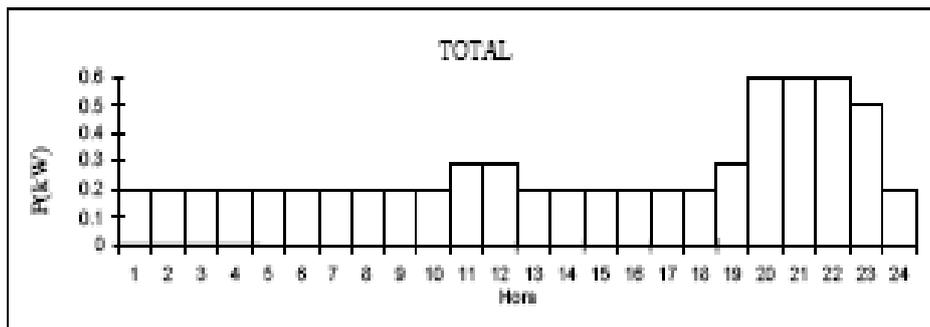
Fig.7.1 – Fonte UnB – Tipos de curvas de carga

Cada tipo ou classe de consumidor, por exemplo: residencial, apresenta a sua curva individual. Por exemplo, a iluminação de uma sala é ligada numa dada hora da noite, e é normalmente desligada quando os habitantes da residência em questão, vão dormir. No entanto, a geladeira fica constantemente ligada à tomada porém o compressor liga e desliga em função da temperatura interna. Para fins de curva de consumo entretanto, considera-se que a geladeira é uma carga com valor de potência fixa, constante durante todo o dia, e cujo valor é definido pelo valor médio com o compressor ligado e desligado.

A soma destes consumos dá a carga total do consumidor no dia. Na figura a seguir, apresenta-se um consumidor residencial, com 3 cargas: geladeira, iluminação e TV, seus períodos de uso e curva total de demanda.



a) equipamentos



b) total

Fig. 7.3 – Demanda dos Equipamentos Individuais e Demanda Total

7.2. – A Curva Diária de Carga

7.2.1 – A aleatoriedade das cargas:

Quando se obtém a resposta a questionários com informações de posse e hábito de uso, pode-se estimar qual é a forma da curva de carga do consumidor em estudo. Porém esta curva se trata de um valor médio, não significando que ela se repetirá todos os dias. Quando se somam várias destas curvas médias para determinar, por exemplo, a curva de carga de uma cidade, é provável que o resultado obtido seja válido pois, embora exista a aleatoriedade no consumo individual, como existem muitos destes componentes, a aleatoriedade global acaba se compensando e o resultado da soma média é a carga da cidade.

Isto, entretanto, não é válido para um consumidor individual onde, por exemplo deseje-se ter acesso a sua carga para dimensionamento da sua “entrada” de força e luz. Neste caso, é preciso determinar não só a curva média mas também as curvas diárias individuais, e isto é feito através de medição numa amostra estatisticamente válida. A área sob a curva de carga é a energia consumida pela geladeira, TV, e a iluminação multiplicando as demandas pelos respectivos tempos de uso, e acumulando-os no período. Pode-se da mesma forma obter a energia total consumida que pode ser expressa em kWh/dia ou kWh/mês ou mesmo kWh/ano.

7.2.2 – A Curva de Carga Diária:

A curva de carga diária é a representação do consumo de energia elétrica, e expressa a variação da potência ou demanda no tempo (kWxhora). Para sua representação, é preciso definir antes a demanda média (D) num período (T), que é o valor da energia consumida (E), dividida pelo período ($D=E/T$). Dimensionalmente, trata-se de kWh/h, ou seja, tem a dimensão de potência (kW).

A curva de carga diária é o gráfico no tempo das demandas médias. Assim, junto com a curva de carga, é preciso definir qual é o intervalo de demanda média. O mais comumente encontrado são curvas diárias baseadas nas demandas médias a cada 1 hora, ou nas demandas médias a cada 15 minutos. Na engenharia de distribuição de energia elétrica, trabalha-se normalmente com as demandas médias em intervalos de 15 minutos, resultando numa curva diária com 96 pontos, como mostra a figura a seguir:

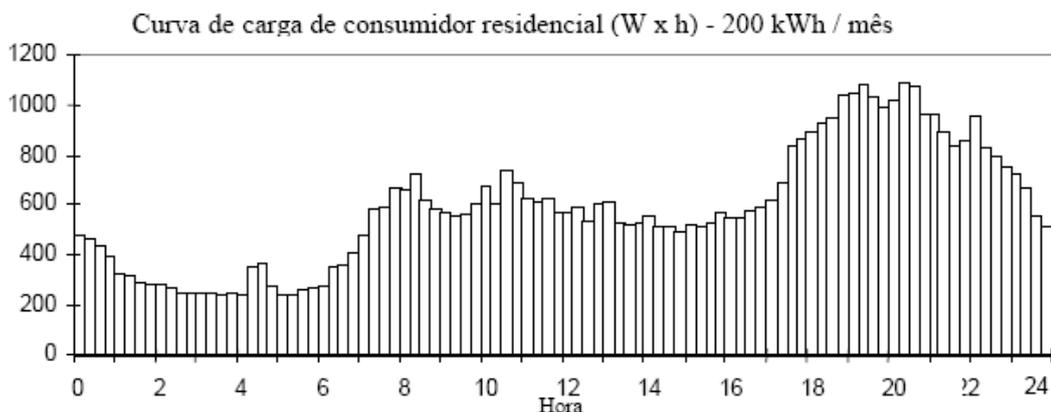


Fig.7.4 – Curva de Carga Diária – Demanda Médias de 15 minutos

Normalmente, em lugar de patamares de potência nos intervalos de tempo, são colocados pontos que são unidos continuamente. Trabalha-se neste caso com demandas médias de 15 minutos. Assim só será feita referência de qual a demanda média, quando esta for diferente de 15 minutos.

7.2.3 – Fatores que caracterizam Curva de Carga:

Os fatores comumente utilizados na caracterização da curva de carga são:

- demanda máxima; energia consumida; potência média; fator de carga; fator de demanda; fator de utilização; demanda máxima diversificada; demanda máxima não coincidente; fator de diversidade; fator de coincidência; fator de contribuição, (já mencionados em itens anteriores (4.1 em diante)).

- fator de perda e horas equivalentes.

Este fator já foi definido anteriormente, mas por uma questão de elucidação, será apresentado novamente.

A energia consumida por um dado elemento (ΔE), é calculada por:

$$\Delta E = r i^2 t$$

Sendo: r a resistência interna do elemento; i a corrente e t o tempo. Considerando que a tensão seja constante, então a energia perdida será proporcional (k) ao quadrado da demanda:

$$\Delta E = k D^2 t$$

Portanto, a energia perdida em um dia será:

$$\Delta E_{dia} = k \sum_1^{96} D^2 \left(\frac{15}{60} \right) = k \left(\frac{15}{60} \right) \sum_1^{96} D^2$$

A potência perdida média (ΔP) será:

$$(\Delta P) = \frac{\Delta E_{dia}}{24} = (k/96) \sum_1^{96} D^2$$

O fator de perda (fp) será aquele resultante da equação a seguir:

$$fp(D_{max})^2 = \frac{1}{96} \sum_1^{96} D^2$$

$$fp = \frac{1}{96} \sum_1^{96} (D/D_{max})^2$$

As horas equivalentes de perdas (hp) serão dadas pela fórmula:

$$hp(D_{max})^2 = \frac{1}{96} \left(\sum_1^{96} D^2 \right) 24$$

$$hp = \left[\frac{1}{96} \sum_1^{96} (D/D_{max})^2 \right] 24 = fp 24$$

- curva das demandas acumuladas:

A curva das demandas acumuladas exprime qual a porcentagem do tempo em que um valor de demanda é excedido. Ela é obtida, determinando quanto tempo a demanda fica acima do referido valor. Exemplo:

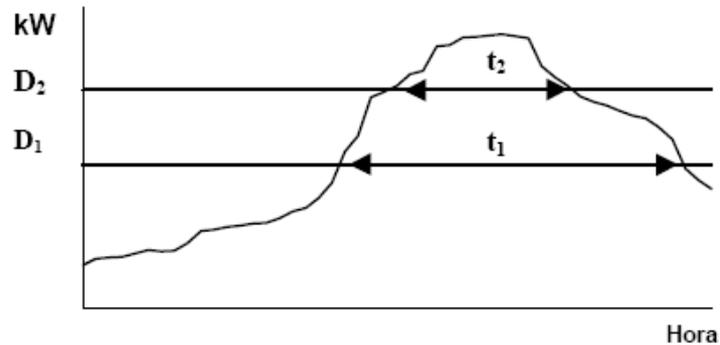


Fig. 7.5 – Cálculo da Curva das Demandas Acumuladas

$$\text{Probabilidade } (D \geq D1) = \frac{t_1}{24}$$

$$\text{Probabilidade } (D \geq D2) = \frac{t_2}{24}$$

Normalmente estes valores são representados numa curva, como mostrada a seguir:

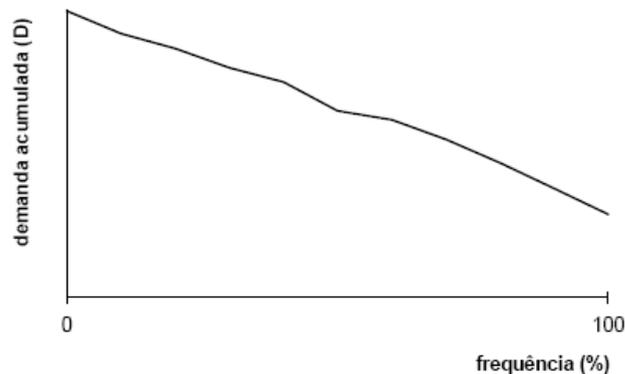


Fig. 7.6 – Curva das Demandas Acumuladas.

OBS:

- É importante lembrar que, as definições contemplaram curva diária e a curva de carga referida à potência ativa.
- Na prática, é de interesse que estes fatores sejam referidos à potência aparente. Basta substituir D(kW), por S(kVA).
- Em lugar de período de 1 dia, pode-se considerar 1 mês, 1 ano, levando a fatores similares, tais como fator de carga mensal, fator de carga anual, etc.

7.3. – Medição da Curva de Carga

Para o estudo das curvas de carga, faz-se necessário medi-las e organizar as informações num mesmo referencial de forma a poder analisá-las e compará-las.

7.3.1.- Equipamentos de Medição

Os consumidores dispõem em sua entrada de energia, de um medidor de energia elétrica tipo indução, que pode ser empregado em circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos, conforme sua construção.

Este equipamento é composto basicamente de:

- a- Bobina de potencial B_p , ligada em paralelo com a carga;
- b- Bobina de corrente B_c , ligada em série com a carga, dividida em duas meias bobinas enroladas em sentidos contrários;
- c- Núcleo de material ferromagnético;
- d- Núcleo de alumínio com grau de liberdade de girar em torno de seu eixo de suspensão M ;
- e- Imã permanente para produzir o conjugado frenador sobre o disco.

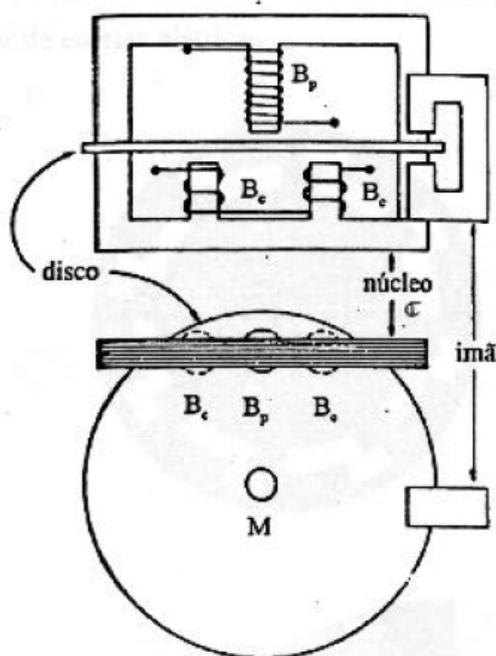


Fig.7.7 – Medidor de energia monofásico

O medidor funciona através da interação eletromagnética dos fluxos alternados (produto deles) produzidos nas bobinas, criando um movimento de rotação no disco. Assim, a velocidade de rotação do disco é função da potência solicitada pela carga, sendo a energia ativa consumida proporcional ao número de voltas do disco.

Para se registrar ponto a ponto a potência consumida pela carga numa primeira alternativa, as concessionárias utilizam estes medidores sendo necessários alguns artificios.

Na superfície inferior do disco, são feitas marcações para leitura. Através de um transdutor colocado sob o disco, a leitura destas marcações é transformada em pulsos de tensão que, são transmitidos e contados em um registrador eletrônico acoplado ao medidor de energia elétrica.

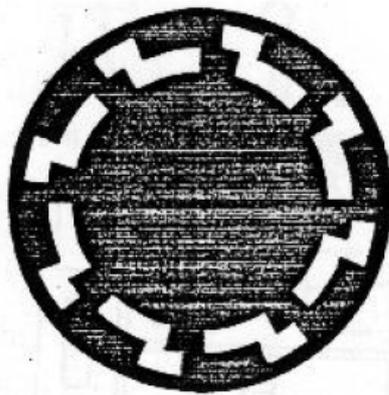


Fig.7.8 – Disco medidor de energia.

O registrador que atende às necessidades deste procedimento é o REP (Registrador Eletrônico Programável). É um equipamento que acumula os pulsos num dado intervalo de tempo especificado, determinando a energia e por conseqüência, Pode-se obter a potência média no intervalo. Este valor de potência é alocado na memória da massa, seguindo tabelas horárias, diárias e mensais. Possuem memórias de massa tipo RAM com baterias de "backup" com autonomia de pelo menos 120 horas na maioria dos casos.

O REP pode armazenar dados referentes a 38 dias de medição com potências definidas em intervalos de 15 minutos.

Para medição trifásica utiliza-se o mesmo registrador, porém acoplado a um medidor de indução de três elementos (um elemento ou "elemento motor" é o conjunto "bobina de corrente – bobina de potencial e disco de alumínio"). Então os três discos são acoplados a um mesmo eixo sendo a medição única.

Nas medições em transformadores é necessário o emprego de transformadores de corrente, para reduzir o valor destas a níveis compatíveis com os elementos. Nas medições dos transformadores, são também registrados os valores de potência reativa (kVAR), através de um outro medidor, com ligação conveniente da tensão e corrente nas bobinas de forma que a rotação do disco seja proporcional a potência reativa.

A retirada dos dados é feita através de uma leitora programável que, acoplada ao REP, inicializa o programa operacional no início da medição e faz a retirada dos dados no final do período.

Os registros são feitos em dispositivo magnético e, após os testes de consistência, são passados para disquetes a fim de serem tratados.

Estes equipamentos têm evoluído e hoje já se encontram no mercado equipamentos onde o medidor e o registrador estão integrados na mesma unidade eletrônica.

Um deles funciona com base em amostragem discreta de sinais. As três tensões e correntes são lidas através de um conversor analógico digital com freqüência de até 256 amostras por ciclo a 60 Hz. Os valores amostrados correspondentes a um ciclo a 60 Hz são utilizados para determinar o módulo e fase da senóide fundamental.

Com o módulo e fase das tensões e correntes, pode-se determinar as potências ativas e reativas, os fatores de potência, por fase ou trifásico. Evidentemente, precisa também fazer uma média no intervalo de demanda desejado. Os valores são armazenados nesta unidade eletrônica que possui uma saída serial para transferir a informação a um computador para posterior análise e armazenamento.

7.4.- Curva de Carga e Representação do consumidor

Normalmente as curvas diárias dos consumidores são medidas, por período de 15 a 30 dias em média. Para cada dia registra-se uma curva com os valores da potência média (kVA) em cada intervalo de integração de 15 minutos (96 pontos). Junto com a curva, vem identificado o dia, mês, ano e dia da semana.

Estas curvas de vários dias são utilizadas para obter duas outras curvas que representarão um dado consumidor:

7.4.1.- Tipos de Curva:

- Curva Média:

É uma curva de 96 pontos, uma para cada 15 minutos $P_m(t)$ {ou $M(t)$ }, obtidos pela média dos pontos naquele horário de todas as curvas diárias.

$$M(t) = P_m(t) = \frac{\sum_1^n P_d(t)}{n} \quad t = 1 \dots 96$$

$P_d(t)$ = valores medidos nos vários dias no instante t;

N = números de dias de medição

- Curva de desvios:

É a curvas de 96 pontos $S(t)$, obtidos pelo cálculo do desvio padrão.

$$S^2(t) = \frac{\sum_1^n (P_d(t) - P_m(t))^2}{n - 1}$$

O valor

$$E_{base} = \int_1^{24 \text{ horas}} P_m(t) dt \cong \sum_1^{96} P_m(t) \frac{15}{60}$$

é o valor da energia média em um dia. O valor $P_{base} = E_{base} / 24$ representa a potência média, valor este que, constante durante todo o dia, levaria a uma energia consumida E_{base} ou a $(30E_{base})$ num mês. Segue-se que:

$$P_{base} = \frac{E_{mensal}}{24 \times 30}$$

onde P_{base} pode ser usada para normalizar os valores das curvas média e dos desvios.

$$m(t) = \frac{P_m(t)}{P_{base}} pu$$
$$s^2(t) = \frac{S^2(t)}{P_{base}^2} pu$$

Calcula-se também o valor "dos desvios em relação à média" por:

$$\bar{s}(t) = \frac{s(t)}{m(t)} pu/ pu$$

Segue-se pois, que o consumidor ou transformador passa a ser definido pelas suas curvas média e de desvios em pu (m,s)

Pode-se estabelecer valores de (m,s) para diferentes faixas de estratos de consumo, para diferentes tipos de cidade, e definir uma curva estatística do consumidor através dos seguintes passos:

1º Passo:

Dado C_{mj} , consumo médio mensal do consumidor j , calcula-se $P_{basej} = \frac{C_{mj}}{(24 \times 30)}$

2º Passo:

Com a curva representativa de consumidor (m,s), calculam-se os valores da curva média e de desvios em kW por:

$$\begin{aligned} M_j(t) &= m(t)P_{basej} & t=1 \dots 96 \\ S_j(t) &= s(t)P_{basej} & t=1 \dots 96 \end{aligned}$$

3º Passo:

Define-se uma curva diária estatística (admitindo-se uma distribuição gaussiana)

$$P_{dj}(t,k) = M_j(t) + k S_j(t)$$

As seguintes probabilidades (%) de não serem excedidas são associadas aos valores k:

K	1,0	1,3	1,96	2,0	3,0
%	84,0	90,0	95,0	98,0	99,9

Na realidade a curva do consumidor pode não ser gaussiana, mas uma distribuição assimétrica. Porém para efeito de cálculo admitir-se-á que seja gaussiana definida pelos valores calculados de M_j e S_j .

Este procedimento é usado para todos os consumidores e para os transformadores de distribuição e poderia ser extrapolado para outros elementos: alimentadores, subestações, etc.

7.4.2.- Amostra de Medição

Antes de iniciar as medições, procura-se fazer uma estimativa inicial do volume delas, ou seja, do tamanho da amostra.

Normalmente, o tamanho da amostra n , pode ser obtido pela equação:

$$n = \frac{Z_{\alpha/2}^2 S^2}{L_0^2}$$

Onde: S : desvio padrão kW;

L_0 : erro aceitável na média kW

$Z_{\alpha/2}$: valor associado ao nível de segurança

Na tabela a seguir, como exemplo, são apresentados valores de tamanho de amostra

Tabela 7.1 - Tamanho da Amostra

NÍVEL DE CONFIANÇA						
90%				95%		
L_0				L_0		
S	0,25	0,50	1,0	0,25	0,50	1,0
2,00	174,00	44,00	11,00	246,00	62,00	15,00
5,00	1089	272,00	68,00	1537	384,00	96,00

Conclui-se, que a amostra no qual será avaliada a média, deve ter 300 a 400 elementos (95% confiança, $L_0=0,5$; $S=5$). Entretanto como não se conhece a priori o valor S, nem como serão agrupados os dados, pode-se partir com este objetivo e efetuar verificações após terminada cada fase de medição.

Para os transformadores, a amostra necessária é menor, visto ser também menor o desvio padrão.

7.4.3.- Escolha dos locais de medição e estratos

A título de exemplo, foram tomados como referência estratos de consumidores residenciais, das concessionárias CPFL e CESP, e partiu-se inicialmente com a proposição de dividir os consumidores em estratos de consumos quais sejam:

Tabela 7.2 – Agrupamento de estratos de consumo

kWh/mês	0-50	51-100	101-150	151-200	201-300	301-400	401-500	501-1000	>1001

De posse dos resultados seria verificada a possibilidade de agrupar alguns estratos.

Para transformadores, não se estabeleceu uma regra a priori, exceto que este alimentasse carga predominantemente residencial (mais que 95%).

Esta análise foi feita com base na distribuição estatística dos consumos (kWh/mês), por estrato, e o seu resultado pode ser considerado como orientativo, válido para início das medições, visto que similaridade de consumo não necessariamente pode significar similaridade da curva de carga, devendo tal fato ser revisto no final das medições.

7.4.4.- Tratamento das informações - Métodos

Para o tratamento das informações são utilizados dois procedimentos:

- Análise de Agrupamento (também conhecida como cluster(semente))

Na análise dos "clusters", as curvas são alocadas em compartimentos (cluster) de acordo com a distância euclidiana entre seus pontos. Seja por exemplo uma amostra com n curvas (cada uma com m pontos), e que se deseja agrupá-las em w grupos (cluster).

O processo de cálculo para isto segue os seguintes passos:

- as primeiras w curvas são alocadas uma em cada "cluster";
- para as (n-w) curvas seguintes (i), toma-se uma delas e calcula-se a distância euclidiana entre seus pontos e os pontos das curvas nos w "clusters", pela seguinte expressão:

$$D_{iw}^2 = \sum_1^m (x_i - x_{wi})^2$$

Onde: x_i = ponto i da curva que está sendo classificada;

x_{wi} = ponto i da curva do cluster.

-a curva i será alocada no cluster para o qual obteve-se a menor distância. A curva típica do "cluster"(semente) passa a ser substituída pela média das curvas alocadas no "cluster".

-o processo é repetido para toda a amostra quando finda a primeira iteração. Como a escolha do "cluster"(semente) é arbitrária, sem um critério de espaçamento entre as curvas, procura-se reiniciar o processo (2ª iteração) alocando as n curvas nos "clusters" porém partindo como cluster inicial as curvas médias no final da iteração 1.

- o processo finaliza quando entre duas iterações sucessivas, as curvas permanecem nos mesmos "clusters", ou quando se atinge o número máximo de iterações. Desta forma, ficam em cada "cluster" as curvas que tem a mesma forma e estão próximas entre si.

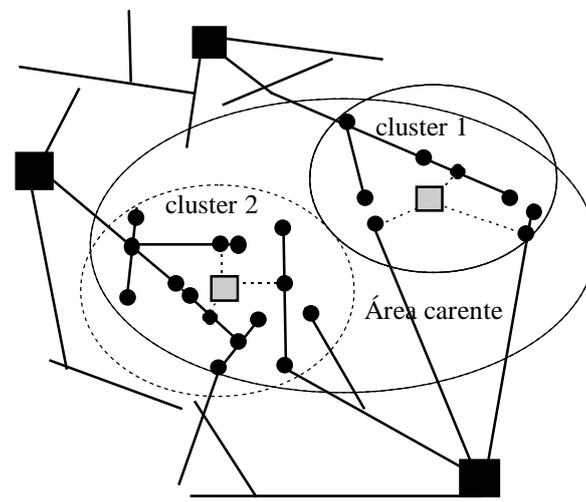


Fig.7.9 – "Clusters"

Para as curvas do mesmo "cluster", são calculadas as curvas médias e de desvios, bem como a porcentagem de incidência de elementos da amostra. Portanto com esta análise pode-se procurar tendências nas formas das curvas e sua representatividade.

- Análise das médias e dos desvios padrões

No estudo das médias e dos desvios, procede-se o cálculo com todas as curvas diárias, ou todas as curvas de um estrato ou de uma concessionária, tentando assim estabelecer um subconjunto (por exemplo: consumidores num estrato), que será caracterizado pelas suas curvas médias e dos desvios.

7.4.5.- Análise das Medições

Na tabela a seguir, estão indicadas as medições tomadas como exemplo, para fazer análise das medições. Com estas medições, foram calculadas as curvas médias e de desvios que foram recomendadas para o uso em modelagem da rede e de equipamentos(Transformadores). Antes, procedeu-se uma análise de agrupamento visando examinar se havia tendências na amostra da curva.

