

# 8

## QUALIDADE DO SERVIÇO

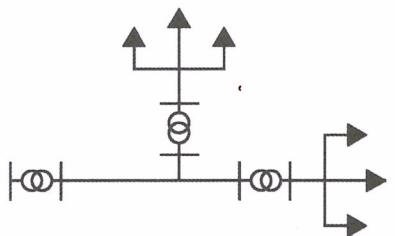
### 8.1 INTRODUÇÃO – UMA VISÃO DE QUALIDADE DE ENERGIA

As mudanças na estrutura do setor elétrico, com grande parte das empresas distribuidoras sendo privatizadas, levam à necessidade de um maior controle da qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores finais. Para tanto, torna-se importante o estabelecimento de índices de desempenho do fornecimento, de modo que seja possível o controle da qualidade de energia elétrica de forma objetiva.

Existe uma **interdependência** direta entre as chamadas fontes poluidoras e as cargas sensíveis, que se estabelece principalmente no sistema de distribuição. O principal, para o correto funcionamento do sistema elétrico, é que esta inter-relação estabeleça-se de forma harmoniosa, dentro de limites aceitáveis, de forma que o consumidor de energia elétrica não venha a ser prejudicado pela presença de alguns dos fatores que diminuem a qualidade da energia elétrica.

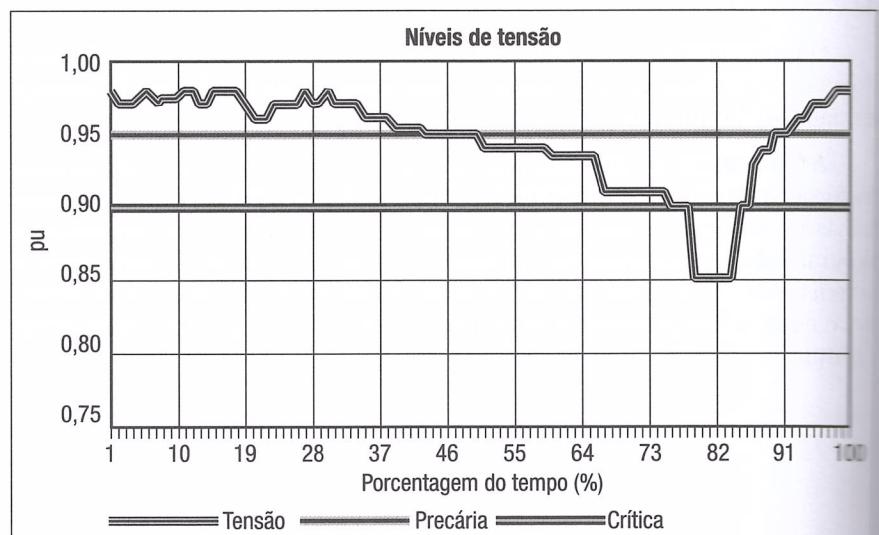
O fornecimento de energia elétrica aos consumidores deve obedecer a dois conceitos básicos, normalmente denominados de qualidade de serviço e qualidade do produto.

A **Qualidade do serviço**, basicamente entendida como a “continuidade de fornecimento”, é fruto de interrupções no sistema elétrico, provocadas por falhas no sistema (manutenção corretiva) e por atividades de manutenção programada (manutenção preventiva), em função de serviços necessários a serem realizados no sistema. São muitos os indicadores ligados à continuidade, e estes serão propriamente definidos e tratados no próximo item deste capítulo.