Tabela 7.3 – Medições a serem analisadas

kWh/mês	CESP	CPFL	ELETROPAULO
CONSUMIDORES			
0-50	33	-	-
51-100	175	65	157
101-150	464	98	157
151-200	563	282	105
201-250	374	180	204
251-300	241	95	212
301-400	165	150	281
401-500	-	-	76
501-1000	68	-	30
>1000	-	-	-
Sub Total	2083	870	1065
Transformadores			
< 7300	77	832	164
≥ 7300	84	843	136
Sub-Total	161	1675	300
Total Geral	Consumidores 4018; Transformadores 2136		

A análise das medições foi feita segundo dois critérios:

- Análise de Agrupamentos (Cluster)

Inicialmente foi organizada uma amostra com todas as curvas diárias de todos os consumidores, e outra com todos os transformadores, para serem usadas numa análise de agrupamento.

Os dados foram processados solicitando a divisão em 10 clusters (grupos). As curvas médias de cada cluster estão indicadas nas figuras a seguir:

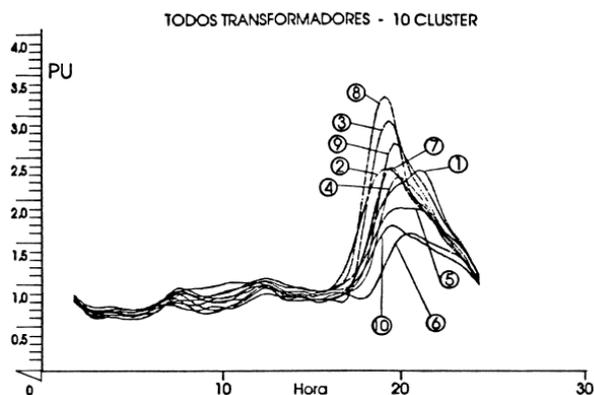


Fig.7.10 – Média dos Clusters – Transformadores

Se observarmos a Fig.7.10, podemos verificar que os clusters 1, 2, 3, 4 são semelhantes diferindo apenas no horário de pico.

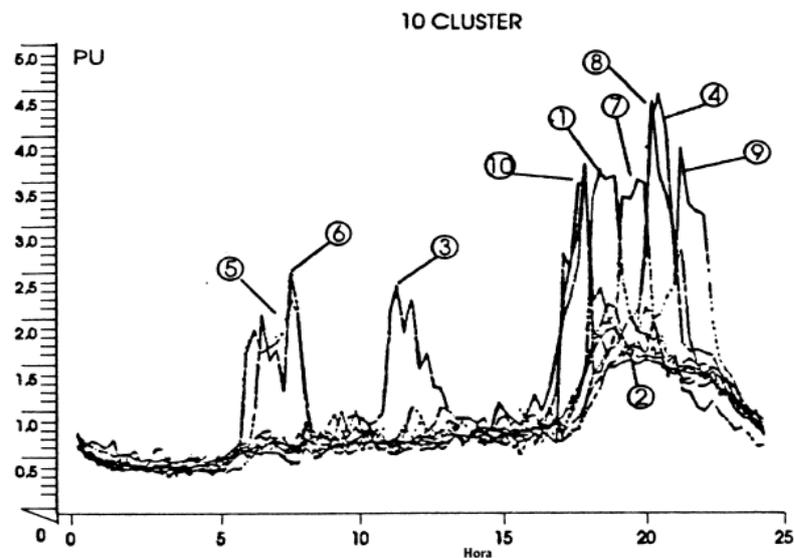


Fig.7.11 – Média dos Clusters - Consumidores

Se observarmos a fig.7.11, pode-se verificar que os clusters: 3, 5 e 6 caracterizam-se por ter pico durante o dia. O cluster 2 tem pico baixo e os clusters restantes são semelhantes entre si.

- Análise das Médias e Desvios

Nesta análise, os consumidores são agrupados por localidade e por consumo. Nesta análise foram utilizados os dados da tabela a seguir:

Tabela 7.4 – Estratos dos consumidores residenciais

Estratos kWh/mês		
CESP	CPFL	ELETROPAULO
0-50	51-100	101-200
51-200	101-200	201-400
201-300	201-300	401-500
301-400	301-400	501-1000
> 401	-	-

Procede-se então o cálculo das curvas médias e de desvios, individuais depois agrupando por estrato, e por localidade. Quando existe semelhança das curvas em alguns estratos, estes são agrupados.

Resulta então a recomendação de curvas (em pu) das médias e dos desvios para certos estratos, listados na tabela acima. O procedimento feito para os transformadores é o mesmo.

As curvas a seguir, foram obtidas dos dados acima.

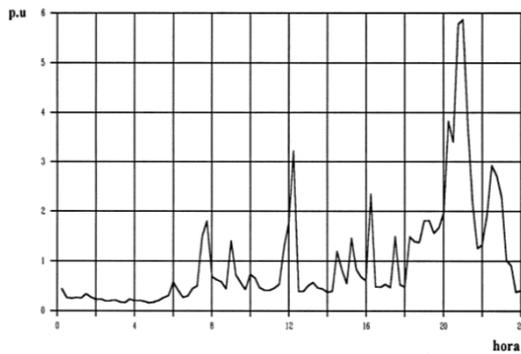


Fig.7.12-a- Média

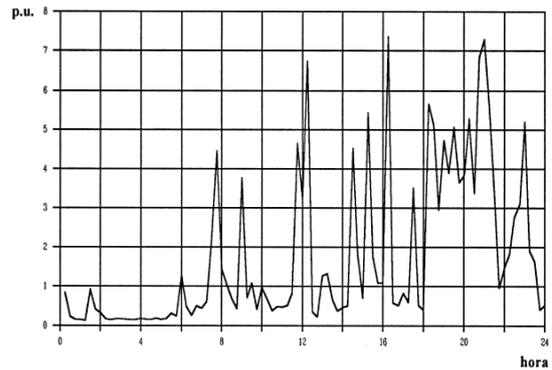


Fig.7.12-b- Desvio Padrão

Figura 7.12 – Estrato de consumo de 0-50 kWh/mês (CESP)

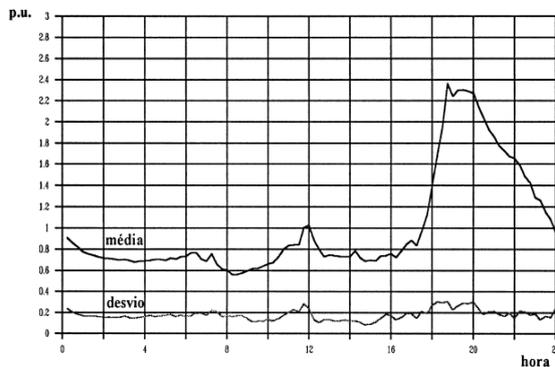


Fig.7.13-a- transformadores /Energia < 7300kWh/mês

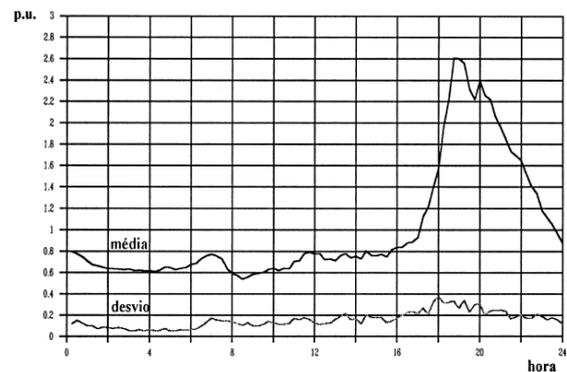


Fig. 7.13-b- transformadores /Energia > 7300 kWh/mês

Fig.7.13 – Transformadores /Energia <7300kWh/mês e >7300kWh/mês

Obs: Examinando-se as curvas representativas dos consumidores verifica-se que:

- os desvios padrão no caso de consumidores residenciais (da ordem de grandeza da média). Isto é devido a aleatoriedade de algumas cargas como chuveiro, iluminação, máquinas de lavar, etc.
- os desvios padrão no caso de transformadores são pequenos (20 a 30% da média), visto que neles estão ligados vários consumidores e a aleatoriedade não é muito sentida, pela diversidade da carga.

7.5.- Tipos de Consumidores

7.5.1.- Consumidores Residenciais

Alguns estudos foram efetuados para a identificação da curva de carga de consumidores residenciais, os quais basearam-se em questionários que foram respondidos pelos consumidores, indicando a posse dos eletrodomésticos (quantos, que tipo, etc.) e o hábito de uso (horário e tempo).

Com base nestas informações, é proposta a compilação de uma curva de carga representativa para os consumidores, para a soma de consumidores de uma cidade, de uma região, do estado, etc.

São feitas algumas medições, porém orientadas a verificar o hábito do uso comparando-o com a resposta do questionário.

No estudo de prédios residenciais são feitas medições com maxímetros (para determinar o valor da ponta) colocados em média durante dois dias nos circuitos do condomínio, do apartamento de maior consumo de energia, e na cabine de entrada.

Estas medições servem para determinar estatisticamente as características da ponta da carga, como por exemplo: kW de ponta por m² do apartamento; dos elevadores; das bombas; e fatores de diversidade.

Partindo da análise destes documentos, é possível estabelecer uma sistemática para desenvolvimento do estudo da curva diária de carga para os consumidores e transformadores residenciais.

Procura-se observar que o procedimento de um eletrodoméstico de uso praticamente contínuo (geladeira, freezer), é alocado na curva de carga como uma potência constante durante todo o dia.

O chuveiro elétrico é alocado, considerando a probabilidade da hora do banho e o valor da potência é distribuída na hora, com uma curva de potência no tempo com o valor máximo no instante do banho indicado pelo consumidor.

A metodologia apresentada anteriormente é aplicada para um consumidor, quando se conhece a sua posse e hábito.

7.5.2.- Consumidores Comerciais

O estudo das curvas de carga de consumidores comerciais envolve as seguintes etapas:

- caracterização das atividades e análise de sua importância;
- definição das atividades para as quais serão medidas as curvas de carga;
- medições;
- análise dos resultados e agrupamento de atividade;
- recomendações de curvas de carga típicas por atividade.

O procedimento de medição e análise, caracterizando o consumidor por uma curva diária de carga média e uma de desvios, todos em pu da potência mensal, é semelhante ao estabelecido para consumidores residenciais.

a. Caracterização das Atividades quanto à sua importância.

Estão cadastradas no Estado de São Paulo cerca de 200 atividades comerciais. Algumas são semelhantes entre si e podem levar a confusão na hora de classificar o consumidor (ex: Manutenção e Conservação de veículo Geral e Reparação de veículos) e existem aquelas indefinidas (Comércio Varejista – Outros).

Existem atividades que podem ser consideradas mais importantes que outras, quando se considera o número ou mesmo a energia global consumida pelos consumidores nestas atividades.

Considerando estes quesitos e o aspecto de recursos financeiros para caracterizar todas as atividades, procurou-se identificar quais as mais importantes quanto ao número de consumidores e energia consumida.

Para realizar este estudo, obteve-se um arquivo de dados de 3 concessionárias: CESP.CPFL e Eletropaulo. De posse destes dados, procedeu-se o seguinte:

- totalização do número de consumidores por atividade comercial;
- totalização do número de consumidores por faixa de consumo médio;
- classificação das atividades comerciais com maior número de consumidores, em ordem decrescente;
- cálculo das porcentagens do número de consumidores de cada atividade com relação ao total e com relação ao maior valor, por atividade.

A partir destes itens, gerou-se uma listagem, que será apresentada a seguir, com alguns consumidores já classificados, com exemplo:

Tabela 7.5 – Classificação Quanto ao número de consumidores

ATIVIDADES	CÓDIGO	CLASSIF.	QTDE TOTAL	% DO TOTAL	% DO MAIOR
Bares, Botequins e Cafés	5222	1	44204	10.62	100.00
Comércio Varejista - Outros	6199	2	33750	8.11	76.35
Atividades não Especificada	6999	3	28736	6.90	65.01
Outros Serviços Comerciais	5599	4	27959	6.72	63.25
Com. Var. Vestuário e Calçado	6112	5	18060	4.34	40.86
Assist. Med. Odont. Veterinária	5433	6	16140	3.88	36.51
Escrit. Empresas-não Especifica	5769	7	15178	3.65	34.34
Mercearias, Armaz. E Padarias	6114	8	14276	3.43	32.30
Manut. Conserv. Veículo-Geral	5322	9	12023	2.89	27.20
Barbearias, Saunas e Lavanderia	5410	10	10339	2.48	23.39
Entidades Religiosas	8010	11	9761	2.34	22.08
Preparação de Veículos	5321	12	8484	2.04	19.19
Restaurantes e Lanchonetes	5221	13	8335	2.00	18.86
Com. Var. Carnes e Peixes	6113	14	7926	1.90	17.93
Com. Var. Mat. Construção	6101	15	7121	1.71	16.11

Dando continuidade ao estudo, baseando-se nos dados da tabela apresentada acima, passa-se agora aos seguintes passos:

- cálculo da energia média, total por atividade, a partir da seguinte fórmula:

$$\sum (\text{valor central da faixa de consumo}) * (\text{n}^\circ \text{ de consumidores da faixa correspondente})$$

- classificação, em ordem decrescente das atividades comerciais com maior valor de energia média, calculada no passo anterior.

A partir dos passos anteriores, gerou-se uma lista com a ordem de classificação, sendo que não foram incluídos nestes passos os consumidores de faixa de consumo maior que 5000 kWh/mês.

Realiza-se uma comparação entre listagens de atividades comerciais classificadas por número de consumidores e por energia média.

A partir desta comparação, permite-se selecionar como primeiro grupo para análise as 50 primeiras atividades comerciais classificadas por energia média, cujo conjunto contempla também as 46 primeiras classificadas por número de consumidores, que será apresentado somente uma pequena parte, em forma de tabela.

Tabela 7.6 – Principais atividades- Classificação quanto ao nº e energia consumida dos consumidores comerciais

ATIVIDADES	CÓDIGO	CONSUMO MÉDIO		NÚMERO DE CONSUMIDORES	
		TOTAL(MWh)	CLASSIF.	TOTAL	CLASSIF.
Bares, Botequins e Cafês	5222	24934.7	1	44204	1
Comércio Varejista - Outros	6199	17811.9	2	33750	2
Outros Serviços Comerciais	5599	15980.1	3	27959	4
Restaurantes e Lanchonetes	5221	15379.6	4	8335	13
Mercearias, Armaz. e Padarias	6114	14360.9	5	14276	8
Atividades não Especificada	6999	14069.6	6	28736	3
Bancos e Caixas Econômicas	5900	12317.3	7	2606	35
Com. Var. Vestuário e Calçado	6112	11371.1	8	18060	5
Escrit. Empresas não Especif	5769	9507.6	9	15178	7
Com. Var. Carnes e Peixes	6113	8663.5	10	7926	14
Supermercados	6115	8133.8	11	2309	39
Comercial - Serviço	6800	7642.9	12	4887	20
Com. Var. Combustíveis/ Lubrif	6109	5276.3	13	2741	33
Assist. Med. Odont. Veterinária	5433	4652.2	14	16140	6
Hotéis e Motéis	5211	4419.1	15	1846	49
Assoc. Benef. Relig. E Assistên	8021	4240.0	16	2902	30
Manut. Conserv. Veículo-Geral	5322	4218.0	17	12023	9
Barbearias, Saunas e Lavanderi	5410	4047.0	18	10339	10
Com. Var. Móveis e Util. Dom	6106	3723.8	19	4659	22
Com. Var. Mat. Construção	6101	3410.1	20	7121	15
Entidades Religiosas	8010	3127.3	21	9761	11
Reparação de Veículos	5321	3002.3	22	8484	12

Analisando o conjunto de 50 atividades selecionadas, é possível dividi-lo em grupos:

I - Atividades com especificação inadequada ou incompleta

Estas atividades pela sua descrição não permitem uma definição clara do tipo de consumidor;

II – Atividades não representativas

É selecionada algumas atividades que não são representativas em número comparando-se com a quantidade de consumidores das outras atividades que se pretende medir;

III – Atividades comerciais cujas unidades consumidoras devem ser medidas – Prioridade I

IV – Atividades comerciais cujas unidades consumidoras devem ser medidas – Prioridade II

Tratam-se de atividades que, comparadas às demais e, em função do pequeno número de aparelhos de medição, foram colocadas em segunda prioridade.

Para a estratificação de cada atividade em consumidores pequenos, médios e grandes, com relação ao consumo médio (kWh), foram elaborados, para cada uma das atividades principais e para cada concessionária, gráficos da Freqüência Percentual acumulada (FA) nas respectivas faixas de consumo médio, obtidas a partir da seguinte expressão:

$$FA_n = \frac{\sum_{i=1}^n NC_i}{NC_t} \times 100$$

onde,

FA_n – freqüência percentual acumulada dos consumidores comerciais existentes na faixa de consumo médio n; NC_i – quantidades de consumidores existentes na faixa de consumo médio i; NC_t – quantidade de consumidores total da atividade t.

Para classificação dos consumidores em Pequenos, Médios e Grandes, considerou-se:

- a faixa de consumo médio que fica próximo ao valor de FA igual a 33%, será o valor do limite superior para o consumidor comercial Pequeno;
- a faixa de consumo médio que fica próximo ao valor de FA igual a 66% será o limite superior para o consumidor comercial Médio, que ficará com o limite inferior a um valor de consumo (kWh/mês) imediatamente acima do limite superior do consumidor comercial Pequeno;
- o consumidor comercial Grande terá como limite inferior o valor do consumo médio (kWh/mês) imediatamente acima do limite superior do consumidor comercial Médio.

Tabela 7.7 – Consumidor Comercial- Classificação quanto ao Porte do Consumidor.

ATIVIDADES	CÓDIGO	CIA	PEQUENO (kWh)	MÉDIO (kWh)	GRANDE (kWh)
Bares, Botiquins e Cafés	5222	CPFL	≤ 200	201 - 400	> 400
		ELP	≤ 300	301 - 500	> 500
		CEB	≤ 200	201 - 300	> 300
Restaurantes e Lanchonetes	5221	CPFL	≤ 300	301 - 700	> 700
		ELP	≤ 500	501 - 1500	> 1500
		CEB	≤ 300	301 - 1000	> 1000
Mercadorias, Armazéns e Padaria	6114	CPFL	≤ 200	201 - 400	> 400
		ELP	≤ 250	251 - 500	> 500
		CEB	≤ 200	201 - 400	> 400
Bancos e Caixas Econômicas	5900	CPFL	≤ 1000	1001 - 2500	> 2500
		ELP	≤ 2000	2001 - 5000	> 5000
		CEB	≤ 1000	1001 - 7500	> 7500
Com. Var. Vestuário e Calçado	6112	CPFL	≤ 100	101 - 200	> 200
		ELP	≤ 200	201 - 400	> 400
		CEB	≤ 100	101 - 300	> 300
Com. Var. Carnes e Peixes	6113	CPFL	≤ 400	401 - 800	> 800
		ELP	≤ 400	401 - 1000	> 1000
		CEB	≤ 200	201 - 600	> 600
Supermercados	6115	CPFL	≤ 600	601 - 2000	> 2000
		ELP	≤ 500	501 - 1500	> 1500
		CEB	≤ 300	301 - 1500	> 1500
Com. Var. Combustíveis/Lubrific	6109	CPFL	≤ 700	701 - 1500	> 1500
		ELP	≤ 1000	1001 - 1600	> 1600
		CEB	≤ 1500	1501 - 3000	> 3000
Assist. Méd. Odont. Veterinário	5433	CPFL	≤ 100	101 - 200	> 200
		ELP	≤ 100	101 - 200	> 200
		CEB	≤ 100	101 - 200	> 200
Hotéis e Motéis	5211	CPFL	≤ 500	501 - 1200	> 1200
		ELP	≤ 200	201 - 300	> 300
		CEB	≤ 100	101 - 200	> 200
Manut. Conserv. Veículo-Geral	5322	CPFL	≤ 100	101 - 250	> 250
		ELP	≤ 150	151 - 300	> 300
		CEB	≤ 150	151 - 300	> 300

b. Medições Realizadas e Recomendações

A partir das medições, obteve-se um banco de dados cuja quantidade de medições estão indicados, na tabela a seguir:

Tabela 7.8 – Quantidade de Consumidores e Transformadores medidos

	CESP	CPFL	ELETROPAULO	TOTAL
Quantidade de Consumidores Medidos	58	64	112	234
Dias de Medição (Consumidores)	974	1616	899	3489
Quantidade de Transformadores Medidos	7	22	-	29
Dias de Medição (Transformadores)	116	807	-	923

A partir deste dados procurou-se definir dois tipos de modelos : o individual e o aglutinado.

Modelo Individual:

O modelo individual leva à recomendação de uma curva típica por cada atividade e concessionária.

As curvas a seguir, são representativas das várias atividades medidas. Cada figura contém a curva média e do desvio padrão. No cálculo destas curvas, os sábados e domingos foram retirados da amostra

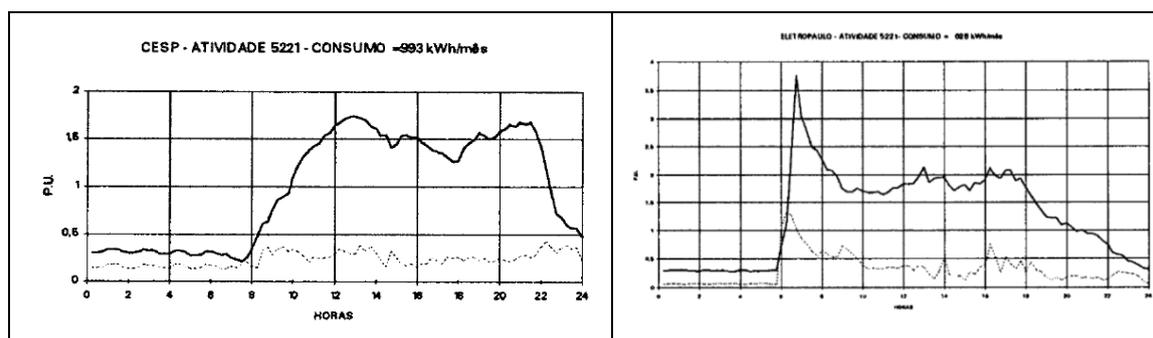


Fig. 7.14- Atividade 5221- Restaurantes e Lanchonetes – CESP e Eletropaulo

Modelo Aglutinado:

No modelo aglutinado, procurou-se agrupar curvas semelhantes (de atividades diferentes) em 4 tipos de curvas típicas, tratando os dados na seguinte seqüência:

- cálculo das médias (M) e dos desvios padrões (S) para todos os 96 pontos da curva diária da carga, referente a cada unidade consumidora medida, determinando assim a sua curva diária média e dos desvios padrões;
- calculo da energia média diária (E), pela integração da curva diária média, e cálculo da potência média diária ($P_b = E/24$);
- cálculo das curvas diárias de carga (média e desvio), em pu, (m,s)utilizando-se como valor de base a potência média (P_b) para cada consumidor em questão.

Do conjunto de medições foram retirados os dados de todos os sábados e domingos.

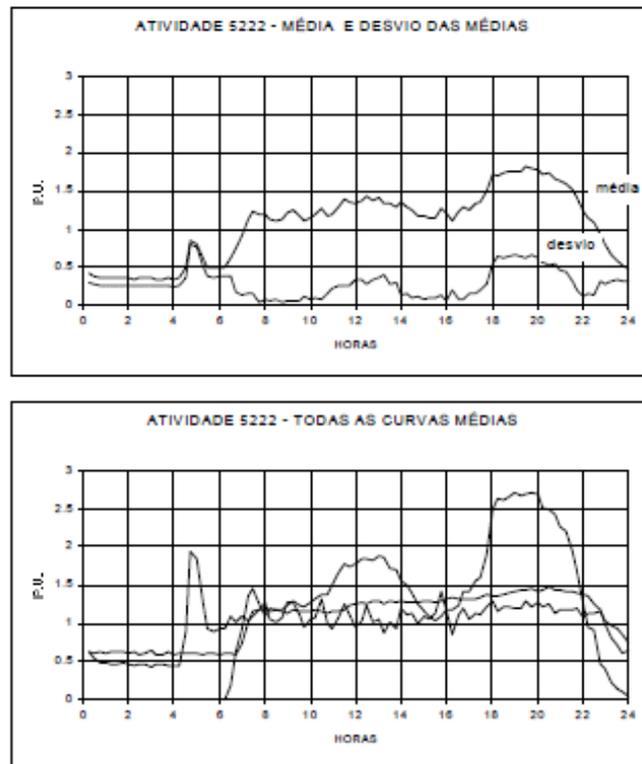
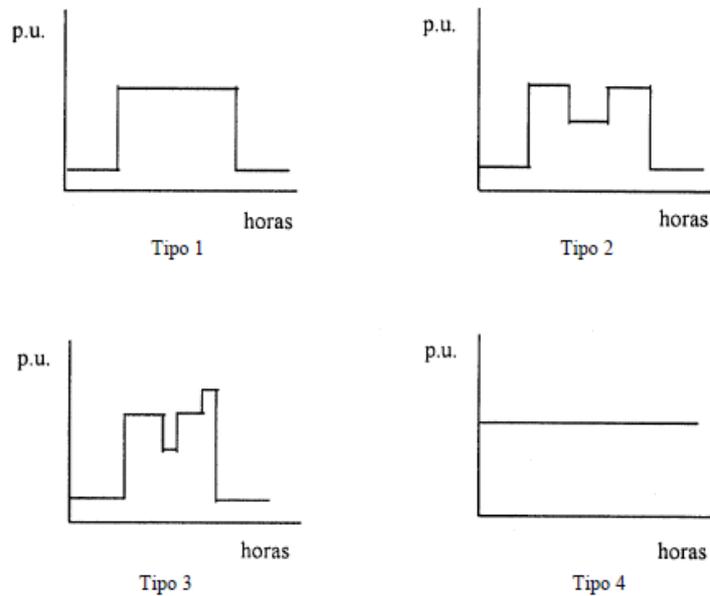


Fig. 7.15- Atividade 5222- Bares, Botequins e Cafés

A grande utilidade desses conjuntos é que permite que se observe, além dos valores médios e desvios, os valores de média máxima por atividade.

Com este tipo de modelo, na realização dos agrupamentos, não por atividade, mas por semelhança de curvas, estabeleceu quatro tipos de curva típica:



Pertencem a curva do tipo 1, as seguintes atividades:

- 5211 - Hotéis e motéis
- 5410 - Serviços de higiene - Barbearias, saunas, lavanderias
- 5465 - Estabelecimentos particulares de cursos livres
- 5761 - Escritório de empresa de comércio varejista
- 5769 - Escritório de empresa de atividade não especificada
- 5900 - Bancos comerciais e caixas econômicas
- 6009 - Comércio atacadista de máquinas, aparelhos e equipamentos para uso comercial, profissional e doméstico
- 6022 - Comércio atacadista de leite e derivados
- 6031 - Comércio de mercadorias em geral, sem produtos alimentícios
- 6102 - Comércio varejista de máquinas e aparelhos elétricos
- 6104 - Comércio varejista de veículos e acessórios
- 6105 - Comércio varejista de acessórios para veículos
- Consumidores Comerciais 125
- 6106 - Comércio varejista de móveis, artigos de habitação e utilidade doméstica
- 6107 - Comércio varejista de livros, papel, impressos e artigos de escritório
- 6112 - Comércio varejista de artigos de vestuário, calçados, armarinhos
- 6113 - Comércio varejista de carnes e peixes
- 6116 - Magazines
- 6118 - Joalherias, relojarias, artigos óticos, material fotográficos e cinematográfico
- 6119 - Comércio varejista de brinquedos, artigos desportivos, recreativos e para presentes
- 6124 - Casas lotéricas
- 6199 - Comércio varejista de produtos não especificados
- 6330 - Administração de imóveis
- 8021 - Associações beneficentes, religiosas e educacionais
- 8022 - Associações culturais, científicas e educacionais.

Pertencem a curva do tipo 2, as seguintes atividades:

- 5321 - Reparação de veículos
- 5322 - Manutenção e conservação de veículos em geral
- 6101 - Comércio varejista de ferragens, produtos metalúrgicos, materiais de construção e material Elétrico
- 6103 - Comércio varejista de veículos.

Pertencem a curva tipo 3 as seguintes atividades:

- 5048 - Garagens e estacionamento de veículos
- 5052 - Transporte aéreo de carga
- 5221 - Restaurantes e lanchonetes
- 5222 - Bares, botequins e cafés, confeitarias, leiterias e sorveterias
- 5229 - Outros serviços de alimentação não especificados
- 5433 - Assistência médica, odontológica e veterinária
- 6014 - Comércio atacadista de papel, impressos e artigos para escritório
- 6108 - Comércio varejista de produtos químicos e farmacêuticos
- 6109 - Comércio varejista de combustíveis e lubrificantes
- 6111 - Comércio varejista de tecidos.

Pertencem a curva do tipo 4, as atividades:

5041 - Transporte urbanos de passageiros, inclusive metroviários
5120 - Radiodifusão e televisão
5930 - Empresas de capitalização
5960 - Empresas de seguros
6006 - Comércio atacadista de madeira
6029 - Comércio atacadista de produtos importados
6114 - Mercarias, armazéns e padarias
6115 - Supermercados.

7.5.3.- Consumidores Industriais

O estudo das curvas diárias para o setor industrial segue a mesma metodologia apresentada para o setor comercial, ou seja:

- determinação das atividades importantes ;
- planejamento das medições;
- análise das medições e recomendações de curva padrão.

Neste estudo, foi concentrado o consumidor industrial de Baixa Tensão. Os consumidores de Média Tensão, apresentam dados devido às concessionárias instalarem medidores eletrônicos, portanto pode-se disponibilizar as curvas diárias de carga.

Do mesmo modo do estudo de consumidores comerciais, procedeu-se então a uma comparação entre as listagens de atividades industriais classificadas por número de consumidores e por energia média. Tal comparação permitiu selecionar como grupo inicial 50 atividades industriais classificadas por energia média. Analisando-se o conjunto das 50 atividades selecionadas foi possível dividi-lo em três grupos:

I- Atividades com especificação inadequada ou incompleta:

Estas atividades pela sua descrição não permitem uma definição clara do tipo de consumidor.

II- Atividades industriais cujas unidades consumidoras devem ser medidas: Prioridade I

III- Atividades industriais cujas unidades consumidoras devem ser medidas – Prioridade II. Tratam-se de 18 atividades que comparada às demais e em função do pequeno número de aparelhos disponíveis para medição tiveram que ser colocadas em segunda prioridade.

Tabela 7.9 – Classificação quanto ao nº de Consumidores

A t i v i d a d e	Código	Classif.	Nº de Consumidores	% do Total	% do Maior
Confec. Roupas e Agasalhos	2510	1	5562	11,04	100,00
Fabr. Outr. Art. Metal	1199	2	4212	8,36	75,73
Fabr. Prod. Padaria	2670	3	3471	6,89	62,41
Serral/Fab Tanq/Reservat	1160	4	3434	6,82	61,74
Fabr Outr Artigos	3099	5	3107	6,17	55,86
Construção Civil	3210	6	2099	4,17	37,74
Fab. Peças Estr. Cimento	1060	7	2014	4,00	36,21
Fabricação de Móveis Mad	1610	8	1614	3,20	29,02
Fabr. Outros Plástico	2399	9	1365	2,71	24,54
Fabricação Outras Máquina	1299	10	1241	2,46	22,31
Serv. Gráficos Outros	1520	11	1165	2,31	20,95
Fabr. em Madeira/Carpintaria	2999	12	1141	2,27	20,51

Tabela 7.10 – Classificação das 50 atividades mais importantes – Classificação por nº de consumidores e por Energia Média – fonte : Eletropaulo

A t i v i d a d e	Código	MWh Classif.	MWh Médio	Nº de Consumidores	Classif.
Fabr Prod de Padaria	2670	1	27854,25	3471	3
Fabr Outr Art Metal	1199	2	8187,75	4212	2
Confec Roupas e Agasalhos	2510	3	6460,1	5562	1
Fabr Outr Artigos	3099	4	5274,2	3107	5
Fabr Outr Plástico	2399	5	4395,1	1365	9
Construção Civil	3210	6	2851,7	2099	6
Fabricação Outras Máquinas	1299	7	2178,95	1241	10
Serral/Fab Tanq/Reservat	1160	8	1690,85	3434	4
Fabricação de Móveis Mad	1610	9	1464,65	1614	8
Serv Gráficos Outros	2999	10	1226,2	1141	12
Fabr de Peças Estr Cimento	1060	11	1173,65	2014	7
Fabr de Outr Prod Químicos	2099	12	1052,45	581	16
Fabr de Outr Artef Têxteis	2499	13	1024,1	497	19
Fiação e Tecelagem	2420	14	923,95	306	28
Fabr de Outr Prod Alimentíci	2699	15	916,85	347	26
Fabr Art Diversos Madeira	1550	16	904,15	979	13
Fabr Art Mat Plástico	2350	17	881,85	228	37

Tabela 7.11 – Atividades para Medição – Prioridade I

A t i v i d a d e	C ó d i g o
Fabricação de Produtos de Padaria	2670
Confecção de Roupas e Agasalhos	2510
Construção Civil	3210
Serralheria/Fabricação de Tanques/ Reservatório	1160
Fabricação De Móveis de Madeira	1610
Fabricação de Peças e Estrutura de Cimento	1060
Fiação e Tecelagem	2420

Tabela 7.12 – Atividades para Medição – Prioridade II

A t i v i d a d e	C ó d i g o
Fabricação de Aparelhos Elétricos Fins Industriais	1352
Fabricação Máq. Aparelho/Equip. Industriais	1220
Fabricação de Material Eletrônico	1320
Estamparia/Funilaria/Latoaria	1150
Beneficiamento de Fibras Têxteis	2410
Fabricação de Massas/Biscoitos	2680
Fabricação de Papel/Papelão	1720
Fabr. Art. Mat. Plástico Uso Doméstico	2330
Fabricação Cutelaria/Armas/Artigo Escritório	1170
Fabricação Tintas/ Esmaltes	2070

a. Medições Realizadas e Recomendações

As medições obtidas para consumidores ligados em baixa tensão estão apresentadas na tabela a seguir.

Dispõe-se de 108 consumidores medidos com 1885 dias de medições. Com base neste resultado obtido de todas as curvas industriais de baixa tensão medidas pode-se recomendar as curvas características das atividades selecionadas.

Convém enfatizar que algumas atividades tiveram uma única medição por concessionária. Quando a mesma apresentou um bom comportamento, com baixos valores de desvio-padrão, ela foi recomendada para representar a atividade, ressalvando-se, no entanto, a necessidade de continuação das medições, visando obtenção de maiores subsídios na caracterização da atividade.

Os consumidores de média tensão devem sempre ser tratados separadamente e sua curva real ser utilizada nos cálculos.

Tabela 7.13 – Atividades Medidas, Nº de Consumidores e Dias medidos.

Atividade	Código	Nº de Consumidores Medidos				Nº de Dias Medidos
		Total	ELP	CPFL	CESP	
1 – Aparelh. de Pedras/Mármore/Granito	1010	5	-	2	3	76
2 – Fabricação de Telhas / Tijolos	1030	3	-	1	2	58
3 – Fab. de Peças e Estruturas de Cimento	1060	6	2	1	3	112
4 – Serralheria / Fabricação de Tanques / Reservatório	1160	7	2	2	3	130
5 – Fabricação de Peças, Acessórios, Utensílios e Ferramentas p/Máquinas	1232	5	-	1	4	84
6 – Fabricação de Material Eletrônico	1370	2	2	-	-	47
7 – Fabricação de Peças e Acessórios para Veículos Automotores	1433	4	4	-	-	54
8 – Desdobramento de Madeira	1510	4	-	2	2	81
9 – Fabricação de Estruturas de Madeira / Carpintaria	1520	9	4	2	3	142
10 – Fab. de Artigos Diversos de Madeira	1550	4	1	1	2	82
11 – Fabricação de Móveis de Madeira	1610	7	3	2	2	119
12 – Fabricação de Artigos de Material Plástico	2350	3	-	1	2	57
13 – Fiação e Tecelagem	2420	6	1	3	2	102
14 – Confeção de Roupas e Agasalhos	2510	6	1	2	3	101
15 – Fabricação de Calçados	2530	3	-	1	2	49
16 – Beneficiamento de Café e Cereais	2601	4	-	1	3	74
17 – Fabricação de Produtos de Padaria	2670	9	3	3	3	169
18 – Fabricação de Massas e Biscoitos	2680	3	-	1	2	58
19 – Fabricação de Sorvetes	2692	3	-	1	2	56
20 – Impressão de Jornais e Livros	2910	4	-	1	3	69
21 – Impressão de Material Escolar	2920	4	1	1	2	56
22 – Construção Civil	3210	7	4	1	2	109
Total		108	28	30	50	1885

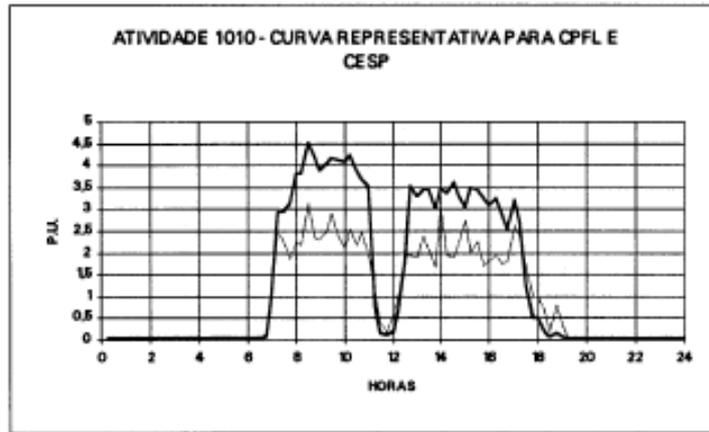


Fig. 7.16 – Atividade 1010 – Aparelhamento de Pedra/Marmore/Granito

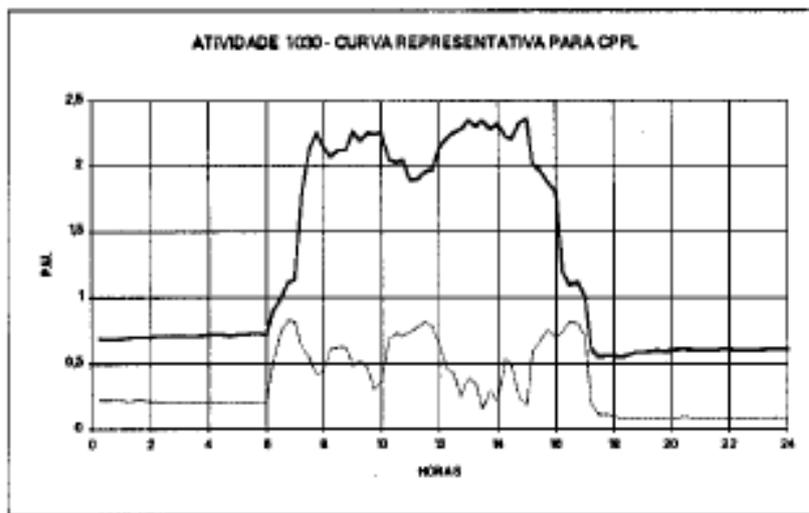


Fig. 7.17 – Atividade 1030 – Fabricação de Telha e Tijolo – CPFL

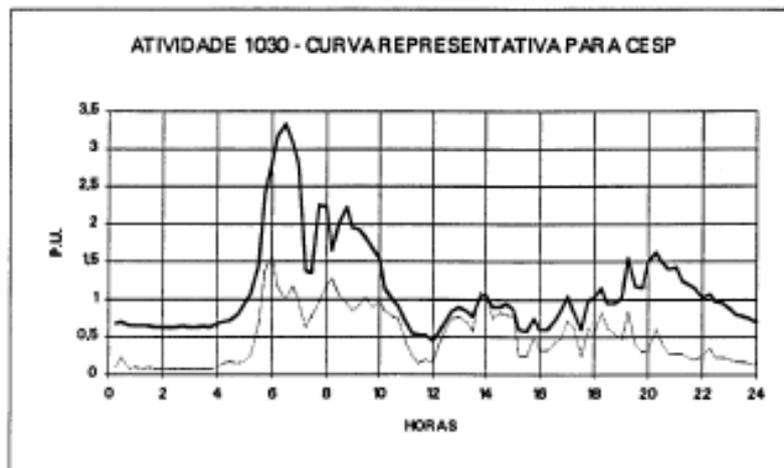


Fig. 7.18 – Atividade 1030 – Fabricação de Telha e Tijolo – CESP.

7.6.- Correlação entre Consumo Mensal e Carga Instalada de Consumidores.

A correlação entre consumo mensal e carga instalada de consumidores é uma metodologia que quando aplicada deve-se usar:

- questionários respondidos pelos consumidores das concessionárias de energia elétrica sobre posse de equipamentos elétricos na ocasião do pedido de ligação da energia (carga instalada);
- medições de energia consumida depois de estabilizado o valor de consumo (kWh).

Neste estudo são apresentados os resultados das correlações encontradas para os vários segmentos do mercado (residencial, comercial e industrial) e recomendar valores (kWi x kWh) que possam ser utilizados pelas concessionárias de energia elétrica.

Com esta informação, na ocasião do pedido de ligação, a concessionária poderá estimar preliminarmente o kWi (pela declaração das cargas), a seguir calcular o kWh/mês esperado e com base nas curvas de carga típicas obter a curva de carga provável do consumidor. A curva de carga serve para verificar o efeito de ligação da carga (queda de tensão, sobrecarga em trafos e linhas) e aprovar ou não a ligação.

7.6.1.- Metodologia para definição da Correlação

A metodologia proposta deve encontrar alguma forma de determinar a correlação entre as variáveis envolvidas, de tal modo que essa medida possa mostrar:

- se existe correlação entre variáveis;
- se existir, estabelecer um modelo que interprete a relação funcional existentes entre as duas variáveis;
- construído o modelo, ele possa ser usado para fins de predição.

7.6.1.1.- Fundamentos Teóricos

Para atingir os objetivos citados acima, será utilizada a Análise de Regressão, que se constitui um conjunto de métodos e técnicas para estabelecimento de fórmulas empíricas que interpretem a relação funcional entre variáveis com boa aproximação.

Supondo Y , seja uma variável a se estudar o seu comportamento. Os valores da variável Y (dependente) sofrem influências dos valores de um nº finito de variáveis: X_1, X_2, \dots, X_n (independentes), e existe uma função g que expresse esta dependência, ou seja:

$$Y = g(X_1, X_2, \dots, X_n).$$

Como é inviável a utilização de n variáveis, pela dificuldade de mensuração e tratamento de outras, utiliza-se um número menor de variáveis (k), e o modelo ficará:

$$Y = f(X_1, X_2, \dots, X_n) + h(X_{k+1}, X_{k+2}, \dots, X_n)$$

Todas as influências das variáveis $X_{k+1}, X_{k+2}, \dots, X_n$, sobre os quais não se tem controle, são consideradas como casuais, e associa-se uma variável aleatória U , obtendo-se o seguinte modelo de regressão:

$$Y = f(X_1, X_2, \dots, X_n) + U$$

Onde $f(X_1, X_2, \dots, X_n)$ é a componente funcional do modelo e U a parte aleatória.

a – Técnica da Análise de Regressão

Esta técnica deve abordar os seguintes problemas:

- especificação do modelo: sabe-se que k variáveis influenciam a variável independente Y . O problema é determinar a forma pela qual estas variáveis exercem tal ascendência, ou seja, encontrar a relação entre Y e X_1, X_2, \dots, X_n . Neste trabalho, trabalha-se com a função linear.
- estimação dos parâmetros: consiste em estimar o valor dos diversos parâmetros que aparecem na especificação adotada. Para o modelo de Regressão Linear adotado, será necessário estimar os parâmetros α e β .

$$Y = \alpha + \beta X + U$$

7.6.1.2.- Regressão Linear Simples

a – CONCEITO

Quando uma função f que relaciona as variáveis é do tipo $f(x) = \alpha + \beta X$, o modelo de regressão linear simples é dado por:

$$Y = \alpha + \beta X + U$$

onde o valor de Y é formado por dois componentes funcional ou regressão $f(x)$, que representa a influência da variável independente X sobre o valor de Y e define o eixo da nuvem de pontos, que neste caso é uma reta, o componente aleatório U representa a influência de outros fatores, bem como os erros de medição da variável Y . Este componente surge devido à variabilidade dos valores de Y para cada valor de X .

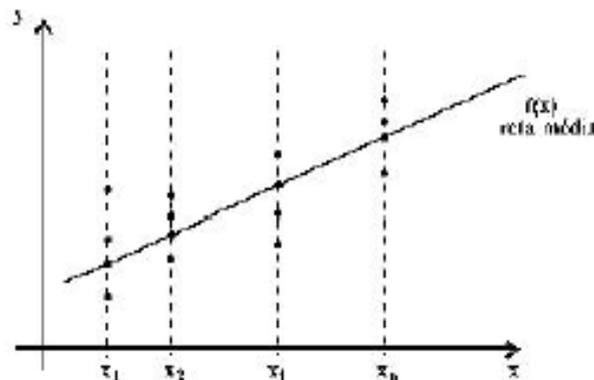


Fig. 7.19 – Variação de Y e a Curva de Regressão

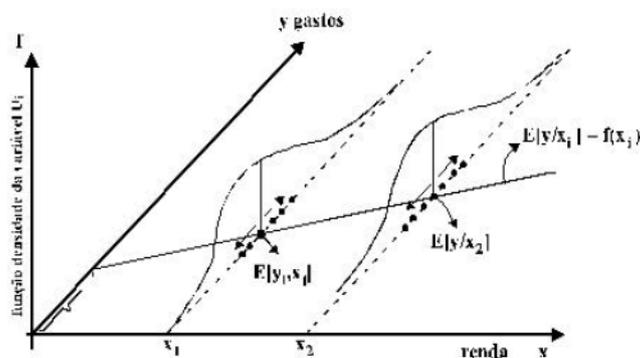


Fig. 7.20– Componentes: Funcional e Aleatório

b – ESTIMATIVA DOS PARÂMETROS

Dada uma amostra de n pares $(X_i, Y_i) \quad i=1,2,3,\dots,n$, deseja-se obter uma reta Y tão próxima quanto possível do conjunto de pontos marcados, equivalente a se minimizar a discrepância total entre os pontos marcados e a reta estimada. O gráfico abaixo ilustra tal situação:

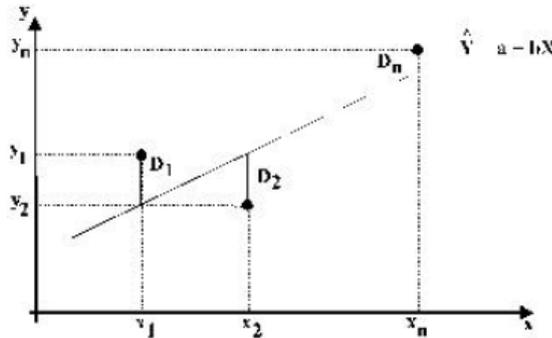


Fig. 7.21– Pontos e Regressão

Como se observa, para um dado X_i , existe uma diferença D entre o valor Y observado e o seu correspondente \hat{Y} , dado pela reta estimada. Os valores D_i são erros ou desvios. Simbolicamente, tem-se:

$$D = Y - \hat{Y}, \text{ ou } D = Y - (a + bX)$$

O Método dos Mínimos Quadrados é um método pelo qual determinam-se os valores de **a** e **b** de tal forma que a soma dos desvios ao quadrado seja mínima, isto é:

$$D_1^2 + D_2^2 + \dots + D_n^2 = \text{Mínima}$$

$$M = \sum_{i=1}^n D_i^2 = \sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y})^2 = \text{Mínima}$$

$$M = \sum_{i=1}^n (Y_i - a - bX_i)^2$$

Devendo-se notar que M depende de **a** e **b**. A determinação é conhecida, como as equações normais para a determinação de **a** e **b**.

Temos que:

$$b = \frac{S_{xy}}{S_{xx}} ; \quad a = \bar{Y} - b\bar{X} \quad \text{e} \quad \bar{Y} = a + b\bar{X}$$

Onde

$$S_{xy} = \sum_{i=1}^n X_i Y_i - \frac{\sum_{i=1}^n X_i \sum_{i=1}^n Y_i}{n}, \quad S_{xx} = \sum_{i=1}^n X_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^n X_i)^2}{n}$$

$$S_{yy} = \sum_{i=1}^n Y_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^n Y_i)^2}{n}, \quad \bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad \text{e} \quad \bar{Y} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i}{n}$$

c – TESTE PARA EXISTÊNCIA DE REGRESSÃO – TESTE F

Para se tentar a existência de regressão, pode-se utilizar a análise de variâncias, ou seja, estudar o comportamento das variações totais (VT), explicada (VE) e residual (VR). Este teste é compactado no chamado Quadro de Análise de Variância (QAV), cuja composição é a seguinte:

Tabela 7.14 – Quadro de Análise de Variância

Fonte de Variação	Soma dos Quadrados	Graus de Liberdade	Quadrados Médios	F
Devido à Regressão	$VE=b S_{xy}$	1	$\frac{b S_{xy}}{1}$	
Resíduo	$VR=S_{yy} - b S_{xy}$	n - 2	$S^2 = \frac{S_{yy} - b S_{xy}}{n - 2}$	$F = \frac{b S_{xy}}{S^2}$
Total	$VT=S_{yy}$	n - 1		

Deve-se lembrar que:

O modelo é $Y = \alpha + \beta X + U$, devendo ser colocada à prova as seguintes hipóteses:

$H_0 : \beta = 0$ (inexistência de regressão)

$H_1 = \beta \neq 0$

Fixar “ α ” (nível de significância)

$F(m,n)$ é a variável aleatória com distribuição F de Snedecor, com 1 grau de liberdade do numerador e (n-2) graus de liberdade no denominador, podendo ser obtida em tabelas dos livros de estatística.