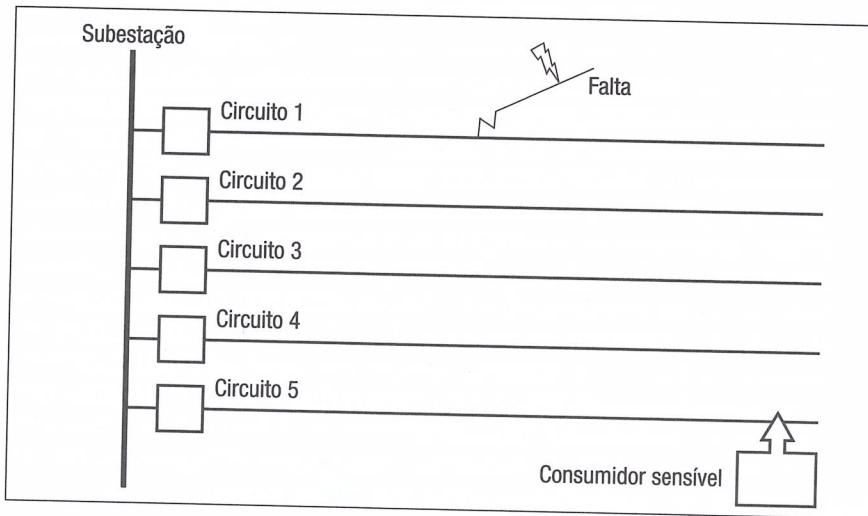
A **Qualidade do produto**, que é caracterizada basicamente pela forma de onda de tensão dos componentes de um sistema trifásico, contempla principalmente os seguintes fenômenos:

- *Variação de frequência*: o sistema elétrico deve operar em frequência dos parâmetros tensão e corrente em valor predeterminado, 60Hz no Brasil. Variações na frequência, em relação a este valor, são em geral acarretadas por variações da carga do sistema que, por sua vez são reguladas pelos controles de velocidades dos geradores ligados ao sistema. Variações de frequência podem impactar no funcionamento de determinados equipamentos, em particular na conexão de alguns tipos de geração distribuída.
- *Variações de tensão de longa duração*: em função da variação contínua da carga do sistema elétrico, a tensão em barras de unidades consumidoras geralmente sofre variação ao longo do dia. Alguns tipos de equipamentos apresentam menor rendimento ou diminuição da vida útil quando operam com tensão aplicada inferior ou superior a determinados valores limites. A regulação deste setor define três faixas de operação, quais sejam nível de tensão em faixa aceitável, em faixa precária ou em faixa crítica. O controle da tensão de fornecimento em consumidores do sistema define indicadores que estabelecem a porcentagem do tempo que o consumidor se encontra nas faixas de tensão precária e crítica, geralmente quando um registrador é instalado na entrada do consumidor, durante uma semana, medindo valores eficazes de tensão, em intervalos de 10 minutos. A fig. 8.1 ilustra a variação de tensão em um consumidor e a determinação de dois indicadores, denominados DRP e DRC, respectivamente, a Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária e a Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica, que representam a porcentagem do tempo que o consumidor é alimentado nestas faixas de tensão. Nota-se, para o exemplo, que o consumidor encontra-se com DRP igual a 38%, pois encontra-se na faixa de tensão precária (assumida entre 0,90 e 0,95 pu neste caso) 38% do tempo, e com DRC igual a 11%, pois encontra-se com tensão abaixo de 0,90 pu, considerada a tensão crítica, durante 11% do tempo.

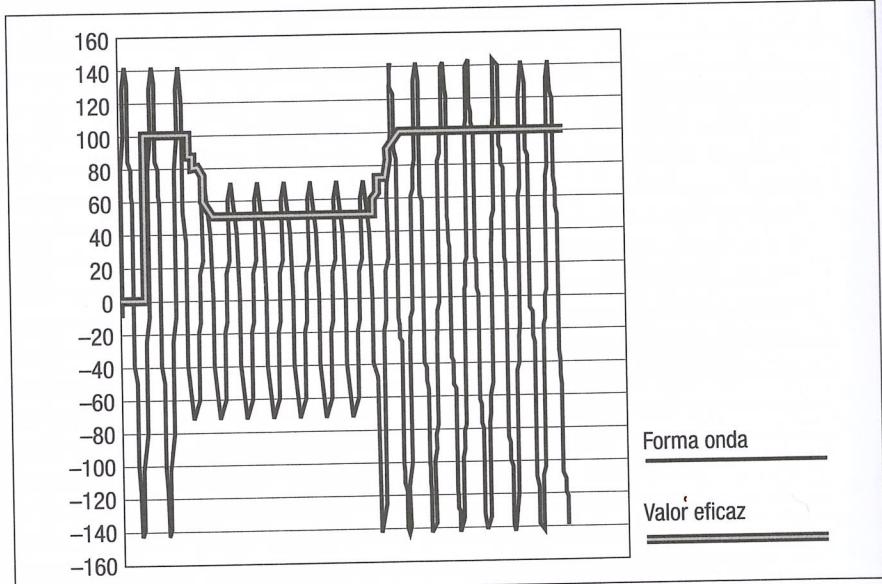


**Figura 8.1** Controle de níveis de tensão em regime permanente.

- *Variações de tensão de curta duração:* são variações nos níveis de tensão acarretadas principalmente por faltas no sistema elétrico ou por outros tipos de eventos, como é o caso, por exemplo, da partida de grande motores ligados ao sistema de distribuição. As variações de tensão de curta duração (VTCDs) são caracterizadas principalmente por dois parâmetros, quais sejam a sua magnitude e duração. As VTCDs são definidas como sendo variações no valor de tensão eficaz (magnitude) para valores abaixo de 0,9 pu (afundamentos de tensão – *voltage sags*) ou acima de 1,1 pu (elevações de tensão – *voltage swells*), com duração inferior a 1min. O efeito maior deste fenômeno leva a mau funcionamento de equipamentos sensíveis, principalmente no caso de afundamentos de tensão. No caso de elevações de tensão, podem ser provocados danos ou mesmo queima do equipamento. Valores de magnitude e de duração das VTCDs medem a sua severidade e devem ser confrontados com o nível de sensibilidade (ou susceptibilidade) dos equipamentos. O mais difícil no controle do efeito das VTCDs sobre os equipamentos é que, conforme mencionado acima, originam de defeitos no sistema, ocorridos muitas vezes muito longe da instalação do consumidor, conforme ilustrado no sistema da fig. 8.2. Neste sistema, uma falta, por exemplo trifásica, em um ramal do circuito 1 provoca afundamento na barra da subestação, o que acarreta afundamentos de tensão em todos os circuitos vizinhos, em particular o circuito 5 que alimenta consumidor sensível a VTCDs, podendo levar, dependendo da severidade, interrupções de processos produtivos. É relevante notar que, desconsiderando reléadores no circuito 1, o fusível do ramal do circuito 1 vai isolar o defeito (tempo de abertura deste fusível corresponderá à duração do afundamento de tensão). Aparentemente a interrupção dos consumidores de um único ramal nada teria a ver com interrupções de processos no resto do sistema, porém é o que ocorre com VTCDs. Daí a dificuldade muito grande no controle de situações acarretadas por faltas no sistema. Mesmo com o sistema de proteção atuando corretamente, as VTCDs são dificilmente evitadas. Obviamente, quanto maior for a potência de curto-circuito da subestação (ou quanto mais “próxima” de um barramento infinito for a barra da SE), menor será o efeito da falta em um alimentador sobre os demais. A fig. 8.3 ilustra as formas de onda e de valor eficaz, em afundamento de tensão, como poderia ser o caso da VTCD no consumidor sensível do circuito 5.