A determinação da Região Crítica (RC) e da Região de Aceitação (RA), e como está se testando $H_0 : \beta = 0$, tem-se a seguinte configuração:

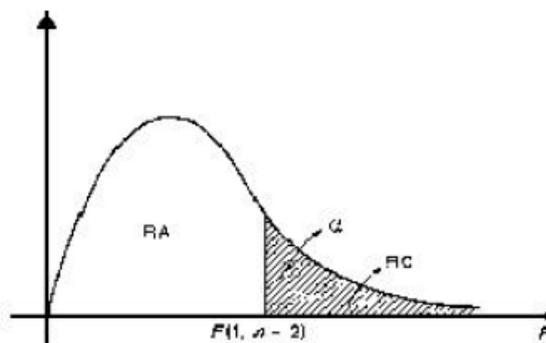


Fig. 7.22– Regiões Críticas e de Aceitação

Conclusão:

Se $F(\text{calculado}) > F_{\alpha} (1, n-2)$, rejeita-se H_0 e existe regressão

d – ESTIMATIVA DE VARIÂNCIA

A fórmula geral para a estimativa da variância σ_u^2 ou σ_y^2 é dada por:

$$\text{Estimativa da variância} = \frac{\text{soma dos quadrados dos desvios}}{\text{n}^\circ \text{ de graus de liberdade da soma}}$$

onde os desvios são as diferenças entre as observações e a estimativa da média. Para cada X_i tem-se um valor observado Y_i e o valor Y calculado (estimativa da média dos Y para aquele particular valor X_i).

Assim, a estimativa da variância é dada por:

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (Y_{obs} - Y_{calc})^2}{\Phi}$$

onde Φ é o número de graus de liberdade.

Sendo n o número de observações e 2 o nº de coeficientes da expressão $Y_{calc} = a + bX$, estimados a partir dos Y_{obs} , temos que $\Phi = n - 2$

Resolvendo a expressão de S^2 , tem-se:

$$S^2 = \frac{S_{yy} - bS_{xy}}{n-2},$$

que é estimador justo de Σ^2 .

e – COEFICIENTE DE DETERMINAÇÃO OU DE EXPLICAÇÃO (R^2)

O coeficiente de determinação ou de explicação indica quantos por cento a variação explicada pela regressão representa da variação total. Este índice varia entre 0 e 1.

No caso de $R^2 = 1$, todos os pontos observados se situam exatamente sobre a reta de regressão, sendo o ajuste considerado perfeito. Por outro lado, se $R^2 = 0$, conclui-se que as variações de Y são exclusivamente aleatórias e a introdução da variável X no modelo não irá incorporar informação alguma sobre as variações de Y .

$$R^2 = \left(\frac{\sum XY - \frac{(\sum X)(\sum Y)}{n}}{\sqrt{\left(\sum X^2 - \frac{(\sum X)^2}{n}\right) \left(\sum Y^2 - \frac{(\sum Y)^2}{n}\right)}} \right)^2$$

7.6.2.- Cálculo da Potência Instalada

Para o cálculo da Potência Instalada, seguiu-se o seguinte procedimento:

a – carga de tomadas

Será considerado o número de tomadas em função da área construída. Caso a área seja considerada maior que 250 m², será adotado o nº de tomadas existentes e considerado 100VA por tomada. Será considerada também a carga mínima de tomadas da cozinha.

b – pontos de luz

Será considerado um ponto de luz por cômodo ou corredor, de potência igual a 100W por ponto de luz.

c – aparelhos eletrodomésticos fixos

Serão consideradas as potências dos aparelhos eletrodomésticos abaixo relacionados quando comprovadamente previstos na instalação:

- com potência (média) definida:

chuveiro elétrico(3500W); maquina de lavar louça(2000W); máquina de secar roupa(2500W); forno microondas(1500W); ferro elétrico(1000W).

- com potência indicada pelo fabricante:

aquecedor elétrico (boiler); fogão elétrico; condicionador de ar; hidromassagem; aquecedor de água; outros com potência igual ou superior a 1000W.

d – número de tomadas

O número de tomadas é dependente da área construída e os valores adotados são apresentados na tabela a seguir:

Tabela 7.15– Número de Tomadas em função da Área construída

Área Total Construída (S) (m ²)	Nº de Tomadas (100 W por Tomada)	Nº e Tomadas para cozinha (600 W por Tomada)	Cargas de Tomadas Total (W)
$S \leq 8$	1	1	700
$8 < S \leq 15$	3	1	900
$15 < S \leq 20$	4	2	1600
$20 < S \leq 30$	5	2	1700
$30 < S \leq 50$	6	3	2400
$50 < S \leq 70$	7	3	2500
$70 < S \leq 90$	8	3	2600
$90 < S \leq 110$	9	3	2700
$110 < S \leq 140$	10	3	2800
$140 < S \leq 170$	11	3	2900
$170 < S \leq 200$	12	3	3000
$200 < S \leq 220$	13	3	3100
$220 < S \leq 250$	14	3	3200

Exemplo:

Para o consumidor 1, tem-se os seguintes dados retirados do questionário:

Dados:

Consumo médio: 196kWh (mensal)

Área do terreno: 110m²

Área construída: 50m²

Aparelhos elétricos: 1 chuveiro, 1 televisão, 1 maquina de lavar roupa, 1 ferro de passar roupa, 1 aparelho de som, 1 aspirador de pó, 1 geladeira de uma porta, 1 maquina de costura, 1 secador de cabelo.

Nº de cômodos: 7

Nº de habitantes: 4

Renda familiar: entre 3 e 5 salários mínimos (SM)

Potência instalada:

- carga de tomadas: para $S=50m^2$, resulta 2400W;

- pontos de luz: considerando 100W por cômodo, resulta 700W;

- aparelhos eletrodomésticos com potência igual ou superior a 1000W:

1 chuveiro elétrico = 3500W

1 ferro de passar roupa = 1000W

1 secador de cabelo = 1000W

Total = 5500W

Potência total instalada do consumidor 1 = 2400 + 700 + 5500 = 8600W

7.6.3.- Exemplo de Aplicação do Cálculo de Regressão Simples.

A metodologia foi testada como base em 12 questionários respondidos durante as medições residenciais efetuadas. Na tabela a seguir, apresentam-se os atributos dos 12 consumidores pesquisados onde serão procuradas as possíveis correlações existentes com o consumo mensal.

Tabela 7.16– Atributos dos Consumidores

Consumidor	Consumo Mensal (kWh)	Potência Instalada (kW _i)	Área construída (m ²)
1	196	8,6	50
2	233	10,0	50
3	230	11,5	56
4	173	7,7	58
5	210	8,6	60
6	254	10,4	60
7	272	9,0	90
8	195	8,1	120
9	248	15,8	120
10	282	13,0	170
11	115	8,3	190
12	354	14,5	200

1 – correlação entre consumo mensal e potência instalada:

Inicialmente procura-se a possível correlação existente entre o consumo mensal (kWh) e a potência instalada (kW_i) dos consumidores, através da análise de regressão linear simples.

Os valores apresentados foram obtidos quando aplicadas as equações de regressão citadas nos itens anteriores.

- equação de regressão linear:

$$\text{kWh} = 64,3 + 15,8 \text{ kW}_i$$

- $F = 9,81$

- $F_{\text{calc}} = 4,96$ ($\alpha=5\%$)

- $\sigma = 44,9$

A figura a seguir, ilustra o exemplo acima, apresentando os pontos representativos do consumo e da potência instalada de cada consumidor analisado, a reta de regressão média representativa da correlação existente e os valores da média $+1,3\sigma$ e média $\pm 2\sigma$.

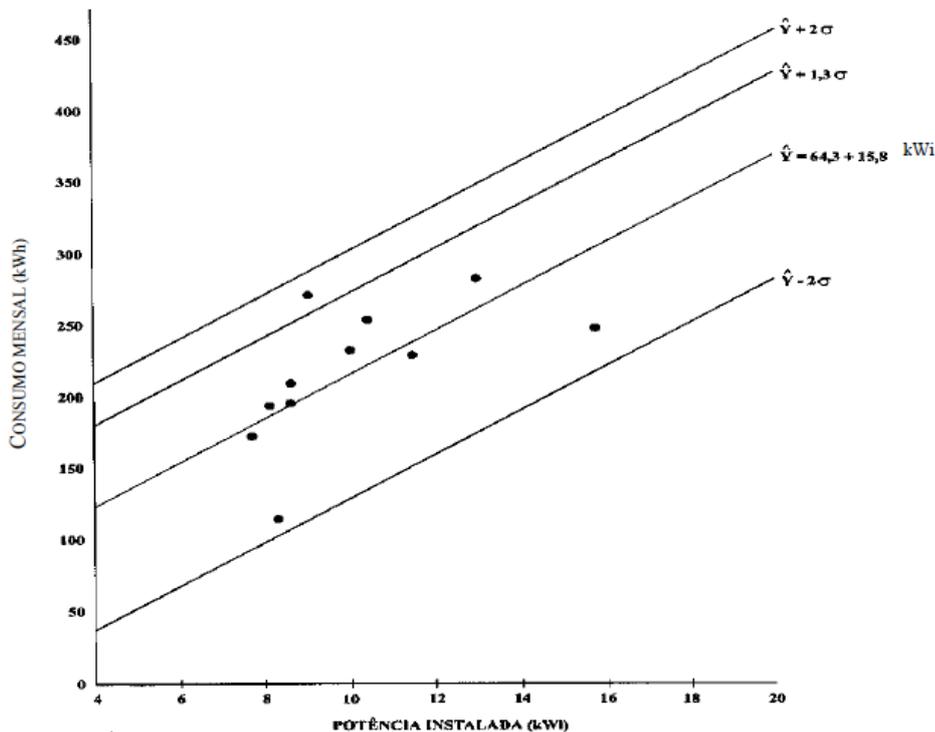


Fig. 7.23– Regressão Linear Simples

7.6.4.- Resultados de Cálculos.

Para verificar a correlação entre os valores de carga instalada e consumo mensal de consumidores, representada através da regressão linear, é testada a existência dessa regressão através da distribuição F de Snedecor, calculando a variável F da amostra e comparando-a com a variável aleatória $F(m,n)$, com 1 grau de liberdade no numerador e $(n-2)$ graus de liberdade no denominador, onde n é o número de pontos da amostra. Para um nível de significância de 5%, existe regressão quando $F_{\text{calculado}} > F_{5\%(n-2)}$.

Nesta análise também foi considerado dois indicadores que medem a qualidade dos resultados obtidos:

- **Coefficiente de Determinação ou de Explicação (R^2)**: que indica quantos por cento a variação explicada pela regressão representa da variação total. Este índice varia entre 0 e 1.

- **Variável L_0** : que fornece indicação do erro esperado entre o valor do consumo da amostra e a população.

7.6.4.1- CONSUMIDORES RESIDENCIAIS.

Foram obtidos dois arquivos de dados da concessionária ELETROPAULO, contendo 1062 e 932 consumidores residenciais. Inicialmente trabalhou-se separadamente com cada arquivo, obtendo-se dois valores de correlação.

Esta forma de tratamento foi devido a grande dispersão dos dados fornecidos, conforme pode-se visualizar na tabela a seguir:

Tabela 7.17– Correlação Consumo mensal X Carga Instalada de Consumidores.Residenciais

Amostra	Nº Consumidores	Correlação kWh x kW _i	σ (kWh)	F calc.	F tab.	R ²	L ₀ (%)
1	1062	Y = 6,29 X + 219,49	114	43,5	3,84	0,0394	2,4
2	932	Y = 5,17 X + 235,18	122	9,8	3,84	0,0105	2,6

Onde :

X – carga instalada (kW_i);

Y – valor médio do consumo mensal (kWh);

σ - desvio-padrão do consumo mensal (kWh);

F_{calc}- variável F de Snedecor calculada para amostra;

F_{tab}- variável F de Snedecor tabelada para amostra, para um nível de significância 5%;

R² – coeficiente de Determinação ou de Explicação;

L₀ – erro esperado entre o valor do consumo mensal da amostra e da população.

Analisando-se os resultados da tabela, verifica-se que ambas as amostras apresentaram existência de regressão linear pelo teste F de Snedecor, com um erro esperado em torno de 2,5% entre o consumo mensal da amostra e da população.

7.6.4.2- CONSUMIDORES COMERCIAIS.

A tabela a seguir, apresenta resultados obtidos da correlação kWhxkW_i,para os ramos de atividades comerciais mais importantes:

Tabela 7.18– Correlação Consumo mensal X Carga Instalada - Consumidores.Comerciais

Atividade	Nº Cons.	Correlação kWh x kW _i	σ (kWh)	F calc.	F tab.	R ²	L ₀ (%)	Existe Regressão
5048	6	Y = 75,84 X – 61,79	436	4,7	7,71	0,5395	32,0	Não
5211	9	Y = 52,79 X + 130,61	390	147,6	5,59	0,9547	26,1	Sim
5221/522	136	Y = 102,46 X + 243,59	565	92,3	3,92	0,4079	6,7	Sim
5321/532	70	Y = 14,74 X + 243,78	228	44,8	4,00	0,3971	9,4	Sim
5410	30	Y = 6,05 X + 275,61	268	0,1	4,20	0,0040	14,3	Não
5433	11	Y = 73,82 X + 249,41	529	86,2	5,12	0,9055	23,6	Sim
5465	4	Y = 12,81 X + 239,68	75	2,9	18,51	0,5917	39,2	Não
5536	20	Y = 82,87 X + 50,76	455	4,7	4,41	0,2086	17,5	Sim
5900	7	Y = 65,07 X + 646,09	1116	5,5	6,61	0,5222	29,6	Não
6103/610	10	Y = 63,12 X + 75,23	210	1,5	5,32	0,1580	24,8	Não
6105	15	Y = 126,54 X – 416,32	630	10,7	4,67	0,4515	20,2	Sim
6108	9	Y = 79,37 X + 98,02	123	426,8	5,59	0,9839	26,1	Sim
6109	19	Y = 76,62 X + 1037,18	1241	13,3	4,45	0,4389	18,0	Sim
6111	25	Y = 55,89 X + 156,83	237	13,0	4,28	0,3613	15,7	Sim
6113	32	Y = 106,21 X + 538,13	748	98,5	4,17	0,7666	13,9	Sim
6114	35	Y = 147,83 X + 247,90	2074	42,7	4,15	0,5642	13,3	Sim
6115	5	Y = 145,66 X + 665,98	1090	46,5	10,13	0,9393	35,1	Sim

a- Atividade 5048 – como F_{calc}<F_{tabelado} não existe regressão para um nível de significância de 5%

b- Atividade 5211 - Como F_{calc}>F_{tabelado} existe regressão linear, para um nível de significância de 5,4%, com o modelo adotado explicando 95,5% da variação total de kWh em função do kW_i.

7.6.4.3- CONSUMIDORES INDUSTRIAIS

A tabela a seguir, apresenta os resultados obtidos da correlação kWhxkW para os ramos de atividades industriais mais importantes.

Tabela 7.19– Correlação Consumo mensal X Carga Instalada - Consumidores Industriais

Atividade	Nº Cons	Correlação kWh x kW	σ (kWh)	F calc.	F tab.	R ²	L _o (%)	Existe regressão
1030	5	$Y = 10,38 X + 457,85$	307	3,9	10,13	0,5626	35,1	Não
1060	13	$Y = -38,67 X + 637,39$	158	3,8	4,84	0,2579	21,7	Não
1160	59	$Y = 13,43 X + 327,42$	329	41,9	4,01	0,4239	10,2	Sim
1232	16	$Y = 41,12 X + 1216,50$	1721	6,5	4,60	0,3174	19,6	Sim
1370	9	$Y = 66,60 X + 90,07$	1103	20,0	5,59	0,7409	26,1	Sim
1433	9	$Y = 66,63 X - 9,06$	1789	8,3	5,59	0,5429	26,1	Sim
1510	10	$Y = 46,11 X - 43,95$	177	18,0	5,32	0,6920	24,8	Sim
1520	20	$Y = 25,66 X + 202,40$	1243	7,0	4,41	0,2809	17,5	Sim
1550	13	$Y = 3,70 X + 538,55$	490	0,3	4,84	0,0283	21,7	Não
1610	23	$Y = 31,20 X + 457,25$	895	14,5	4,32	0,4078	16,3	Sim
2350	37	$Y = 87,20 X + 1234,87$	5138	6,8	4,15	0,1627	12,9	Sim
2510	37	$Y = 40,47 X + 308,18$	885	37,8	4,15	0,5192	12,9	Sim
2530	10	$Y = 50,98 X - 55,55$	451	24,0	5,32	0,7498	24,8	Sim
2601	6	$Y = 95,34 X + 438,93$	5348	0,7	7,71	0,1561	32,0	Não
2670/268	96	$Y = 105,46 X + 3133,52$	3783	29,4	3,96	0,2383	8,0	Sim
2692	12	$Y = 73,00 X + 891,89$	1730	10,6	4,96	0,5147	22,6	Sim
2920	22	$Y = 37,95 X + 262,36$	568	30,9	4,35	0,6068	16,7	Sim
3210	47	$Y = 74,08 X + 84,14$	1927	27,5	4,06	0,3790	11,4	Sim

Gráficos de Correlação entre Consumo Mensal e Carga Instalada de Consumidores

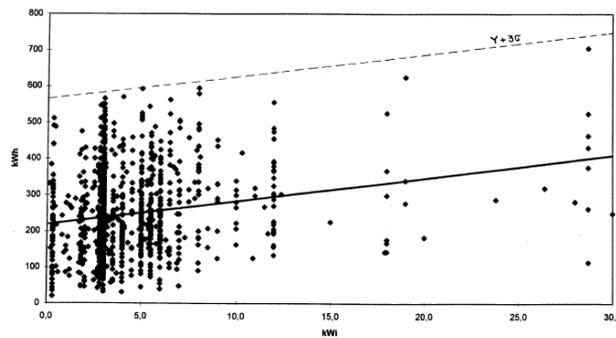


Fig. 7.24– Correlação entre Consumo mensal e carga instalada – Cons.Residencial – 1062 pontos

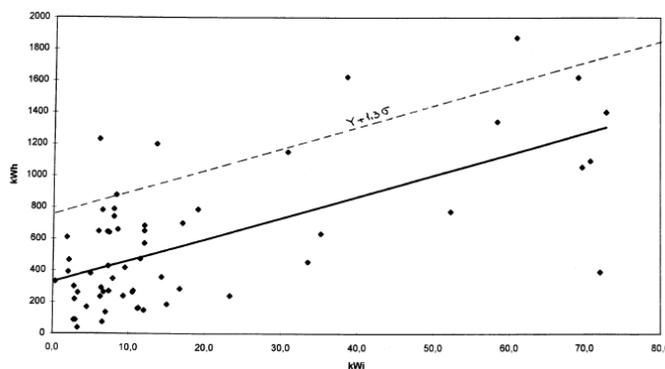


Fig. 7.25– Correlação entre Consumo mensal e carga instalada – Cons.Industrial – Serralheria

7.7.- Avaliação da Diversidade de Carga.

O conhecimento das características do pico (ponta) de carga ou demanda máxima é um fator que está ligado intimamente às Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.

De posse deste valor tanto numérico como no instante que ocorreu, a concessionária faz o dimensionamento de sua rede e ajustam seus contratos de compra de energia elétrica em grandes blocos com outras concessionárias de Transmissão. Um dimensionamento inadequado pode comprometer a qualidade das atividades desenvolvidas pelo consumidor final, e em última instância prejudicar a sociedade como um todo. De posse das curvas diárias de carga dos consumidores permite aprimorar os projetos do sistema de distribuição.

7.7.1.- A diversidade das Cargas

Na figura a seguir, são apresentadas as curvas de carga de dois dias de um mesmo consumidor residencial. Analisando-se vários dias de curvas de carga de um mesmo consumidor pode-se notar que os maiores picos, que são, em geral oriundos do chuveiro, não acontecem sempre no mesmo horário. Mesmo que um consumidor tivesse hábitos mais rígidos de consumo, nem sempre tomaria banhos no mesmo horário, podendo quando muito situar seus banhos dentro de uma faixa por ele pré-determinado.

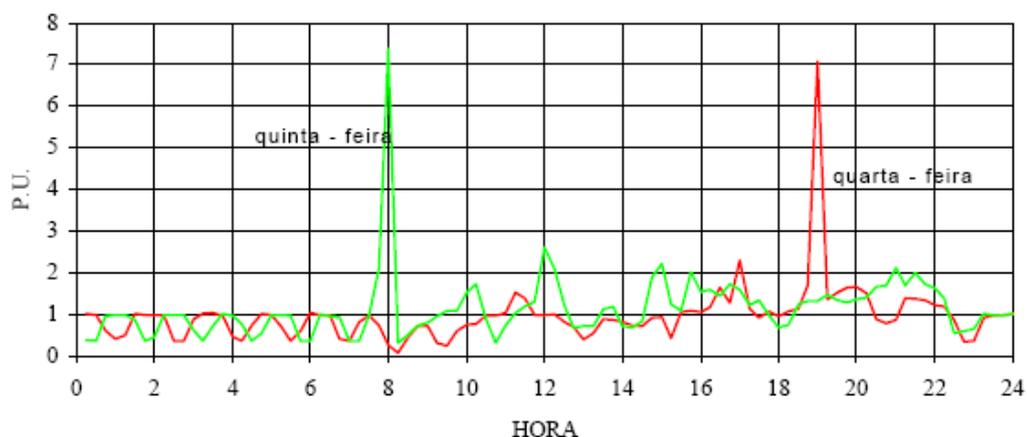


Fig. 7.26– Curvas Diárias de Carga de um consumidor Residencial

Para caracterizar o consumidor, prefere-se utilizar a curva diária média e uma outra dos correspondentes desvios padrão.

Na figura a seguir, apresenta-se para um consumidor, as curvas diárias das médias e dos desvios padrão.

Nota-se que os valores de desvio padrão são altos devido a aleatoriedade das cargas.

Em particular o chuveiro é responsável pelo alto desvio padrão nos horários de seu uso, em particular no horário de ponta.

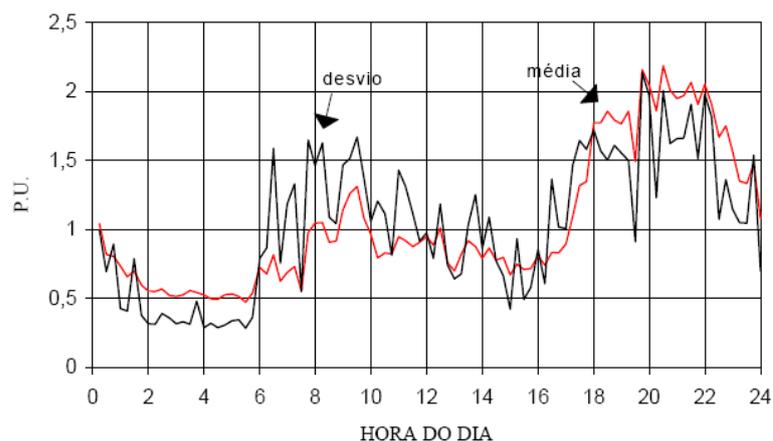


Fig. 7.27– Curvas Diárias de Carga das Médias e dos Desvios Padrão de um Consumidor Residencial

Quando se agregam vários consumidores do mesmo transformador, o efeito da diversidade é menos acentuado ou seja, o desvio é menor.

Isto sugere um cuidado no dimensionamento (pela ponta) de equipamentos com vários consumidores a jusante já que logo no transformador de distribuição o efeito da diversidade é bastante sentido.

Examinando a curva do transformador observa-se que o desvio padrão encontrado é relativamente baixo, da ordem de 20% da média, conforme a figura a seguir.

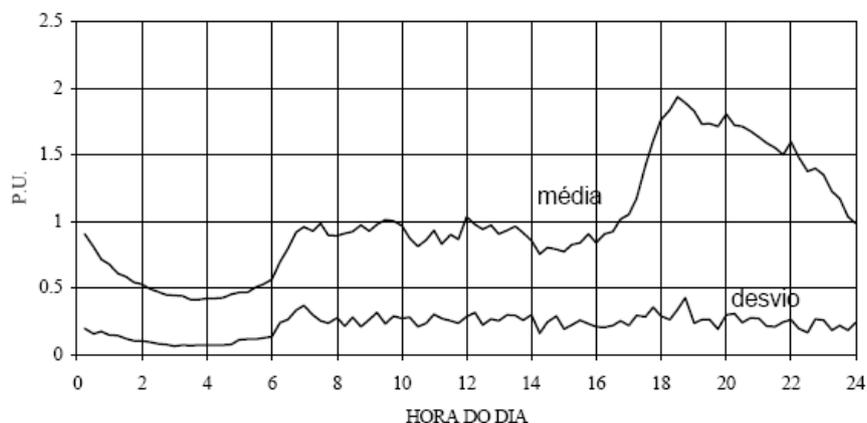


Fig. 7.28– Curvas da Média e do Desvio Padrão de um transformador

7.7.2.- Fator Diversidade de Chuzeiros

Nos estudos relativos ao levantamento das curvas de cargas dos consumidores residenciais, nota-se que o eletrodoméstico predominante na determinação do valor da demanda máxima de carga é o chuveiro. O uso do chuveiro apresenta, em geral, instante de ocorrência aleatória durante as 24 horas do dia, considerando-se cada um dos consumidores individualmente, em diversos dias de análise. Esta aleatoriedade faz com que as cargas dos chuveiros não coincidam totalmente, num dado tempo, no transformador de distribuição.

A metodologia utilizada para determinar as coincidências consiste basicamente de:

- Medições simultâneas das curvas diárias de cargas de um grupo de “n” consumidores residenciais ligados a um mesmo transformador;
- Tratamento das curvas diárias de cargas de “n” consumidores, expandindo para um intervalo de integração de 5 minutos. Obtém-se, para cada um dos consumidores individuais, uma tabela onde constam para cada um dos dias medidos, os valores da demanda média de 5 minutos ao longo das 24 horas de um dia com 288 pontos. Desta forma fica melhor caracterizado quando o chuveiro é ligado e está em operação;
- Comparações entre as planilhas dos “n” consumidores com a meta de quantificar as coincidências entre os picos de carga a cada instante;
- Tabelação de todas as coincidências;
- Análise estatística das coincidências.

7.7.2.1- ANÁLISE DAS TABELAS DE COINCIDÊNCIAS

Para realizar-se este estudo, foram medidos 7 consumidores simultaneamente ligados a um mesmo transformador, por um período de 12 dias. Foi feita nesta amostra a determinação das coincidências.

Foram elaboradas tabelas, para cada uma das planilhas (grupos de consumidores) com as estatísticas de coincidência de chuveiros, considerando:

- tipo de coincidência (dupla, tripla, quádrupla, etc);
- número de dias em que ocorreu pelo menos uma coincidência;
- número de vezes em que ocorreram as coincidências.

Considere que num mesmo dia, pode ocorrer mais de uma coincidência, sendo portanto o número de vezes em que ocorre coincidência maior ou igual ao número de dias em que ocorre pelo menos uma coincidência. Na tabela a seguir, são apresentados os resultados para cada um dos grupos de consumidores analisados.

Tabela 7.20– Coincidências de Chuveiros

Consumidores	Dias	Dupla		Tripla		Quádrupla		Quintupla		Hexa		Hepta	
		d	v	d	v	d	v	d	v	d	v	d	v
G11	30	0,133	0,133	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G12	63	0,508	1,175	0,095	0,127	-	-	-	-	-	-	-	-
G13	37	0,459	0,784	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G21 (3 cons.)	64	0,281	0,438	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G21 (4 cons.)	32	0,656	0,906	0,031	0,031	-	-	-	-	-	-	-	-
G22	30	0,367	0,467	0,033	0,066	-	-	-	-	-	-	-	-
G23 (3 cons.)	68	0,353	0,544	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G23 (4 cons.)	37	0,270	0,378	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CPFL 9 cons.	25	1,000	7,440	0,640	1,640	0,160	0,200	0,040	0,040	-	-	-	-
CPFL 11 cons.	30	1,000	6,900	0,700	1,633	0,167	0,267	-	-	0,033	0,033	-	-
CPFL 20 cons.	24	1,000	7,125	1,000	6,542	0,958	2,000	0,458	0,750	0,042	0,042	0,042	0,042
CESP 7 cons.	12	1,000	4,000	0,333	0,417	-	-	-	-	-	-	-	-

d – número de dias em que houve coincidência, dividido pelo número de dias de medições; **v** – número de vezes em que houve coincidência, dividido pelo número de dias de medições.

A curva de probabilidade de ocorrências para cada tipo de ocorrência é mostrada na figura a seguir:

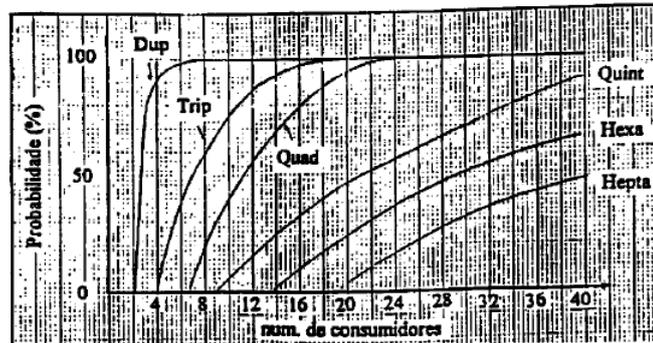


Fig. 7.29– Probabilidade de Ocorrências para cada tipo de Coincidência

A partir desta figura, pode-se obter o tipo de ocorrência em função do número de consumidores, com qualquer probabilidade de acerto.

Dividindo o número de coincidência pelo número de consumidores, obtém-se os valores da figura a seguir, denominada fator de coincidência de uso de chuveiros.

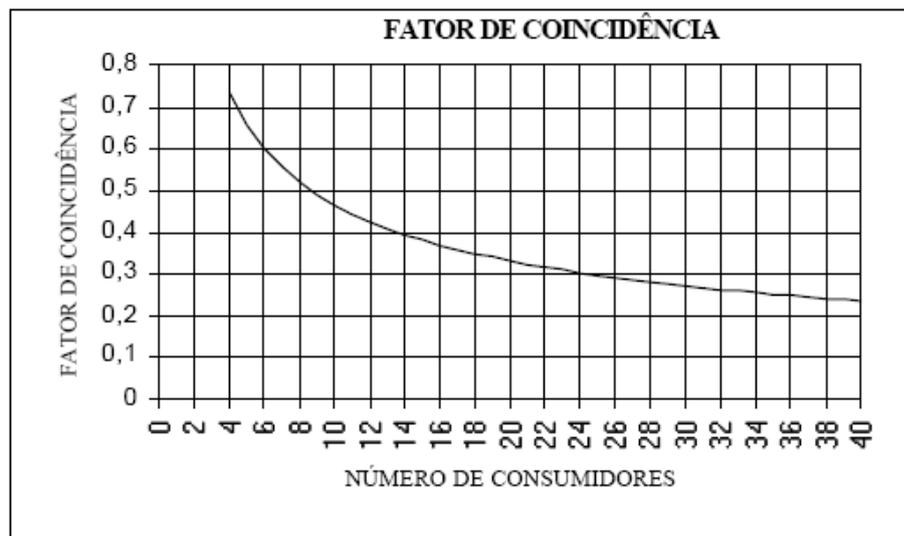


Fig. 7.30– Fator de Coincidência

Pode-se observar na figura acima que, o fator de coincidência para transformadores residenciais com 40 consumidores ligados é de cerca de 25%. Visto na forma de porcentagem, temos a porcentagem de consumidores que tem chuveiros simultaneamente ligados, em função do número total destes consumidores.

7.8.- Avaliação da Diversidade de Cargas Residências.

Uma metodologia foi desenvolvida para a obtenção de curvas de demanda coincidentes para os consumidores residenciais.

Esta metodologia leva em conta:

- Fatores de coincidência de chuveiros em função do nº de consumidores ligados ao transformador de distribuição;
- Fator de coincidência das demais cargas. Para isto utiliza-se das curvas de média e de desvios padrão, já levantadas, com intervalo de integração superior a 5 min., isto porque nestas curvas está diluído o efeito da ponta proporcionada pelos chuveiros, mas está mantida a energia dos chuveiros.

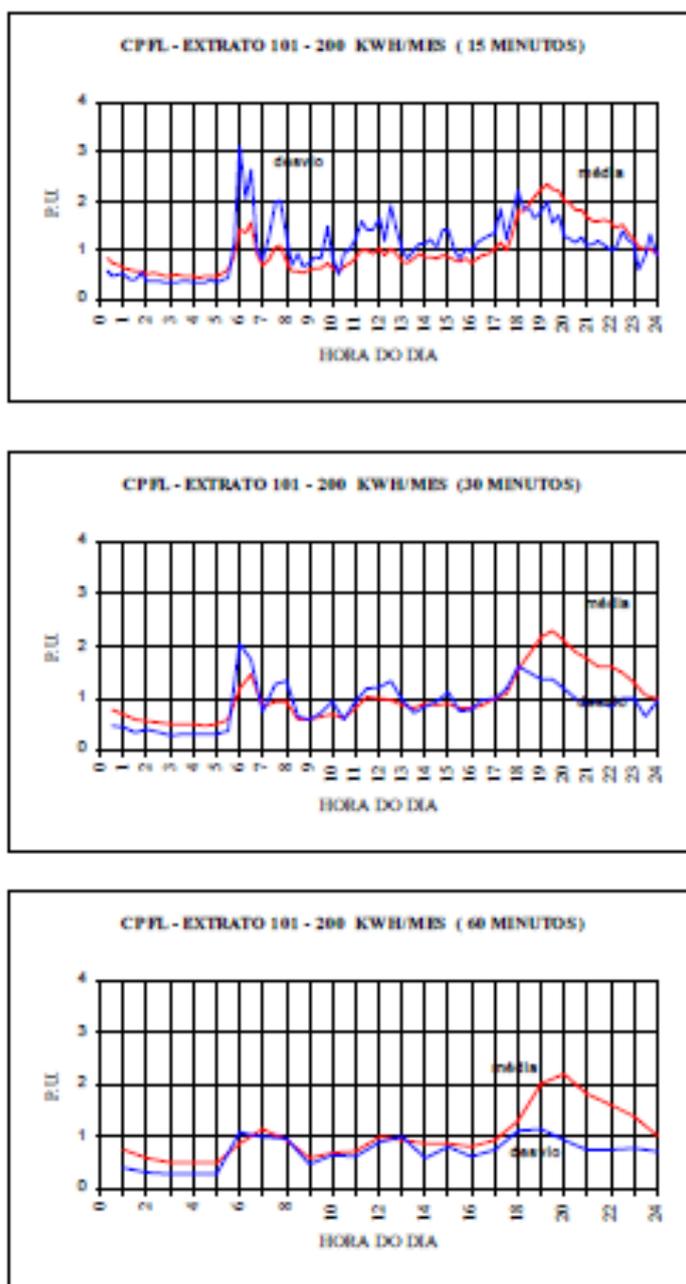


Fig. 7.31– Estrato de 101 a 200 kWh/mês – Média e desvio padrão

Para a determinação da ponta de "n" consumidores iguais, os passos descritos a seguir são:

- Na curva de carga média representativa de cada estrato de consumo (conforme figura anterior), seleciona-se a demanda máxima (d) da curva média e o respectivo desvio padrão.

- A demanda máxima média (ddn) e o desvio padrão (ssn) de "n" consumidores podem ser obtidos pelas fórmulas:

$$\begin{aligned} ddn &= n d \\ ssn^2 &= n s^2 \text{ ou } ssn = \sqrt{n} \cdot s \end{aligned}$$

- Os valores obtidos pelas fórmulas anteriores estão em pu da potência média de um consumidor. No caso de se considerar os valores em pu da potência média dos "n" consumidores somados, as fórmulas passam a :

$$dn = n d/n = d$$

$$sn = ssn/n = \sqrt{n} s/n = s/\sqrt{n}$$

- Os valores de ponta (pu) de "n" consumidores iguais com uma certa probabilidade (p%) de não ser excedida são obtidas por:

$$\text{ponta (pu)} = dn + k Sn = d + k s/\sqrt{n}$$

onde k é função do nível de confiança: (ex: para k=3, p% = 99,9%; k=1,3, p=90,0%)

Observa-se que o cálculo acima está calcado nos valores do desvio padrão, que são muito variáveis devido a aleatoriedade das cargas, principalmente as dos chuveiros elétricos.

Para determinar os valores da demanda máxima coincidente das cargas, utilizou-se do seguinte procedimento:

a- deve-se eliminar primeiramente, os chuveiros como ponta das curvas diárias. Isto pode ser feito representando a curva diária de cada estrato em intervalos de 60 minutos.

Visto que um banho dura na ordem de 7,5 minutos, seu efeito, como ponta, aparece dividido por $(60/7,5)=8$ na demanda média de 1 hora, eliminando assim o seu efeito como pico. Observa-se que o efeito como energia consumida ainda é mantido.

As curvas diárias preparadas desta forma (pontos a cada 60 minutos) levam a uma nova curva média parecida com aquela obtida com valores em intervalos de 15 min., porém o desvio padrão é menor. Pelo equacionamento anterior obtém-se os valores da demanda máxima coincidentes sem incluir portanto o efeito do chuveiro.

b- adicionalmente, os chuveiros (coincidentes) como valores de ponta são somados ao valor de ponta obtidos no cálculo do item a, obtendo-se as demandas máximas coincidentes incluindo os chuveiros

Alternativamente, pode-se pensar em aplicar as equações mencionadas, de soma de consumidores, com os dados das curvas definidas em intervalos de 15min, aparecendo então, em parte, o efeito do chuveiro como ponta. Evidentemente, neste caso, não se deve somar os chuveiros coincidentes.

Os resultados destes vários procedimentos são mostrados na figura a seguir, onde os diferentes valores de demandas coincidentes são calculados para diferentes condições a saber:

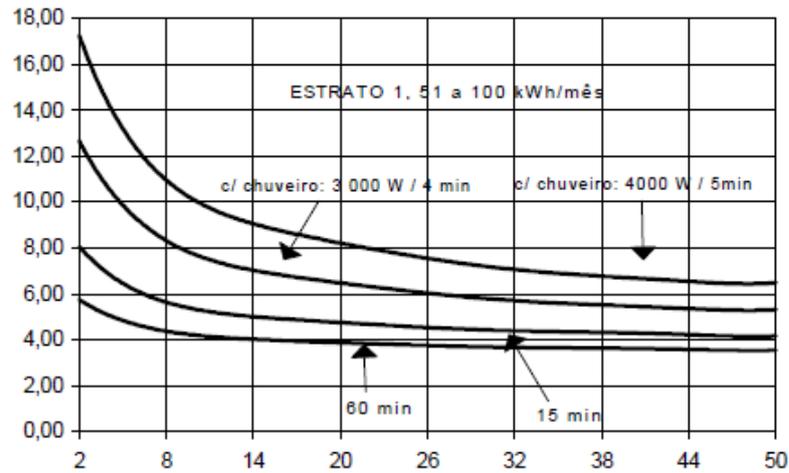


Fig. 7.32– Demanda máxima coincidente – Estrato I: 51 a 100 kWh/mês

Para a obtenção das curvas de demandas coincidentes, por estratos, considerando-se por exemplo potência dos chuveiros de 3000W e duração do banho de 4 minutos, utiliza-se das seguintes equações:

$$Valor(kW) = V \left(\frac{Média kWh \times 1000}{720} \right) n + F_c n 3000 \left(\frac{4}{15} \right)$$

onde n é o número de consumidores, V é o valor em pu da demanda máxima coincidente e Fc é o fator de coincidência de chuveiros.

Convertendo os valores para pu, na base da potência média de “n” consumidores iguais, tem-se:

$$valor(pu) = \frac{Valor(kW)}{\left(n \frac{Média kWh \times 1000}{720} \right)} = V + F_c \left(3000 \frac{4}{15} \right) \frac{1}{\frac{Média kWh \times 1000}{720}}$$

Ou de outra forma:

$$Valor(pu) = \left(nV + F_c n \frac{3000 \frac{4}{15}}{0,72} \right) \frac{1}{n}$$

Sendo:

Valor(pu) = valor da demanda coincidente em pu da potência média de “n” consumidores do mesmo estrato, cada um consumindo a energia média (Média kWh) do estrato (ou seja, 75,150,250 e 350kWh/mês, para os estratos 1,2,3 e 4 respectivamente)

nV = produto do nº de consumidores n, pelo valor de ponta (V) do estrato. O valor V depende da probabilidade p% fixada de não ser excedido, e é obtido na curva representada em intervalos de 60 minutos (em pu).

Média kWh = é a energia média do estrato. Este valor multiplicado por 1000 e dividido por 720 horas (nº de horas no mês), fornece a potência média (potência de base), em Watts, no estrato.

4/15 = é a redução que aparece no valor da ponta do chuveiro quando a curva é representada em intervalos de 15 minutos (4 minutos é a duração do banho)

Considerou-se, nas figuras a seguir, a composição da curva de 60 minutos com probabilidade dos valores não serem excedidos de 90% ($k=1,3$). O mesmo foi considerado para as curvas com demanda de 15 minutos.

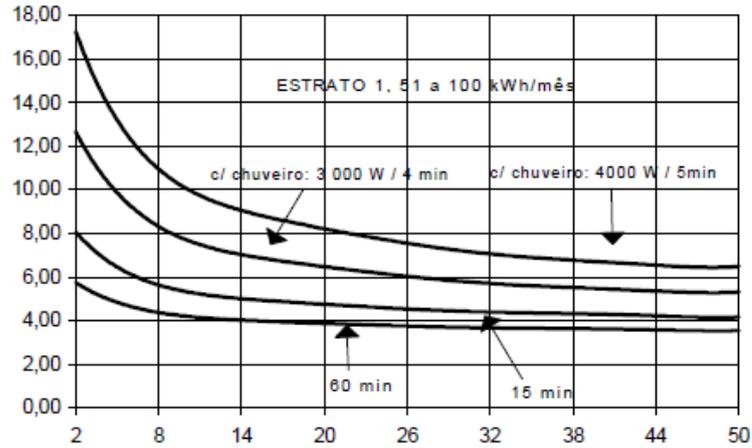


Fig. 7.33a– Demanda máxima coincidente – Estrato I: 51 a 100 kWh/mês

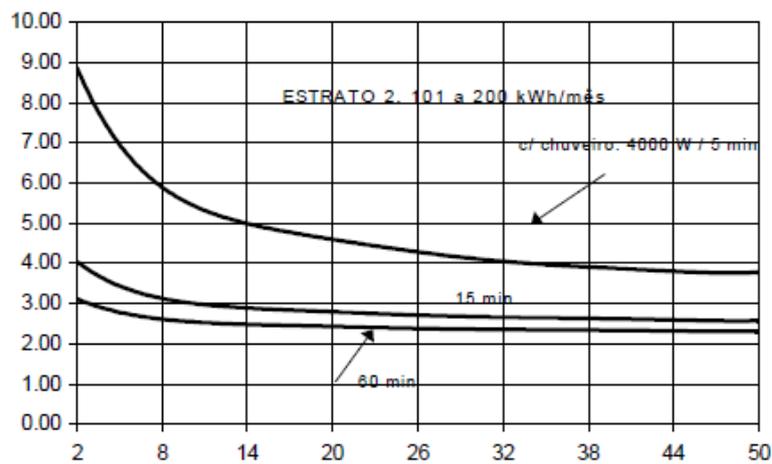


Fig. 7.33b– Demanda máxima coincidente – Estrato II: 101 a 200 kWh/mês

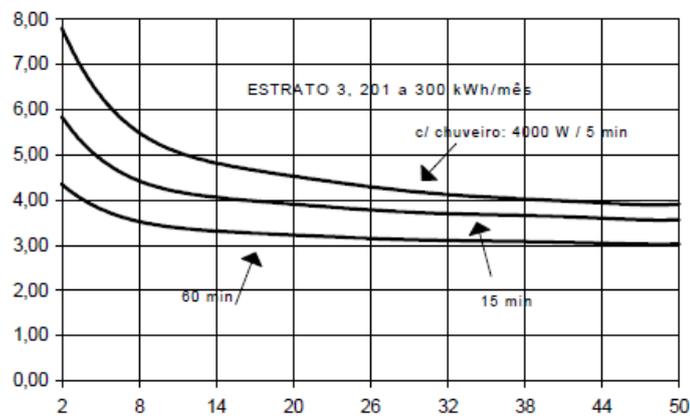


Fig. 7.33c– Demanda máxima coincidente – Estrato III: 201 a 300 kWh/mês

8. Tarifação

8.1. – Sistema de Tarifação de Energia Elétrica

O sistema tarifário de energia elétrica vigente no Brasil é um conjunto de normas e regulamentos que tem por finalidade estabelecer o preço da eletricidade para os diversos tipos de consumidores. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), além de suas atribuições específicas, incorpora também as funções de órgão regulador do extinto DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica).

Segundo o conceito moderno, a tarifa de energia elétrica visa tanto prover um retorno financeiro satisfatório para os agentes que realizam investimentos e operam o sistema, como para passar sinais econômicos para os consumidores, indicando onde e quando o fornecimento de energia elétrica é mais barato.

As tarifas podem ser, basicamente, de dois tipos:

Monômias: quando somente o consumo efetivo de energia é cobrado ou ;

Binômias: quando acrescenta-se um componente que remunera a capacidade colocada a disposição dos consumidores e ainda é incorporado preços diferenciados de energia, dependendo da hora do dia e época do ano.

Além da tarifa propriamente dita, o preço final da energia pago pelo consumidor inclui ainda parcelas referentes a encargos e aos impostos e independem do consumo. Os impostos dependem da política tributária vigente.

Os usuários de energia elétrica são enquadrados nestas estruturas em função de suas características predominantes de consumo.

8.2. – Definições Básicas

A legislação que regulamenta a tarifação de energia elétrica no Brasil é baseada nos seguintes conceitos e definições:

8.2.1-Demanda e Consumo

Demanda é o consumo de energia da instalação dividido pelo tempo no qual se verificou tal consumo. Para o faturamento de energia pela concessionária, utilizam-se intervalos de integração de 15 minutos. Assim, a sua demanda de energia (medida em kW), é igual ao consumo a cada 15 minutos (medido em kWh) dividido por 1/4 (15 minutos é igual a 1/4 de hora). A concessionária de energia elétrica escolherá o valor mais alto, ainda que tenha sido verificado apenas uma vez.

A demanda classifica-se em:

- **Demanda Registrada – DR (KW):** é o maior valor da demanda efetivamente registrada em intervalos de 15 minutos durante o período de funcionamento.
- **Demanda Faturada – DF (KW):** é o valor da demanda efetivamente utilizada para efeito de faturamento.

- **Demanda Contratada– DC (KW):** é o valor da demanda que a concessionária se compromete, através do contrato de fornecimento, a manter disponível ao consumidor.

Consumo (CA): é a quantidade de energia elétrica ativa (medida em kWh) efetivamente medida no período de faturamento.

8.2.2-Tarifa de Ultrapassagem e Tolerância de Ultrapassagem

Tolerância de ultrapassagem de demanda: é uma tolerância dada aos consumidores das tarifas horo-sazonais para fins de faturamento de ultrapassagem de demanda.. Esta tolerância é de 5% para os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV; 10% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 KV (a grande maioria), e demanda contratada superior a 100 kW; e 20% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 KV, e demanda contratada de 50 a 100 kW.

Tarifas de Ultrapassagem são as tarifas aplicadas à parcela da demanda medida, que supera o valor da demanda contratada. No caso de Tarifas Horo-Sazonais, respeitados os respectivos limites de tolerância.

8.2.3-Períodos, Horário de Ponta.e Fora de Ponta

Período úmido (u): é aquele onde, devido à estação de chuvas, os reservatórios de nossas usinas hidrelétricas estão mais altos. Como o potencial hidráulico das usinas cresce, existe um incentivo (tarifas mais baixas) para que o consumo de energia seja maior neste período. Os meses úmidos vão de dezembro a abril do ano seguinte.

Período seco (s): é aquele onde, devido à falta de chuvas, os reservatórios de nossas usinas hidrelétricas estão mais baixos. Como o potencial hidráulico das usinas diminui, existe um acréscimo nas tarifas para que o consumo de energia seja menor neste período. Os meses secos vão de maio a novembro de um mesmo ano.

Horário de ponta corresponde ao intervalo de três horas consecutivas, definido por cada concessionária local, compreendido entre 17 e 22 horas, de segunda à sexta-feira.

Horário fora de ponta corresponde às horas complementares às três horas do horário de ponta, acrescido do total das horas dos sábados e domingos.