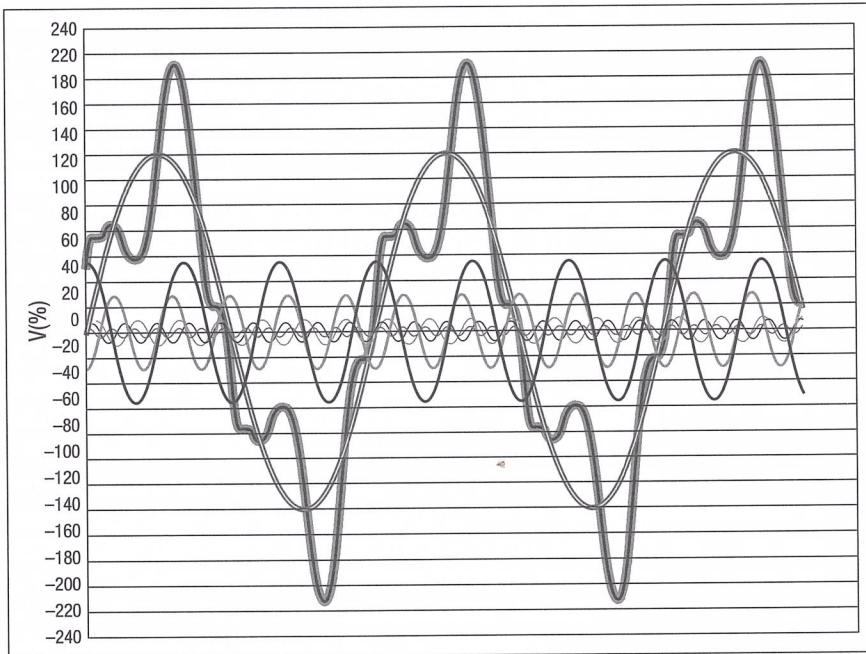
**Figura 8.2** VTCD provocada por falta.



**Figura 8.3** Forma de onda e valor eficaz de um Afundamento de tensão.

Determinados tipos de processos industriais podem sofrer sérias consequências pela ocorrência de VTCDS, quando o mau funcionamento de equipamentos sensíveis provoca a parada de processos, perda de matéria-prima, longo tempo para reinicialização do processo etc., que em suma podem gerar prejuízos para as empresas produtoras.

- *Distorções harmônicas de tensão e corrente:* são distorções, em regime permanente, ou semipermanente, da forma de onda de tensão ou de corrente, geralmente causadas por dispositivos (cargas) não lineares existentes no sistema. Em geral, são composição de formas de onda periódicas com frequência múltipla inteira da fundamental da rede. A utilização de cargas não lineares provoca o aparecimento de correntes harmônicas, que são injetadas no sistema elétrico. Mesmo assumindo o sistema elétrico linear, teremos quedas de tensão em cada uma das frequências harmônicas, provocando o aparecimento de distorções na forma de onda de tensão. Também neste caso o impacto na distorção de tensão será função da potência de curto-circuito (ou equivalentes de Thevenin, em cada frequência) no ponto de injeção das correntes harmônicas. Correntes harmônicas circulando no sistema de distribuição aumentam as perdas elétricas no sistema, e limitam a capacidade de transporte de demanda, além da possibilidade de ocorrência de ressonâncias harmônicas em determinados pontos do sistema, que podem provocar danos às instalações (sobretensões harmônicas). Distorções harmônicas podem ainda provocar queima de capacitores e fusíveis, sobreaquecimento de transformadores e motores, vibração ou falha de motores, falha ou operação indevida de disjuntores, mau funcionamento de relés de proteção, problemas em controle de equipamentos, interferência telefônica, medições incorretas de energia elétrica, dentre outros efeitos. A fig. 8.4 ilustra uma forma de onda distorcida, com o seguinte conteúdo harmônico: fundamental 100%, magnitude da 3<sup>a</sup> harmônica igual a 40% da magnitude da fundamental, 5<sup>a</sup> harmônica 20%, 7<sup>a</sup> harmônica 7%, 9<sup>a</sup> harmônica 5%, 11<sup>a</sup> harmônica 4% e 13<sup>a</sup> harmônica 2%.