8.3. –Regulamentação do Fator de Potência

8.3.1 – Fator de Potência

O Fator de potência é definido como a relação entre a potência ativa e a potência aparente numa instalação, num dado intervalo de tempo.

O fator de potência (FP) é um índice que reflete a energia que está sendo utilizada, ou seja, a relação entre a potência ativa (realmente útil) e a potência aparente (energia total) de uma instalação, num dado intervalo de tempo.

Como a maioria das cargas de uma instalação elétrica são indutivas, elas exigem um campo eletromagnético para funcionar. Com a relação entre estes dois valores determina-se o fator de potência médio indutivo (FP) num determinado período.

a- Aspectos Gerais da Legislação

- Os consumidores e as concessionárias devem manter o fator de potência de seus sistemas o mais próximo possível da unidade ($FP=1$).
- O fator de potência de referência estabelecido como limite para cobrança de energia reativa, excedente por parte da concessionária, é 0,92 (resolução 456 da ANEEL), independentemente da modalidade tarifária.

Quando o fator de potência é baixo, surge uma série de inconvenientes elétricos para a indústria e para a concessionária.

- Valores altos de fator de potência (próximos a 1,0) indicam uso eficiente da energia elétrica.
- Valores baixos de fator de potência, indicam seu mau aproveitamento, além de representar uma sobrecarga para todo sistema elétrico.

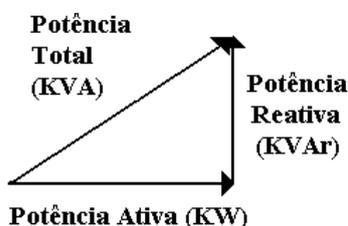


Fig. 8.1- Esquematização da Potência Aparente

A Potência Total ou Aparente é dada em KVA, e é a soma vetorial das potências ativa e reativa, como mostra a figura acima. A energia reativa capacitiva é medida no período de 0h a 6h, a indutiva das 6h às 24h.

- O Cálculo do fator de potência pode ser feito por avaliação horária ou mensal. O fator de potência é sempre um número entre 0 e 1 e pode ser capacitivo ou indutivo, dependendo se o consumo de energia reativa for capacitivo ou indutivo. Para faturamento de energia, o fator de potência é registrado de hora em hora. Assim como no caso da demanda, os mecanismos de tarifação levarão em conta o pior valor de fator de potência registrado ao longo do mês.
- O excedente reativo indutivo ou capacitivo que ocorre quando o fator de potência indutivo ou capacitivo é inferior ao fator de potência de referência, 0,92, é cobrado como tarifas de fornecimento de energia ativa. Surge, então, o conceito de energia reativa reprimida, ou seja, a cobrança pela circulação de excedente reativo no sistema elétrico.

Em alguns casos, a instalação de um banco de capacitores resolverá os problemas de ajuste do fator de potência, além de melhorar o sistema elétrico.

b- Principais Fatores para um baixo Fator de Potência

Os principais fatores para o baixo fator de potência são:

- **Motores e transformadores operando "a vazio" ou com pequenas cargas**

Os motores elétricos consomem praticamente a mesma quantidade de energia reativa necessária à manutenção do campo magnético, quando operando a vazio ou a plena

carga. Entretanto, o mesmo não acontece com a energia ativa, que é diretamente proporcional à carga mecânica solicitada no eixo do motor.

Assim, quanto menor a carga mecânica solicitada, menor energia ativa consumida, conseqüentemente, menor o fator de potência.

- Motores e transformadores super dimensionados

Este é um caso particular do anterior, cujas conseqüências são análogas.

Geralmente os motores são superdimensionados, apresentando um potencial de conservação de energia. É muito comum o costume de substituição de um motor por outro de maior potência, principalmente nos casos de manutenção para reparos que, por acomodação, a substituição transitória passa a ser permanente, e não se levando em conta que um super dimensionamento provocará baixo fator de potência.

- Lâmpadas de descarga (Fluorescentes, VM,VS) sem reatores de alto fator de potência

As lâmpadas de descarga (vapor de mercúrio, vapor de sódio, fluorescentes, etc.) necessitam do auxílio de um reator para funcionarem. Os reatores, como os motores e os transformadores, possuem bobinas ou enrolamentos que consomem energia reativa, contribuindo para a redução do fator de potência das instalações.

A utilização de reatores de alto fator de potência pode contornar, em parte, o problema de baixo fator de potência da instalação.

- Máquinas de solda

- Excesso de energia capacitiva, etc.

Uma instalação operando com baixo fator de potência apresenta os seguintes inconvenientes:

- Incremento das perdas de potência;
- Flutuação de tensão, que podem ocasionar a queima de motores;
- Sobrecarga da instalação, danificando-a ou gerando desgaste prematuro;
- Aumento do desgaste nos dispositivos de proteção e manobra da instalação elétrica;
- Aumento do investimento em condutores e equipamentos elétricos sujeitos à limitação térmica de corrente;
- Saturação da capacidade dos equipamentos, impedindo a ligação de novas cargas;
- Dificuldade da regulação do sistema.

8.3.2-Cálculo do Fator de Potência

Para tarifação do fator de potência, utiliza-se a energia elétrica ativa faturada (kWh) e a energia elétrica reativa faturada (kVArh) através da expressão:

$$FP = \cos \left[\arctg \left(\frac{kVArh}{kWh} \right) \right]$$

8.4. –Estrutura Tarifária

8.4.1- Classificação dos consumidores

A energia elétrica pode ser cobrada de diversas maneiras, dependendo do enquadramento tarifário de cada consumidor. Resumidamente, a classificação dos consumidores é feita conforme abaixo:

- **Grupo A:** Engloba os consumidores que recebem energia em tensões acima de 220V. Possui três tipos de tarifação: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde. Nesta categoria, os consumidores pagam pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência.
- **Grupo B:** Engloba os demais consumidores, divididos em três tipos de tarifação: residencial, comercial e rural. Neste grupo, os consumidores pagam apenas pelo consumo medido.

A maioria das pequenas e médias empresas (industriais ou comerciais) brasileiras se encaixa no **Grupo A**.

Estes consumidores podem ser enquadrados na tarifação convencional, ou na tarifação horo-sazonal (azul ou verde). Os custos por kWh são mais baixos nas tarifas horo-sazonais, mas as multas por ultrapassagem de demanda são mais altas.

Assim, para a escolha do melhor enquadramento tarifário (quando facultado ao cliente) é necessária uma avaliação específica.

8.4.2- Tarifação Convencional

Na tarifação convencional, o consumidor paga à concessionária até três parcelas: **consumo, demanda e ajuste de fator de potência**.

O faturamento do consumo de energia (CA) não apresenta a divisão do dia em horário de ponta e fora de ponta e será aquele verificado pela medição no período de funcionamento. Acumula-se o total de kWh consumidos, e aplica-se uma tarifa de consumo para chegar-se à parcela de faturamento de consumo.

O valor de demanda faturada (DF) é obtido pela aplicação de uma tarifa de demanda à demanda faturada, que é o maior valor entre: a demanda registrada (DR) no mês.

A demanda contratada (DC), caso haja contrato de fornecimento de energia, é 85% da máxima demanda registrada (DR) nos últimos 11 meses.

Com isso, é muito importante o controle de demanda, pois um pico de demanda na tarifação convencional pode significar acréscimos na conta de energia por até 12 meses.

Para determinar o valor da fatura (VF), utiliza-se a seguinte expressão:

$$VF = (CA \times TC + DF \times TD) \cdot \left(\frac{1}{1 - ICMS} \right)$$

onde:

VF = valor da fatura;

CA = consumo de energia

TC = tarifa convencional

DF = demanda faturada

TD = tarifa de demanda

ICMS = imposto sobre circulação de mercadorias e prestações de serviço.

Para o cálculo da parcela de ajuste de fator de potência, o dia é dividido em duas partes: horário capacitivo e o restante.

- Se o fator de potência do consumidor estiver fora dos limites estipulados pela legislação, haverá penalização por baixo fator de potência;

- Se o fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, esta parcela não é cobrada.

8.4.3-Tarifação Horo-Sazonal (Azul e Verde)

Na tarifação horo-sazonal (azul ou verde), os dias são divididos em períodos fora de ponta e de ponta para faturamento de demanda, e em horário capacitivo e o restante, para faturamento de fator de potência. Além disto, o ano é dividido em um período seco e outro período úmido.

Assim, para o faturamento do consumo, acumula-se o total de kWh consumidos em cada período: fora de ponta seca ou fora de ponta úmida, e ponta seca ou ponta úmida. Para cada um destes períodos, aplica-se uma tarifa de consumo diferenciada, e o total é a parcela de faturamento de consumo.

A tolerância de ultrapassagem de demanda dada aos consumidores das tarifas horo-sazonais é de:

- 5% para os consumidores atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV;
- 10% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 KV (a grande maioria), e demanda contratada superior a 100 kW;
- 20% para os consumidores atendidos em tensão inferior a 69 KV, e demanda contratada de 50 a 100 kW.

8.4.3.1-Tarifação Horo-Sazonal Azul (THA)

Na tarifação horo-sazonal azul, o faturamento da parcela de demanda será igualmente composto por parcelas relativas à cada período: fora de ponta seca ou fora de ponta úmida, e ponta seca ou ponta úmida. Para cada período, o cálculo será o seguinte:

Caso 1 - Se a demanda registrada (DR) for inferior à demanda contratada (DC), então aplica-se a tarifa de demanda correspondente à demanda contratada.

Caso 2 – Se a demanda registrada (DR) for superior à demanda contratada (DC), mas dentro da tolerância de ultrapassagem, então deverá ser aplicada a tarifa de demanda correspondente à demanda registrada.

Caso 3 – Se a demanda registrada (DR) for superior à demanda contratada (DC) e acima da tolerância, deve ser aplicada a tarifa de demanda correspondente à demanda contratada, e somar a isso a aplicação da tarifa de ultrapassagem correspondente à

diferença entre as demanda registrada e a demanda contratada. Ou seja: paga-se tarifa normal pelo contratado, e tarifa de ultrapassagem sobre todo o excedente.

8.4.3.2-Tarifação Horo-Sazonal Verde (THV)

Na tarifa verde, o consumidor contrata apenas dois valores de demanda, um para o período úmido e outro para o período seco. Não existe contrato diferenciado de demanda no horário de ponta, como na tarifa azul.

Assim, o faturamento da parcela de demanda será composto uma por parcela apenas, relativa ao período seco ou ao período úmido, usando o mesmo critério acima.

8.4.4-Cálculo do Ajuste do Fator de Potência.

Para o cálculo da parcela de ajuste de fator de potência, o dia é dividido em três partes: horário capacitivo, horário de ponta, e o restante.

Se o fator de potência do consumidor, registrado de hora em hora ao longo do mês, estiver fora dos limites estipulados pela legislação, haverá penalização por baixo fator de potência.

Se o fator de potência do consumidor estiver dentro dos limites pré-estabelecidos, esta parcela não será cobrada.

9. Faturamento

9.1 Considerações Gerais

A RESOLUÇÃO N.º 456, de 29 de novembro de 2000, da ANEEL, estabelece de forma atualizada e consolidada, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

Considerando a conveniência e oportunidade de consolidar e aprimorar as disposições vigentes relativas ao fornecimento de energia elétrica, com tarifas diferenciadas para a demanda de potência e consumo de energia, conforme os períodos do ano, os horários de utilização e a estrutura tarifária horo-sazonal;

Estabelecer, na forma que se segue, as disposições atualizadas e consolidadas relativas às condições gerais de fornecimento de energia elétrica a serem observadas tanto pelas concessionárias e permissionárias quanto pelos consumidores.

As definições mais usuais nesta Resolução, são as seguintes:

I - Carga instalada: soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).

II - Concessionária ou permissionária: agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de energia elétrica, referenciado, doravante, apenas pelo termo concessionária.

III - Consumidor: pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicitar a concessionária o fornecimento de energia elétrica e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da ANEEL, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão, conforme cada caso.

IV - Consumidor livre: consumidor que pode optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor, conforme legislação e regulamentos específicos.

V - Contrato de adesão: instrumento contratual com cláusulas vinculadas às normas e regulamentos aprovados pela ANEEL, não podendo o conteúdo das mesmas ser modificado pela concessionária ou consumidor, a ser aceito ou rejeitado de forma integral.

VI - Contrato de fornecimento: instrumento contratual em que a concessionária e o consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo "A" ajustam as características técnicas e as condições comerciais do fornecimento de energia elétrica.

VII - Contrato de uso e de conexão: instrumento contratual em que o consumidor livre ajusta com a concessionária as características técnicas e as condições de utilização do sistema elétrico local, conforme regulamentação específica.

VIII - Demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.

IX - Demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

X - Demanda de ultrapassagem: parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, expressa em quilowatts (kW).

XI - Demanda faturável: valor da demanda de potência ativa, identificado de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).

XII - Demanda medida: maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

XIII - Energia elétrica ativa: energia elétrica que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatts-hora (kWh).

XIV - Energia elétrica reativa: energia elétrica que circula continuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reactivo-hora (kvarh).

9.2 Tipos de Tarifas

A estrutura tarifária é um conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento.

9.2.1 – Estrutura tarifária Convencional e Horo-sazonal

A estrutura tarifária convencional é a estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

A estrutura tarifária horo-sazonal é a estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, conforme especificação a seguir:

a) **Tarifa Azul**: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.

b) **Tarifa Verde**: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

9.2.2 – Horário de Ponta e Horário Fora de Ponta

a) **Horário de ponta (P)**: período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico.

b) **Horário fora de ponta (F)**: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

c) **Período úmido** (U): período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

d) **Período seco** (S): período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

9.2.3 – Aplicação de Tarifa em uma unidade consumidora

A fatura de energia elétrica é representada pela nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes.

Grupo “A”: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo, caracterizado pela estruturação **tarifária binômia** e subdividido nos seguintes subgrupos:

a) Subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;

b) Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;

c) Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV;

d) Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;

e) Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;

f) Subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo em caráter opcional.

Grupo “B”: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo, caracterizado pela estruturação **tarifária monômia** e subdividido nos seguintes subgrupos:

a) Subgrupo B1 - residencial;

b) Subgrupo B1 - residencial baixa renda;

c) Subgrupo B2 - rural;

d) Subgrupo B2 - cooperativa de eletrificação rural;

e) Subgrupo B2 - serviço público de irrigação;

f) Subgrupo B3 - demais classes;

g) Subgrupo B4 - iluminação pública.

Potência disponibilizada: potência que o sistema elétrico da concessionária deve dispor para atender às instalações elétricas da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos nesta Resolução e configurada nos seguintes parâmetros:

1) unidade consumidora do **Grupo “A”:** a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW);

2) unidade consumidora do **Grupo “B”:** a potência em kVA, resultante da multiplicação da capacidade nominal ou regulada, de condução de corrente elétrica do equipamento

de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado no caso de fornecimento trifásico, o fator específico referente ao número de fases.

Valor líquido da fatura: valor em moeda corrente resultante da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento, sem incidência de imposto, sobre as componentes de consumo de energia elétrica ativa, de demanda de potência ativa, de uso do sistema, de consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes.

Valor mínimo faturável: valor referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento de unidades consumidoras do Grupo "B", de acordo com os limites fixados por tipo de ligação.

9.2 Aplicação de Tarifa em uma unidade consumidora

A concessionária efetuará as leituras, bem como os faturamentos, em intervalos de aproximadamente 30 (trinta) dias, observados o mínimo de 27 (vinte e sete) e o máximo de 33 (trinta e três) dias, de acordo com o calendário respectivo.

O faturamento inicial deverá corresponder a um período não inferior a 15 (quinze) nem superior a 47 (quarenta e sete) dias.

Havendo necessidade de remanejamento de rota ou reprogramação do calendário, excepcionalmente, as leituras poderão ser realizadas em intervalos de, no mínimo, 15 (quinze) e, no máximo, 47 (quarenta e sete) dias, devendo a modificação ser comunicada aos consumidores, por escrito, com antecedência mínima de um ciclo completo de faturamento.

No caso de pedido de desligamento, mediante acordo entre as partes, o consumo e/ou a demanda finais poderão ser estimados com base na média dos 3 (três) últimos faturamentos, no mínimo, e proporcionalmente ao número de dias decorridos entre as datas de leitura e do pedido.

As leituras e os faturamentos de unidades consumidoras do Grupo "B" poderão ser efetuados em intervalos de até 3 (três) ciclos consecutivos, de acordo com o calendário próprio, nos seguintes casos:

I - unidades consumidoras situadas em área rural;

II - localidades com até 1000 (mil) unidades consumidoras; e

III - unidades consumidoras com consumo médio mensal de energia elétrica ativa igual ou inferior a 50 kWh (cinquenta quilowatts-hora).

Quando for adotado intervalo plurimensal de leitura, o consumidor poderá fornecer a leitura mensal dos respectivos medidores, respeitadas as datas fixadas pela concessionária. A adoção de intervalo plurimensal de leitura e/ou de faturamento deverá ser precedida de divulgação aos consumidores, objetivando permitir aos mesmos o conhecimento do processo utilizado e os objetivos pretendidos com a medida. Nos casos referidos nos itens citados anteriormente, o faturamento da demanda deverá ser efetuado de forma proporcional e observados os seguintes critérios:

I - período inferior a 27 (vinte e sete) dias: a demanda faturável será proporcionalizada em relação ao número de dias de efetivo fornecimento, tomando-se, para base de cálculo, o período de 30 (trinta) dias e com aplicação da tarifa de ultrapassagem, se for o caso;

II - período superior a 33 (trinta e três) dias:

a) unidade consumidora faturada na estrutura tarifária convencional: utilizar o mesmo critério descrito no item anterior para os primeiros 30 (trinta) dias e, para o período excedente, proporcionalizar a demanda contratada, conforme a fórmula indicada a seguir:

$$FD_{pr} = DF \times TD + \frac{DC \times TD \times P}{30}$$

onde:

FDpr = Faturamento proporcional da demanda;

DF = Demanda Faturável;

TD = Tarifa de Demanda;

DC = Demanda Contratada;

P = Período excedente a 30 (trinta) dias;

b) unidade consumidora faturada na estrutura tarifária horo-sazonal: utilizar a demanda faturável verificada no período inicial de 30 (trinta) dias e, para o período excedente, proporcionalizar a demanda faturável verificada nesse período, com aplicação da tarifa de ultrapassagem em ambos os períodos, se for o caso, conforme fórmula indicada a seguir:

$$FD_{pr} = DF_1 \times TD + \frac{DF_2 \times TD \times P}{30}$$

onde:

FDpr = Faturamento proporcional da demanda;

DF1 = Demanda Faturável no período inicial;

TD = Tarifa de Demanda;

DF2 = Demanda Faturável no período excedente;

P = Período excedente a 30 (trinta) dias.

A concessionária poderá realizar a leitura em intervalos de até 12 (doze) ciclos consecutivos, para unidades consumidoras do Grupo "B" localizadas em área rural, desde que haja concordância do consumidor e que sejam disponibilizados os procedimentos necessários com vistas a efetivação da autoleitura.

A concessionária deverá realizar a leitura no terceiro ciclo, sempre que o consumidor não efetuar a autoleitura por 2 (dois) ciclos consecutivos.

Ocorrendo reajuste tarifário durante o período de fornecimento, será aplicada, ao faturamento desse período, a tarifa proporcional calculada pela seguinte fórmula:

$$TP = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \times P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

onde:

TP = Tarifa Proporcional a ser aplicada ao faturamento do período;

Ti = Tarifa em vigor durante o período "i" de fornecimento;

Pi = Número de dias em que esteve em vigor a tarifa "i" de fornecimento.

= número de dias de efetivo fornecimento, decorrido entre 2 (duas) datas consecutivas de leitura, observado o calendário referido em itens anteriores.

No caso de unidades consumidoras classificadas como Residencial Baixa Renda, o faturamento deverá ser realizado respeitando os seguintes procedimentos:

I - identificar a energia consumida no intervalo entre a leitura considerada para faturamento no mês anterior e a leitura realizada no mês atual;

II - calcular o consumo médio diário;

III - calcular o consumo a ser faturado considerando o número de dias do mês anterior ao do faturamento em curso; e

IV - ajustar a leitura atual com base no consumo faturado.

Nos casos de faturamento inicial ou remanejamento de rota, com períodos superiores a 31 (trinta e um) dias, o faturamento da parcela de consumo excedente ao limite de caracterização da unidade consumidora Residencial Baixa Renda deverá ser efetuado de forma proporcionalizada de acordo com a seguinte fórmula:

$$FBR_e = \frac{CA_e}{LBR} \times \sum_{i=1}^3 B_i \times T_i$$

onde:

FBR_e = Faturamento do consumo de energia elétrica ativa excedente de unidade consumidora Residencial Baixa Renda;

CA_e = Consumo de energia elétrica ativa excedente ao LBR;

LBR = Limite de consumo característico da unidade consumidora Residencial Baixa Renda autorizado para a concessionária;

B_i = Blocos de consumos faturáveis, variando da seguinte forma:

B1 = Bloco inicial correspondente a 30 kWh;

B2 = Bloco intermediário, correspondente a 70 kWh;

B3 = Bloco final correspondente à diferença entre o limite de consumo característico da unidade consumidora Residencial Baixa Renda (LBR) e 100 kWh;

T_i = Tarifa de energia elétrica ativa referente ao Bloco "i", com o respectivo imposto.

A realização da leitura e/ou do faturamento em intervalo diferente dos estabelecidos, dependerá de autorização prévia da ANEEL, excetuado quando houver concordância por escrito do consumidor.

O faturamento de unidade consumidora do Grupo "B" será realizado com base no consumo de energia elétrica ativa, e, quando aplicável, no consumo de energia elétrica reativa excedente, devendo, em ambos os casos, ser observada as disposições específicas estabelecidas nesta Resolução.

Os valores mínimos faturáveis, referentes ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicáveis ao faturamento mensal de unidades consumidoras do Grupo "B", serão os seguintes:

I - monofásico e bifásico a 2 (dois) condutores: valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh;

II - bifásico a 3 (três) condutores: valor em moeda corrente equivalente a 50 kWh;

III - trifásico: valor em moeda corrente equivalente a 100 kWh.

9.3 - Energia Reativa Excedente

9.3.1 – Considerações Gerais

Em conformidade com o estabelecido pelo Decreto nº62.724, de 17/05/68, com a nova redação dada pelo Decreto nº75.887, de 20/06/75, as concessionárias de energia elétrica adotaram, desde então, o fator de potência de 0,85 como referência para limitar o fornecimento de energia reativa. O Decreto nº479, de 20/03/92, reiterou a obrigatoriedade de se manter o fator de potência o mais próximo possível da unidade (1,0), tanto pelas concessionárias quanto pelos consumidores, recomendando, ainda, ao Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica – DNAEE, o estabelecimento de **um novo limite de referência para o fator de potência indutivo e capacitivo, bem como a forma de avaliação e de critério de faturamento da energia reativa excedente a esse novo limite.**

A nova Legislação, introduz uma nova forma de abordagem do ajuste pelo baixo fator de potência, com os seguintes aspectos relevantes:

- aumento do limite mínimo do fator de potência de 0,85 para 0,92;
- faturamento de energia reativa capacitiva excedente;
- redução do período de avaliação do fator de potência de mensal para horário, desde 1996.

O controle mais apurado do uso de energia reativa é mais uma medida adotada, visando estimular o consumidor a melhorar o fator de potência de suas instalações elétricas, com benefícios imediatos tanto para o próprio consumidor, através da redução de perdas e melhor desempenho de suas instalações, como também para o setor elétrico nacional, pela melhoria das condições operacionais e a liberação do sistema para atendimento a novas cargas com investimentos menores.

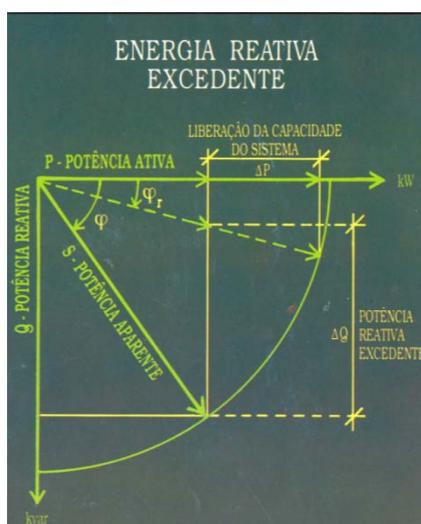


Figura 9.1 – Gráfico Vetorial da Energia Reativa Excedente

9.3.2 - Energia Ativa e Reativa : Conceitos Básicos

A maioria das cargas das unidades consumidoras consome energia reativa, como motores, lâmpadas de descarga, fornos de indução, entre outros.