**Figura 8.4** Forma de onda com distorção harmônica.

Um indicador importante relativo às distorções harmônicas considera a porcentagem de cada conteúdo harmônico da grandeza em relação à fundamental, como é o caso das porcentagens apontadas no exemplo da fig. 8.4, para cada harmônica individual. Outro indicador importante, que agrega os conteúdos harmônicos individuais é a distorção harmônica total, dada pela expressão:

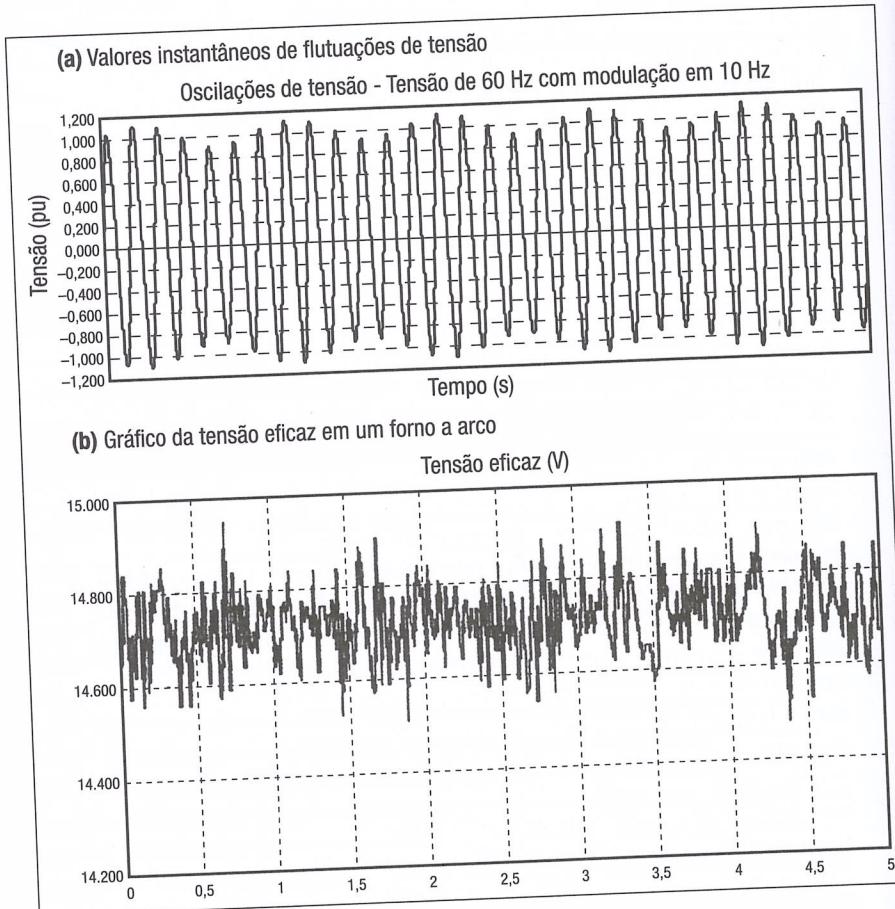
$$DHT_V = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2} / V_1 \quad (8.1)$$

onde  $V_h$  representa o valor eficaz da grandeza harmônica de frequência  $h$  vezes a da rede (harmônica de ordem  $h$ ) e  $V_1$  representa o valor eficaz da grandeza na frequência da rede. Para o exemplo da fig. 8.4, a DHT vale 45,76%.

- *Desequilíbrios de tensão e corrente:* são fenômenos de longa duração, assim como as variações de tensão de longa duração, e ocorrem em sistemas trifásicos devido a diversos fatores, como o modo de ligação de cargas e a assimetria existente nas redes elétricas. Desequilíbrios ocorrem em corrente e tensão trifásicas, sempre que ocorram diferenças em módulos ou em ângulos entre as componentes de fase. Desequilíbrios de corrente são comumente originados pelas cargas do sistema. Por exemplo, quando são conectados transformadores de distribuição monofásicos em redes trifásicas, obviamente temos cargas desequilibradas para a rede primária, de média tensão. Desequilíbrios de corrente provocam, em função das quedas de tensão na rede, desequilíbrios de tensão. Em redes assimétricas, por exemplo em linhas de transmissão ou distribuição sem transposição, mesmo quando não há desequilíbrio de corrente, haverá a presença de desequilíbrio de tensão junto a carga. O desequilíbrio de