As cargas indutivas necessitam de campo eletromagnético para o seu funcionamento, por isso sua operação requer dois tipos de potência:

- Potência ativa: medida em kW, que efetivamente realiza trabalho gerando movimento, calor, etc.
- Potência reativa: medida em kVAr, usada apenas para criar e manter os campos eletromagnéticos das cargas indutivas.



Figura 9 2– 9(a) Potência Ativa- 9(b) Potência Reativa

Assim, enquanto a potência ativa é sempre consumida na execução de trabalho, a potência reativa, além de não produzir trabalho, circula entre a carga e a fonte de alimentação, ocupando um “espaço” no sistema elétrico que poderia se utilizado para fornecer mais energia ativa.

A potência ativa e a potência reativa, juntas, constituem a potência aparente, medida em kVA, que é a potência total gerada e transmitida à carga.

A razão entre a potência ativa e a potência aparente de qualquer instalação se constitui no “fator de potência”.

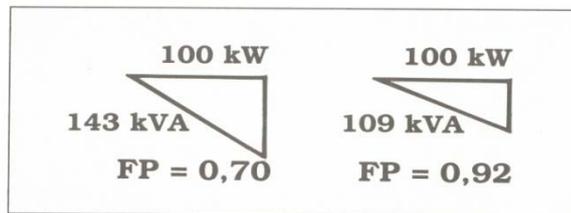
O fator de potência indica qual a porcentagem de potência total fornecida (kVA), é efetivamente utilizada como potência ativa (kW). Assim, o fator de potência mostra o grau de eficiência do uso dos sistemas elétricos.

Valores altos de fator de potência (próximo de 1,0): indicam uso eficiente da energia elétrica.

Valores baixos de fator de potência : evidenciam o mal uso da energia elétrica, além de representar uma sobrecarga para todo sistema elétrico.

Exemplo:

Para alimentar uma carga de 100 kW, com fator de potência igual a 0,7, são necessários 143 kVA. Para alimentar a mesma carga de 100 kW, com fator de potência igual a 0,92, são necessários 109 kVA. Isto representa uma diferença de 24% no fornecimento de kVA.



9.3.2 – Principais causas do Baixo Fator de Potência

As causas mais comuns da ocorrência de Baixo Fator de Potência são:

- motores e transformadores operando em “vazio”;
- motores e transformadores superdimensionados;
- grande quantidade de motores de pequena potência;
- máquinas de solda;
- lâmpadas de descarga: fluorescentes, Vapor de Mercúrio, Vapor de Sódio – sem reatores de alto fator de potência;
- excesso de energia reativa capacitiva.

9.3.3 – Efeitos nas redes e instalações de Excedentes de reativos

Baixos valores de fator de potência são decorrentes de quantidades elevadas de energia reativa. Esta condição resulta em aumento da corrente total que circula na rede de Distribuição de energia elétrica da concessionária e das unidades consumidoras, podendo sobrecarregar as subestações, as linhas de transmissão e distribuição, prejudicando a estabilidade e as condições de aproveitamento dos sistemas elétricos, trazendo inconvenientes diversos, tais como:

a – Perdas na Rede:

As perdas de energia elétrica ocorrem em forma de calor e são proporcionais ao quadrado da corrente total. Como esta corrente cresce com o excesso de energia reativa, estabelece-se uma relação direta entre o incremento das perdas e o baixo fator de potência, provocando o aumento no aquecimento de condutores e equipamentos.

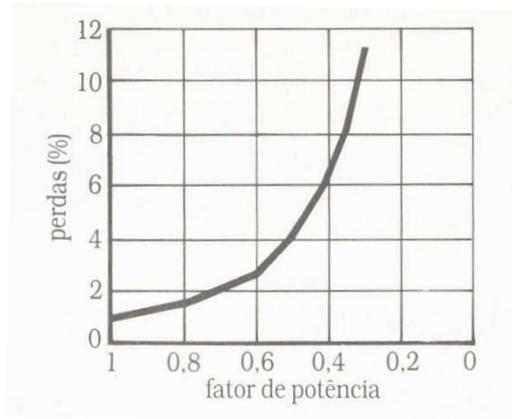


Figura 9.2 – Percentagem de perdas em relação ao Fator de potência

Redução das Perdas:

$$\text{Redução das perdas (\%)} = \left(1 - \frac{FP_{inicial}^2}{FP_{final}^2} \right) \times 100$$

A tabela a seguir, mostra a diminuição das perdas anuais em energia elétrica de uma instalação com consumo anual da ordem de 100 MWh, quando se eleva o fator de potência de 0,78 para 0,92

Tabela 9.1 – Diminuição das Perdas, devido ao alto Fator de potência

	Situação Inicial	Situação Atual
FATOR DE POTÊNCIA	0,78	0,92
PERDAS GLOBAIS	5%	3,59%
	5MWh/ano	3,59MWh/ano
REDUÇÃO DAS PERDAS	28,1%	

b – Quedas de Tensão:

O aumento da corrente devido ao excesso de reativo leva a quedas de tensão acentuadas, podendo ocasionar a interrupção do fornecimento de energia elétrica e a sobrecarga em certos elementos da rede. Este risco é sobretudo durante os períodos nos quais a rede é fortemente solicitada.

As quedas de tensão podem provocar, ainda, diminuição da intensidade luminosa nas lâmpadas e aumento da corrente nos motores.

c – Implicações na Capacidade Instalada:

A energia reativa, ao sobrecarregar uma instalação elétrica, inviabiliza sua plena utilização, condicionando a instalação de novas cargas a investimentos que seriam evitáveis se o fator de potência apresentasse valores mais altos. O “espaço” ocupado pela energia reativa poderia ser então utilizado para o atendimento a novas cargas.

Os investimentos em ampliações das instalações estão relacionados principalmente aos transformadores e condutores necessários. O transformador a ser instalado deve atender à potência ativa total dos equipamentos utilizados, mas, devido à presença de potência reativa, a sua capacidade deve ser calculada com base na potência aparente das instalações.

A tabela a seguir, mostra a potência total que deve ter o transformador, para atender uma carga útil de 800kW, para fatores de potência crescentes.

Tabela 9.2 – Implicações na potência instalada

POTÊNCIA ÚTIL ABSORVIDA - KW	FATOR DE POTÊNCIA	POTÊNCIA DO TRAFO - KVA
800	0,50	1600
	0,80	1000
	1,0	800

Também o custo dos sistemas de comando, proteção e controle dos equipamentos crescem com o aumento da energia reativa.

d – Implicações na Seção dos Condutores:

Da mesma forma, para transportar a mesma potência ativa sem aumento de perdas, a seção dos condutores deve aumentar à medida que o fator de potência diminui.

A tabela, a seguir, ilustra a variação da seção necessária de um condutor em função do fator de potência. Nota-se que a seção necessária, supondo-se um fator de potência 0,70, é o dobro da seção para fator de potência 1,0.

Tabela 9.3 – Variação da seção do condutor em relação ao fator de potência

SEÇÃO RELATIVA	FATOR DE POTÊNCIA
1,00 ·	1,00
1,23 ·	0,90
1,56 ◦	0,80
2,04 ◉	0,70
2,78 ⊙	0,60
4,00 ⊚	0,50
6,25 ⊛	0,40
11,10 ⊜	0,30

Podemos observar que, com o aumento da corrente, para que não se aumente as perdas é necessário que se utilize condutores de seção maiores.

$$Seção\ relativa = \left(\frac{1}{(Fator\ de\ potência)^2} \right)$$

A correção do fator de potência por si só já libera capacidade para instalação de novos equipamentos, sem a necessidade de investimentos em transformador ou substituição de condutores para este fim específico. É o que mostra a tabela a seguir, ilustrando o aumento do fator de potência de 0,80 para 0,92 em uma instalação genérica, com potência de transformação de 315 kVA.

Tabela 9.4 – Implicações do aumento do fator de potência em uma instalação genérica

	Situação Inicial	Situação Final
Fator de potência	0,80	0,92
Potência disponível kW	252	290
Aumento de potência kW	38	

e – Correção do Fator de Potência:

A primeira providencia para corrigir o baixo fator de potência é a análise das causas que levam à utilização excessiva de energia reativa. A eliminação dessas causas passa pela racionalização do uso de equipamentos:

- desligar motores em vazio;
- redimensionar equipamentos superdimensionados;
- redistribuir cargas pelos diversos circuitos, etc.

Estas providências podem, eventualmente, solucionar o problema de excesso de reativo nas instalações.

A partir destas providências, uma forma de reduzir a circulação de energia reativa pelo sistema elétrico, consiste em “produzi-la” o mais próximo possível da carga, utilizando um equipamento chamado capacitor.

Instalando-se capacitores junto às cargas indutivas, a circulação de energia reativa fica limitada a estes equipamentos.

Na prática, a energia reativa passa a ser fornecida pelos capacitores, liberando parte da capacidade do sistema elétrico e das instalações da unidade consumidora. Isso é comumente chamado de “compensação de energia reativa”.

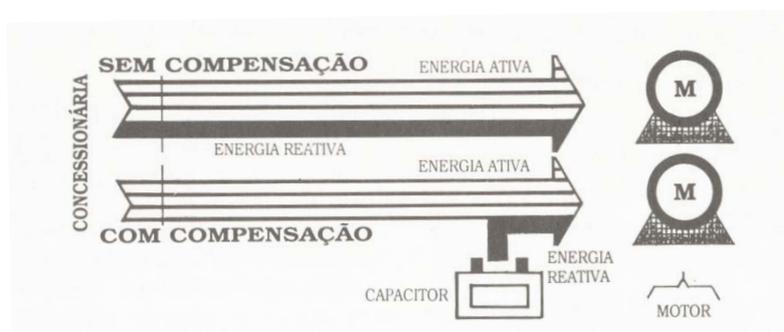


Figura 9.3 – Compensação de Energia Reativa

Quando está havendo consumo de energia reativa, caracterizando uma situação de compensação insuficiente, o fator de potência é chamado de indutivo.

Quando está havendo um fornecimento de energia reativa à rede, caracterizando uma situação de compensação excessiva, o fator de potência é chamado de capacitivo.

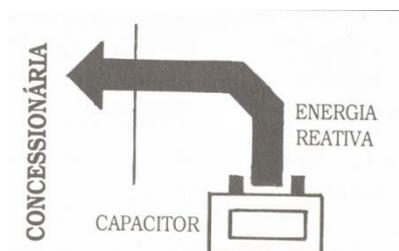


Figura 9.4 – Compensação Excessiva de Energia Reativa

f – Compensação através de capacitores:

Existem várias alternativas para a instalação de capacitores em uma instalação, cada uma delas apresentando vantagens e desvantagens. Neste sentido, a escolha da melhor alternativa dependerá de análises técnicas de cada instalação.

f.1 – Compensação Individual :

É efetuada instalando os capacitores junto ao equipamento, cujo fator de potência se pretende melhorar. Representa, do ponto de vista técnico, a melhor solução, apresentando as seguintes vantagens:

- reduz as perdas energéticas em toda instalação;
- diminui a carga nos circuitos de alimentação dos equipamentos compensados;
- melhora os níveis de tensão de toda a instalação;
- pode-se utilizar um sistema único de acionamento para a carga e o capacitor, economizando-se em equipamentos de manobra;
- geram reativos somente onde é necessário.

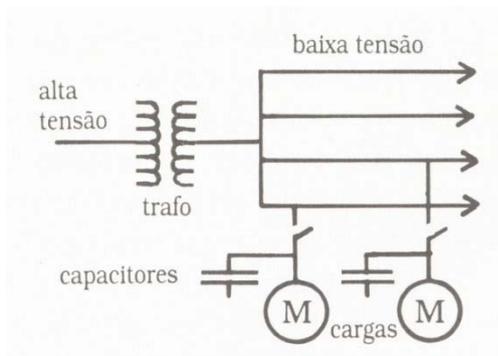


Figura 9.5 – Compensação individual

Existem, contudo, algumas desvantagens dessa forma de compensação com relação às demais:

- muitos capacitores de pequena potência têm custo maior que capacitores concentrados de potência maior;

- pouca utilização dos capacitores, no caso de equipamento compensado não ser de uso constante;
- para motores, deve-se compensar no máximo 90% da energia reativa necessária.

f.2 – Compensação por Grupos de Cargas :

O banco de capacitores é instalado de forma a compensar um setor ou um conjunto de máquinas. É colocado junto ao quadro de distribuição que alimenta esses equipamentos.

A potência necessária será menor que no caso da compensação individual, o que torna a instalação mais econômica.

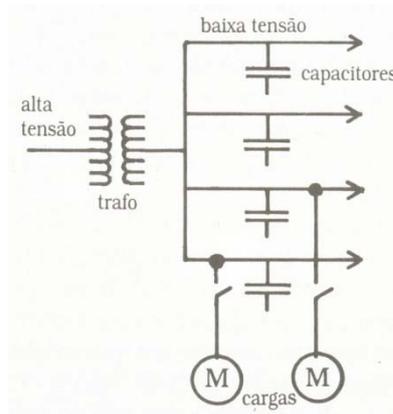


Figura 9.6 – Compensação por Grupo de cargas

Tem como desvantagem o fato de não haver diminuição de corrente nos alimentadores de cada equipamento compensado.

f.3 – Compensação Geral :

O banco de capacitores é instalado na saída do transformador ou do quadro de distribuição geral, se a instalação for alimentada em baixa tensão.

Utiliza-se em instalações elétricas com número elevado de cargas com potências diferentes e regimes de utilização pouco uniformes. Apresenta as seguintes vantagens principais:

- os capacitores instalados são mais utilizados;
- fácil supervisão;
- possibilidade de controle automático;
- melhoria geral do nível de tensão;
- instalações adicionais suplementares relativamente simples.

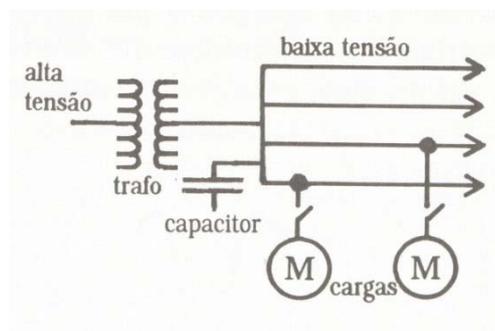


Figura 9.7 – Compensação Geral

A principal desvantagem consiste em não haver alívio sensível dos alimentadores de cada equipamento.

f.4 – Compensação na Entrada da Energia em AT :

Não é muito freqüente a compensação no lado da Alta Tensão. Tal localização não alivia nem mesmo os transformadores e exige dispositivos de comando e proteção dos capacitores com isolamento para a tensão primária.

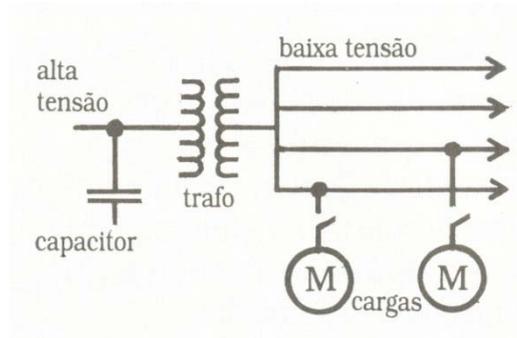


Figura 9.8– Compensação na Entrada de Energia em AT

Embora o preço por kVAR dos capacitores seja menor para tensões mais elevadas, este tipo de compensação, em geral, só é encontrada nas unidades consumidoras que recebem grandes quantidades de energia elétrica e dispõem de subestações transformadoras.

Neste caso, a diversidade da demanda entre as subestações pode resultar em economia na quantidade de capacitores a instalar.

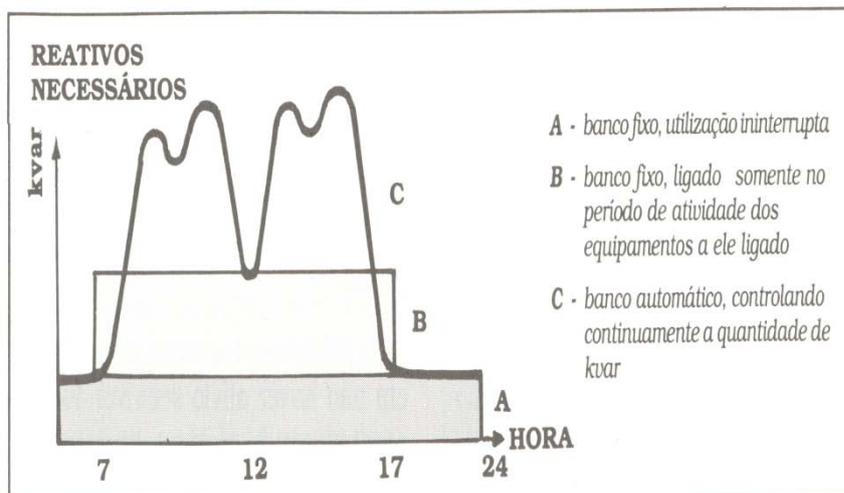
f.5 – Compensação com Regulação Automática :

Nas formas de compensação geral e por grupos de equipamentos, é usual utilizar-se uma solução em que os capacitores são agrupados por bancos controláveis individualmente.

Um relé varimétrico, sensível às variações de energia reativa, comanda automaticamente a operação dos capacitores necessários à obtenção do fator de potência desejado.

f.6 – Compensação Combinada :

Em muitos casos, utilizam-se, conjuntamente, as diversas formas de compensação.



9.3.4 – Forma de Avaliação do Excedente de Reativos

A ocorrência de excedente de reativo será verificada pela concessionária através do fator de potência mensal ou do fator de potência horário.

O fator de potência mensal é calculado com base nos valores mensais de energia ativa (kWh) e energia reativa kVAR.

O fator de potência horário é calculado com base nos valores de energia ativa (KWh) e de energia reativa (kVAR), medidos de hora em hora.

a – Faturamento, através do Fator de potência horário:

A demanda de potência e o consumo de energia reativa excedentes, calculados através do fator de potência horário, serão faturados pelas seguintes expressões:

$$FER(p) = \sum_{t=1}^n \left[CA_t \times \left(\frac{f_t^r}{f_r} - 1 \right) \right] \times TCA(p),$$

onde:

FER(p) = valor do faturamento, do consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "fr", no período de faturamento;

CA_t = consumo de energia ativa medida em cada intervalo de 1 (uma) hora "t", durante o período de faturamento;

fr = fator de potência de referência igual a 0,92;

f_t = fator de potência da unidade consumidora, calculado em cada intervalo "t" de 1 (uma) hora, durante o período de faturamento, observadas as definições dispostas nas alíneas "a" e "b", § 1º, deste artigo;

TCA(p) = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento em cada posto horário "p";

$$FDR(p) = \left[\underset{i=1}{\overset{n}{\text{MAX}}} \left(DA_i \times \frac{f_i^r}{f_i} \right) - DF(p) \right] \times TDA(p),$$

Onde:

FDR(p) = valor do faturamento, da demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência "fr" no período de faturamento;

DA_t = demanda medida no intervalo de integralização de 1 (uma) hora "t", durante o período de faturamento;

DF(p) = demanda faturável em cada posto horário "p" no período de faturamento;

TDA(p) = tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento em cada posto horário "p";

MAX = função que identifica o valor máximo da fórmula, dentro dos parênteses correspondentes, calculada de hora em hora;

t = indica intervalo de 1 (uma) hora, no período de faturamento;

p = indica posto horário, ponta ou fora de ponta, para as tarifas horo-sazonais ou período de faturamento para a tarifa convencional; e

n = número de intervalos de uma hora, por posto horário no período de faturamento.

Nas fórmulas FER(p) e FDR(p) serão considerados:

a) durante o período de 6 horas consecutivas, compreendido, a critério da concessionária, entre 23 h e 30 min e 06h e 30 min, apenas os fatores de potência "ft" inferiores a 0,92 capacitivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "t"; e

b) durante o período diário complementar ao definido na alínea anterior, apenas os fatores de potência "ft" inferiores a 0,92 indutivo, verificados em cada intervalo de 1 (uma) hora "t".

b – Faturamento, através do Fator de potência mensal:

A demanda de potência e o consumo de energia reativa excedente, calculados através do fator de potência mensal, serão faturados pelas expressões:

$$FDR = \left(DM \times \frac{f^r}{f_m} - DF \right) \times TDA,$$

onde:

FDR = valor do faturamento total correspondente à demanda de potência reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento;

DM = demanda medida durante o período de faturamento;

DF = demanda faturável no período de faturamento; e

TDA = tarifa de demanda de potência ativa aplicável ao fornecimento.

$$FER = CA \times \left(\frac{fr}{fm} - 1 \right) \times TCA ,$$

Onde:

FER = valor do faturamento total correspondente ao consumo de energia reativa excedente à quantidade permitida pelo fator de potência de referência, no período de faturamento;

CA = consumo de energia ativa medida durante o período de faturamento;

fr = fator de potência de referência igual a 0,92;

fm = fator de potência indutivo médio (mensal) das instalações elétricas da unidade consumidora, calculado para o período de faturamento;

TCA = tarifa de energia ativa, aplicável ao fornecimento;

10. Medidores

10.1 – Considerações Gerais

A medição da energia elétrica é empregada, na prática, para possibilitar à entidade fornecedora o faturamento adequado da quantidade de energia elétrica consumida por cada usuário, dentro de uma tarifa estabelecida. Atualmente o medidor é o do tipo de indução devido sua simplicidade, robustez, exatidão e desempenho ao longo dos anos.

A potência é uma quantidade instantânea, ao passo que a energia considera o tempo de funcionamento, ou seja, quanto tempo a potência foi aplicada.

A energia equivale à potência média multiplicada pelo tempo. Assim, quando se deseja medir a energia, é necessário ter um medidor que meça a quantidade de potência durante todo o período de tempo.

A unidade básica de medida da energia elétrica é o watt-hora e o instrumento usado para medir a energia elétrica é chamado de medidor de quilowatt-hora. Na prática, a energia elétrica é medida em quilowatt-hora (representada por kWh e equivalente a 1000 watt-hora). Os instrumentos utilizados para medir a energia elétrica (medidores de quilowatt-hora) são integradores, ou seja, somam a potência consumida ao longo do tempo.

A concessionária, entidade fornecedora de energia elétrica, tem grande interesse no perfeito e correto desempenho deste medidor, pois nele é que repousam as bases econômicas da empresa. Os litígios entre consumidores e fornecedores podem ser bastante reduzidos se os cuidados necessários forem dispensados à correta medição da energia elétrica consumida.

A energia elétrica é comercializada, tendo a sua comercialização algumas implicações de ordem prática:

- O consumidor somente a paga após o término do período de consumo, em geral um mês;
- O medidor fica na casa do consumidor, o que requer cuidados especiais por parte da concessionária;
- Muitos consumidores “olham” diariamente o medidor, enquanto que a concessionária somente o “olha” uma vez por mês, quando o seu empregado “leiturista” faz a leitura do consumo mensal na residência do usuário.

Tudo isso fez com que a técnica tomasse certas precauções especiais na concepção e construção destes medidores.

10.2 – Classificação dos Medidores de Energia

Os instrumentos elétricos podem ser classificados com base nos seguintes critérios fundamentais:

- princípio de funcionamento (eletromagnéticos, magnetoelétricos, eletrodinâmicos, de indução, etc.);
- natureza da corrente que os atravessa (alternada ou contínua);
- grandeza medida (tensão, corrente, potência, energia, etc.);
- grau de precisão (de quadro, de controle, de laboratório);
- características construtivas (indicadores, registradores, formato externo, etc.).

Os medidores de energia podem ser classificados das seguintes maneiras:

10.2.1 – Quanto ao tipo de energia a ser medido

Os medidores quanto ao tipo de energia a ser medida, dividem-se em:

a) medidor de energia ativa (kWh): medidor que se destina a medir energia ativa de uma instalação. A energia ativa é aquela que realmente realiza trabalho. Estes são os medidores mais utilizados em medição de energia;

b) medidor de energia reativa (kvarh): medidor que se destina a medir energia reativa de uma instalação. A energia reativa tem como função principal fornecer campos magnéticos requeridos pelas cargas indutivas.

10.2.2 – Quanto ao número de elementos - fios

Quanto ao número de elementos (fase), classificam-se em:

a) medidores monofásicos: são medidores que possuem apenas um elemento motor (conjunto formado pela bobina de potencial e seu núcleo, por uma ou mais bobinas de corrente e seu núcleo, destinado a produzir um conjugado motor sobre o elemento móvel). Estes medidores são utilizados nas unidades consumidoras de baixo consumo, tais como residências. Subdividem-se ainda em:

- medidores monofásicos a dois fios: medidores que possuem um elemento de potencial e um elemento de corrente;

- medidores monofásicos a três fios: medidores que possuem um elemento de potencial e dois elementos de corrente;

b) medidores polifásicos: são medidores que possuem dois ou três elementos motores. Estes medidores são utilizados nas unidades consumidoras de médio e grande consumo, tais como lojas, indústrias, etc. Subdividem-se em:

- medidores polifásicos de dois elementos e três fios: medidores que possuem dois elementos de potencial e dois elementos de corrente;

- medidores polifásicos de dois elementos e quatro fios: medidores que possuem dois elementos de potencial e três elementos de corrente;

- medidores polifásicos de três elementos e quatro fios: medidores que possuem três elementos de potencial e três elementos de corrente.

10.2.3 – Quanto ao tipo de ligação à carga

Podem ser classificados em:

a) medidores diretos: medidores para serem ligados diretamente à rede e à carga, sem o uso de transformadores de potencial e de transformadores de corrente. A energia consumida pela instalação passa integralmente através do medidor. Utilizados geralmente em residências e empresas de pequeno porte;

b) medidores indiretos: medidores para serem ligados através de transformadores de corrente e/ou transformadores de potencial. Neste caso, apenas uma parcela conhecida da energia consumida passa através do medidor. A energia total é obtida multiplicando-se a energia registrada no medidor por um fator que depende das relações de transformação dos transformadores da medição (de potencial e de corrente).

10.2.4 – Medidores Especiais

Incluem-se nesta categoria, os medidores de dupla tarifa.

São medidores classe 1, que são medidores de energia ativa, cujos erros não excedam 1% para todos os valores de corrente entre 10% da corrente nominal e a corrente máxima, com fator de potência unitário, medidores painel (medidores para painéis de controle de energia), medidor de V2H (medidor de tensão elétrica), medidores com acessórios (medidor com sensor, medidor com emissor de pulsos), etc.

10.2.5 – Registrador eletrônico Programável - REP

O REP, registrador eletrônico programável, também é conhecido por RDMT, Registrador Digital de Média Tensão, é o equipamento de registro de dados integrados no tempo, com capacidade de discriminação de dados conforme hora do dia, época do ano e outras características necessárias para utilização em tarifação horo-sazonal (THS).

Dotado de 2 ou 3 canais com ou sem memória de massa, recebe de medidores emissores de pulsos ou medidores com sensor as informações de kWh e kVARh a serem registradas. É também dotado de saída serial (REP) ou paralela (RDMT) que permite a cessão de informações aos consumidores.

10.3 – Medidor Watt-hora Tipo Indução

Os medidores utilizados em corrente alternada monofásica e polifásica são instrumentos que baseiam o seu funcionamento no princípio da indução eletromagnética e, nesse particular, assemelham-se aos motores elétricos de indução.

Os medidores de indução somente podem ser utilizados em circuitos de corrente alternada, sendo quase universalmente usados para medição de energia em circuitos que operam com corrente alternada.

Os primeiros medidores de indução eram razoavelmente precisos para carga com fator de potência unitário, mas eram considerados ruins para cargas com baixos fatores de potência, pois não havia exata quadratura entre as ondas de corrente e tensão.

10.3.1 – Partes Componentes do Medidor de Energia Tipo Indução

O medidor do tipo indução é empregado em corrente alternada para medir a energia elétrica absorvida por uma carga.

O medidor de quilowatt-hora é basicamente constituído de um motor cujo torque é proporcional à potência que flui através dele, um freio magnético para retardar a velocidade do motor de tal modo que seja proporcional à potência (tornando o efeito do freio proporcional a velocidade do rotor) e um registrador para contar o número de revoluções que o motor faz. Se a velocidade do motor é proporcional à potência, o número de revoluções também será proporcional à energia .

Um medidor é constituído nas seguintes partes componentes:

- base;
- terminais (bornes), bloco de terminais;
- compartimento do bloco de terminais;
- tampa do bloco de terminais;
- mostrador;
- ciclômetro;
- primeiro cilindro ciclométrico;
- registrador;
- núcleo;
- bobina de corrente (eletroímã de corrente), bobina de potencial (eletroímã de tensão);
- elemento motor;
- dispositivos de calibração;
- elemento frenador (freio magnético);
- tampa do medidor;
- elemento móvel;
- catraca;
- dispositivos de compensação;
- estrutura (armação);
- mancais e placa de identificação.

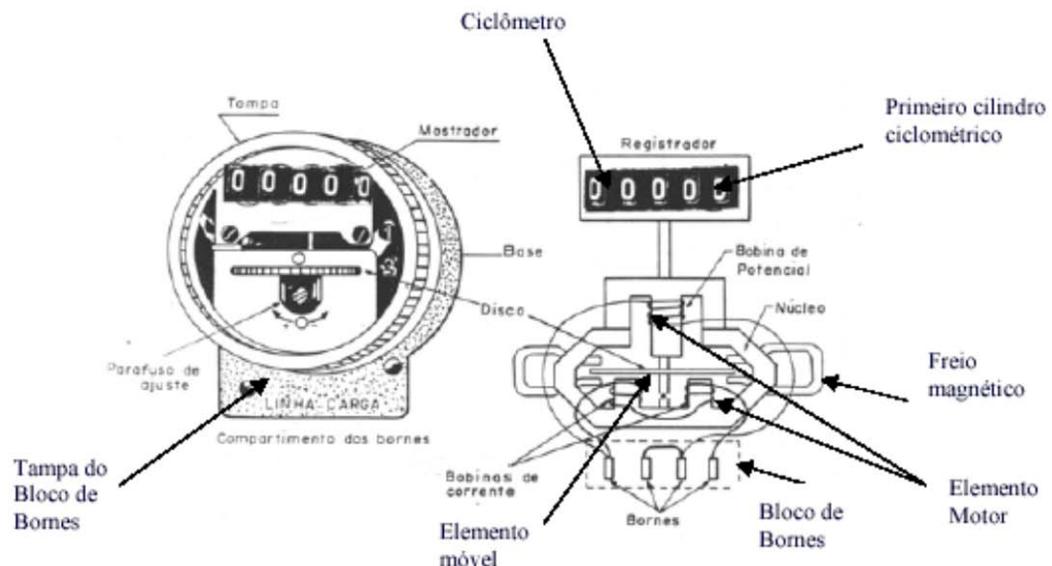


Figura 10.1- Principais partes de um Medidor de Energia

Cada uma dessas partes componentes, as quais foram agrupadas em dois grupos (principais e demais), tem as seguintes características/funções:

a) Principais partes componentes :

Base: parte do medidor destinada à sua instalação e sobre a qual são fixados a estrutura, a tampa do medidor, o bloco de terminais e a tampa do bloco de terminais. Os medidores monofásicos produzidos podem ter base plástica ou injetada sob pressão em alumínio-silício. É pela base que o medidor é fixado no local a ser instalado;

Terminais (bornes): dispositivos destinados a ligar o medidor ao circuito a ser medido;

Bloco de terminais (bornes): suporte de material isolante, no qual são agrupados os terminais do medidor;

Compartimento do bloco de terminais (bornes): parte onde fica localizado o bloco de terminais;

Tampa do bloco de terminais (bornes): peça destinada a cobrir e proteger o bloco de terminais, o(s) furo(s) inferior(es) de fixação do medidor e o compartimento do bloco de terminais;

Mostrador: placa que contém abertura para leitura dos algarismos do ciclômetro;

Ciclômetro: tipo de registrador dotado de cilindros com algarismos;

Primeiro cilindro ciclométrico: cilindro do ciclômetro que indica a menor quantidade de energia expressa em números inteiros de quilowatts-hora;

Registrador: conjunto formado pelo mostrador, sistema de engrenagem e cilindros ciclométricos. Indica, no caso de medidores de energia ativa, o consumo de quilowatt-horas (kWh) absorvidos pelo consumidor, o qual é proporcional ao número de rotações efetuadas pelo disco;

Núcleo: conjunto de lâminas de material magnético que forma os circuitos magnéticos das bobinas de potencial e de corrente;

Bobina de corrente (eletroímã de corrente): bobina cujo campo magnético resultante é função da corrente que circula no circuito cuja energia se pretende medir;

Bobina de potencial (eletroímã de tensão): bobina cujo campo magnético resultante é função da tensão do circuito, cuja energia se pretende medir;

Elemento motor: conjunto formado pela bobina de potencial e seu núcleo, por uma ou mais bobinas de corrente e seu núcleo, destinado a produzir um conjugado motor sobre o elemento móvel;

Dispositivos de calibração (parafuso de ajuste): dispositivos por meio dos quais se calibra o medidor para que indique, dentro dos erros admissíveis, a energia a ser medida;

Elemento frenador (freio magnético): conjunto compreendendo um ou mais ímãs, destinado a produzir um conjunto frenador sobre o elemento móvel;

Tampa do medidor: peça sobreposta à base para cobrir e proteger a estrutura e todas as peças nela montadas. As tampas mais comuns são de vidro e policarbonato;

Elemento móvel: conjunto formado pelo disco, eixo e partes solidárias que gira com velocidade proporcional à potência do circuito, cuja energia se pretende medir. É constituído de uma chapa de alumínio de alta condutibilidade e leveza. O número de rotações dado pelo disco é proporcional ao consumo. À medida que a carga aumenta ou diminui, ocorre o mesmo com a velocidade do disco, porém o consumo registrado mantém os erros de calibração.

b) Demais partes componentes:

Catraca: dispositivo que impede o movimento do elemento móvel em sentido contrário ao normal. Para medidores de energia ativa (kWh), não é necessário utilizá-la; já nos casos de medidores de energia reativa (kvarh), o seu uso é indispensável;

Dispositivos de compensação: dispositivos destinados à compensação automática dos erros introduzidos por variações de temperatura, sobrecarga, ou outras causas;

Estrutura (armação): destinada a fixar algumas partes do medidor à base;

Mancais: conjunto de peças destinadas a manter o elemento móvel em posição adequada a permitir sua rotação;

Placa de identificação: peça destinada à identificação do medidor.

10.4 – Medidores Eletrônicos: medidores inteligentes de faturamento.

Os medidores inteligentes são o cerne e um dos maiores motivadores do desenvolvimento das redes elétricas inteligentes.

O sistema de medição inteligente é apenas um dos diversos sistemas que integram o conceito de *Smart Grid*. Usualmente o sistema de medição inteligente aparece com grande destaque nos projetos de redes elétricas inteligentes em decorrência de alguns fatores que impactam, de forma mais intensa, as operações das concessionárias, tanto no tocante a benefícios quanto a custos agregados.

Dentre estes fatores, pode-se citar:

- Para a concessionária, os medidores de energia têm como função primordial a consolidação das informações para faturamento. Portanto, toda remuneração do setor elétrico é baseada nas informações provenientes destes medidores. A sua função principal, independente de outras funções avançadas e adicionais, é a de sempre gerar dados para faturamento;
- Os medidores representam a fronteira entre a rede elétrica da concessionária e a unidade consumidora. Assim, os medidores eletrônicos inteligentes podem servir como canal de interação entre distribuidora e seus clientes;
- Medidores de energia são fundamentais para viabilizar ações de eficiência energética e gestão pelo lado da demanda;
- Como cada unidade consumidora possui um medidor de energia, investimentos na modernização destes equipamentos são expressivos em relação a outros componentes da rede elétrica;
- Uma vez que os medidores de energia estão presentes em todas as unidades consumidoras, construir uma rede de dados que atinja estes pontos equivale a possuir uma cobertura completa de telecomunicação que abranja não somente os sistemas de medição de energia, mas que também possa agregar informações sobre a rede de baixa tensão, transferir dados de sistemas de automação e controlar sistemas de geração distribuída. A construção desta rede de comunicação é a base na qual os sistemas componentes da tecnologia *Smart Grid* podem trocar informações entre si e com a concessionária.
- Os medidores inteligentes são, geralmente, viabilizadores técnico-econômicos naturais das redes elétricas inteligentes.

10.4.1 – Medidores Eletrônicos:

Os medidores inteligentes de energia surgiram como uma evolução natural dos medidores eletrônicos de energia elétrica com comunicação remota (medição avançada de energia). Deste modo, a compreensão do funcionamento de um medidor eletrônico é uma premissa para o entendimento das funcionalidades de um medidor inteligente.

O diagrama em blocos da estrutura básica de um medidor eletrônico é mostrado a seguir:

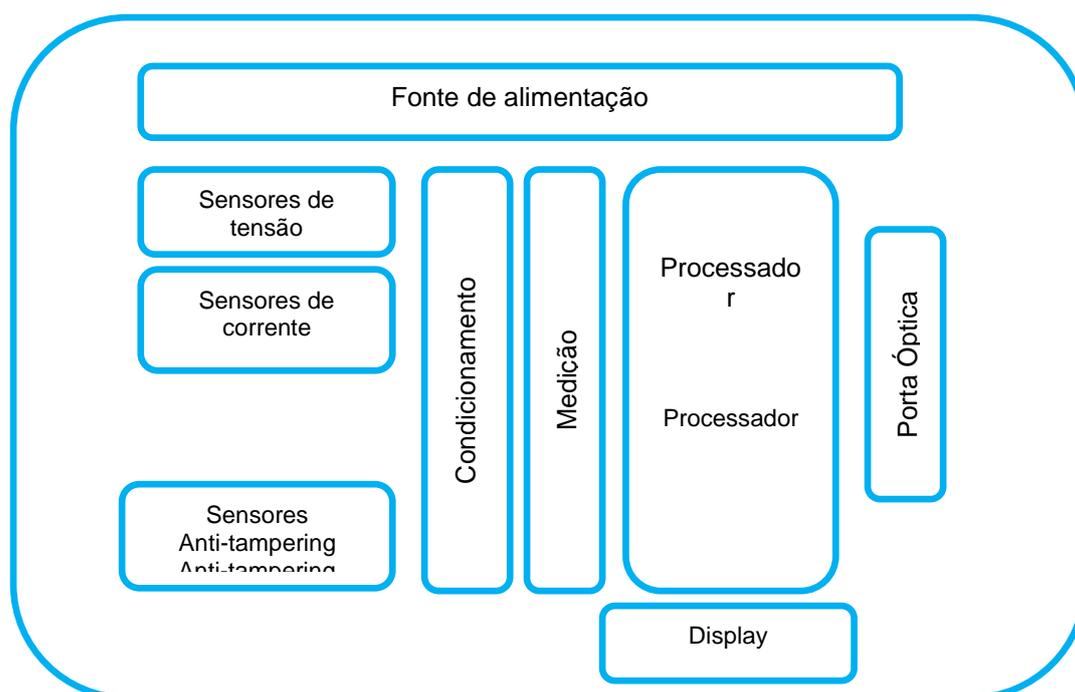


Fig. 10.2: Diagrama de bloco genérico de um medidor eletrônico.

Os medidores eletrônicos de energia elétrica utilizam como base de transdução, sensores de tensão e corrente, que geram sinais de pequena amplitude, quando comparados com os sinais originais, que servem de referência dessas grandezas para o subsequente processo de digitalização, posterior cálculo metrológico e efetivo registro do consumo de energia.

Transdutores de tensão: são usualmente formados de divisores resistivos compostos de resistores de precisão.

Transdutores de corrente: são usualmente utilizados resistores Shunt, transformadores de corrente ou sensores de efeito *hall*.

Esta solução, contudo, exige também a utilização de circuitos de proteção contra surtos de tensão, uma vez que os divisores resistivos propagam para os circuitos adjacentes qualquer variação de tensão que possa ocorrer na rede, que pode comprometer os circuitos de condicionamento e aquisição de sinais.

Normalmente, esta proteção é composta de varistores posicionados na entrada dos circuitos de aquisição de tensão.

Os sinais de tensão e corrente são condicionados, de forma a adquirir magnitude compatível com os circuitos de digitalização utilizados nos circuitos de processamento do medidor. Assim, estes sinais são digitalizados e enviados ao componente responsável pela computação dos cálculos metrológicos do medidor.

Existem diferentes abordagens construtivas para a solução de cálculo e gerenciamento do medidor eletrônico. Usualmente, os modelos de mais baixo custo utilizam apenas uma unidade de processamento, microcontrolador ou processador digital de sinais – DPS- (Digital Signal Processor) para realizar todas as funções do medidor.

Os modelos mais complexos (incluindo medidores eletrônicos com funções avançadas e medidores para grandes consumidores), utilizam em sua construção um chip específico para os cálculos de funções metrológicas e um microcontrolador para realizar as demais funções, como o gerenciamento de comunicação, memórias e funções antifraude e interface humano-computador (IHC).

Os modelos mais avançados também agregam uma porta de comunicação serial, utilizando protocolo de comunicação local. Esta porta possibilita a leitura instantânea dos dados gerados pelo medidor, além da configuração de parâmetros.

Normalmente, os medidores eletrônicos mais avançados apresentam essa porta de comunicação, uma vez que ela agrega custos ao medidor.

10.4.2 – Especificação Técnica do medidor inteligente.

O conceito de medidor inteligente de energia, apesar de bastante utilizado pelo mercado é bastante controverso. Até pouco tempo atrás, não existia uma regra ou uma lista de funcionalidades específicas que determinavam uma linha de corte entre os medidores convencionais e medidores inteligentes.

Para padronizar e definir os requisitos mínimos para os medidores inteligentes, a ANEEL lançou a Audiência Pública nº 43/2010, em que propôs a discussão das seguintes funcionalidades mínimas para os medidores eletrônicos inteligentes:

- Medir o valor eficaz instantâneo de tensão;
- Medir a energia ativa;
- Medir a energia reativa indutiva, considerando apenas a frequência nominal (60 Hertz);
- Possuir relé para ações remotas de corte e de religamento;
- Computar valores de demanda ativa e reativa, porém sem tarifação binômica para consumidores do grupo B (BT);
- Calcular os índices de qualidade do fornecimento:

DIC: Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão,

FIC: frequência de interrupção individual,

DMIC: Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão,

DRC: Duração relativa da transgressão de tensão crítica,

DRP: Duração relativa da transgressão de tensão precária.

- Possuir, no mínimo, quatro postos horários para tarifas horosazonais;
- Possuir módulo de comunicação bidirecional;
- Comunicar-se utilizando protocolo de comunicação público.

Além destas funções, também podem ser encontradas funções adicionais, específicas para alguns mercados e aplicações, como por exemplo, sistemas avançados de detecção de fraude, o que inclui o medidor e o circuito elétrico ao qual ele está conectado, pré-pagamento e sistemas avançados de segurança de informação, com a adição de algoritmo de certificação digital.

É esperado que o medidor inteligente apresente a mesma vida útil especificada para os medidores eletrônicos de energia, (em torno de 15 anos).

Comparativamente a um medidor eletrônico comum, e de acordo com suas funcionalidades avançadas, o diagrama em blocos de um medidor inteligente pode ser descrito, conforme a seguir:

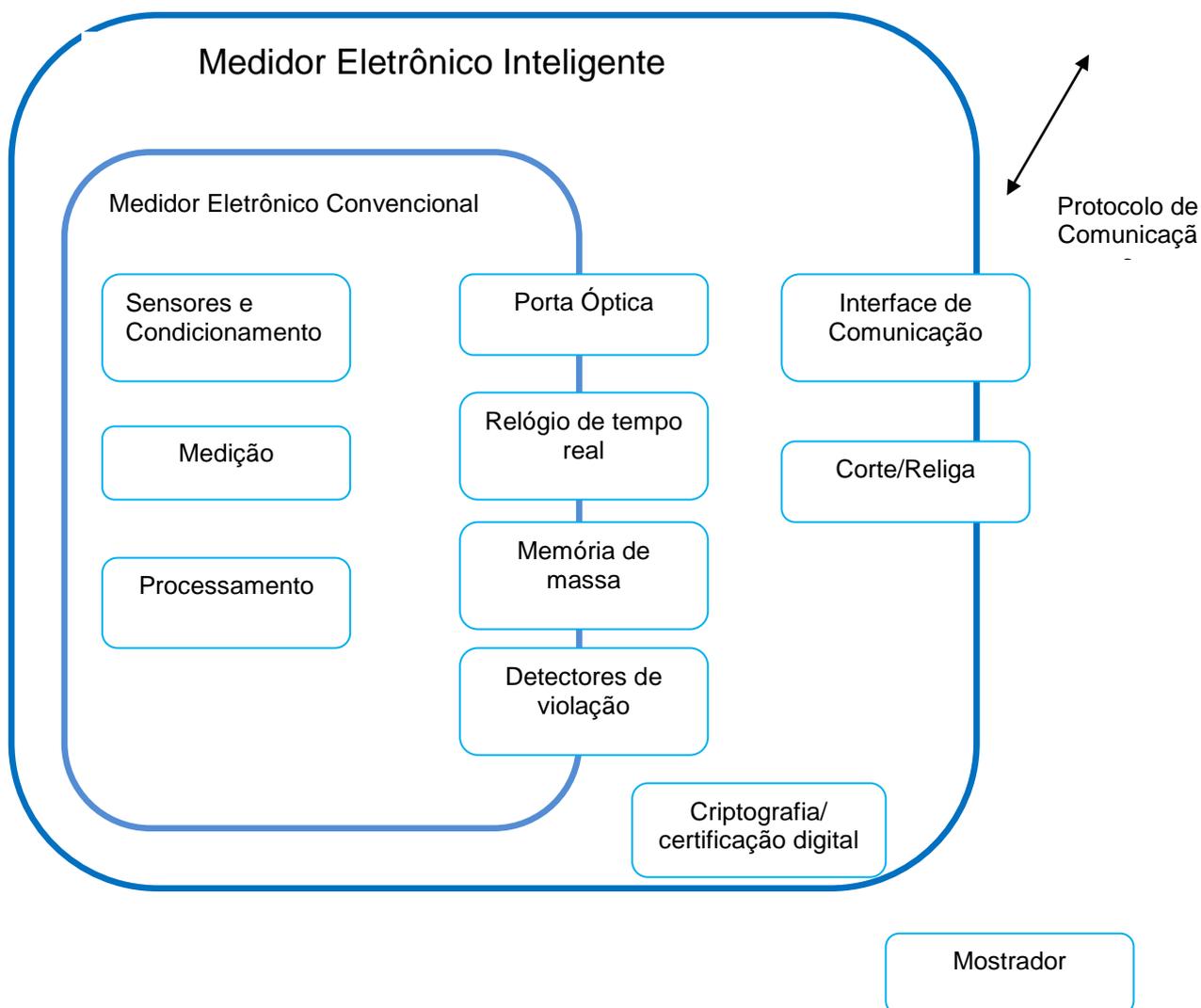


Fig.10.3 – Diagramas em blocos da parte componentes dos medidores eletrônicos Convencional e Inteligente

Os quatro blocos: porta óptica, relógio de tempo real, memória de massa e os detectores de violação, são componentes comuns para os medidores eletrônicos convencionais e para os medidores inteligentes.

Estes blocos componentes estão dispostos desta forma porque são encontrados em medidores eletrônicos mais avançados, destinados a medição de grandes consumidores.

No que diz respeito a funcionalidades requeridas para os medidores inteligentes, estes blocos também são necessários mesmo para os consumidores residenciais com relativa baixa carga.

O relógio de tempo real é essencial por agregar as funções de controle das entradas dos horários das diferentes tarifas, data de fechamento e de reposição de demanda.

Os detectores de violação são projetados para detectar tentativas de fraudes nos medidores. Apesar do seu objetivo ser claro, é muito complexo devido à variedade de possibilidades de violações e fraudes, tanto no medidor em si, quanto no circuito elétrico no qual está conectado. Esses detectores podem ser desde simples sensores de abertura de caixa até sensores de variações de carga que verificam ligações irregulares de carga à rede, em *by pass*, ao medidor.

Quando a concessionária deseja usar o canal de comunicação desenvolvido para o sistema de medição, como um canal de interação com o consumidor, usa o conceito de display remoto avançado. O display remoto foi, no começo, utilizado em sistemas de medição agrupada. Neste tipo de medição, o conjunto de medição fica instalado no alto do poste, sendo que seus displays são instalados em caixas de medição na entrada da unidade consumidora. Eles não são mais do que extensões dos displays dos medidores. Sua função é mais metrológica.

Os displays remotos avançados agregam uma gama de novas funcionalidades que possibilitam novas interações com os consumidores, tais como:

- Envio de mensagens críticas e não crítica pela concessionária;
- Geração de alertas ao consumidor por excesso de consumo;
- Aviso de mudança de posto tarifário em tempo real;
- Possibilidade de configuração de metas de consumo;
- Visualização de parâmetros de consumo em tempo real;
- Visualização de dados de qualidade de energia elétrica em tempo real;
- Geração de alertas de corte e falta de energia;
- Consolidação dos dados de consumo e geração de curvas de carga.

A utilização dos displays remotos potencializa as funcionalidades já bastante avançadas dos medidores inteligentes, sendo que disponibiliza para os consumidores as informações que, anteriormente, eram obtidas apenas no momento do lançamento da fatura.