tensão ou corrente é normalmente definido pela relação entre as componentes de sequência negativa e positiva. Desequilíbrio de tensão é um indicador muito importante de qualidade de energia, pois pode originar diversos impactos sobre as cargas do sistema: em motores elétricos, provoca redução da potência útil, redução do torque mecânico, redução da vida útil e aumento das vibrações. Nas redes, pode provocar interferências em linhas de telecomunicação e aumento das perdas ôhmicas. Um importante efeito dos desequilíbrios de tensão ocorre em bancos de capacitores: 2% de desequilíbrio permanente de tensão pode provocar uma perda de vida útil nas unidades do banco de 20 a 25%.

- *Flutuações de tensão:* são oscilações provocadas por cargas variáveis: na baixa tensão podem ser provocadas por eletrodomésticos, bombas-d'água e elevadores; na média tensão, podem ser provocadas por fornos a arco, máquinas de solda, laminadoras e grandes motores; em sistemas de alta e extra-alta tensão, são originadas apenas em fornos a arco. O principal efeito destas oscilações de tensão são cintilações em sistemas de iluminação (*flicker*), que provocam uma sensação bastante desagradável a pessoas em ambientes iluminados. As frequências verificadas neste fenômeno são bastante baixas, na ordem de 10Hz, e ocorrem sobre a frequência da rede. A fig. 8.5a ilustra uma visualização de valores instantâneos de flutuação de tensão. A fig. 8.5b ilustra os valores de tensão eficaz medidos em um



**Figura 8.5** Flutuações de tensão.

forno a arco, com tensão nominal de 14,4kV. Indicadores de flutuação de tensão tentam expressar o desconforto relacionado à cintilação em lâmpadas elétricas (por exemplo, em lâmpadas incandescentes, em dada tensão nominal). Para tanto, o sinal de tensão é tratado e são definidos dois indicadores: o primeiro é denominado PST, de curta duração, medido a cada 10 minutos; o segundo é denominado PLT, de longa duração, medido a cada 2 horas, calculado a partir dos valores de PST computados nos 12 intervalos de 10 minutos.

Os conceitos acima, relacionados à qualidade de produto, não serão analisados em maior nível de detalhe neste livro. Outro fator importante, concernente à qualidade de atendimento, que trata das atividades comerciais da empresa de distribuição, principalmente nas relações com seus clientes, não será tratado aqui.

Os próximos itens deste capítulo tratam da continuidade de serviço, um importantíssimo indicador de qualidade do serviço, sendo apresentados, em detalhe, os indicadores correspondentes, bem como métodos para o cálculo destes indicadores em função das ocorrências verificadas na rede de distribuição (método *a posteriori*) e para o cálculo de estimativa destes indicadores (método *a priori*).

## 8.2 CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO

A continuidade de fornecimento é, em geral, avaliada pelas empresas de distribuição, a partir das ocorrências na rede de distribuição. Por exemplo, uma determinada falha em dado equipamento da rede pode causar a interrupção de vários consumidores. A contabilização da qualidade do serviço a estes consumidores ou relacionada a este sistema de distribuição é avaliada após um determinado período, em geral, mensalmente, trimestralmente ou anualmente. Trataremos este tipo de avaliação da qualidade do serviço como avaliação *a posteriori*.

Em algumas outras situações, é importante realizar uma estimativa da qualidade de serviço. Em geral, tal estimativa é feita com base em alguns parâmetros estatísticos, como valores históricos de taxas de falha dos equipamentos (número de vezes, em determinado período, que o equipamento deve falhar) e como tempos médios para atendimento de uma determinada ocorrência na rede. Este tipo de análise será tratada aqui neste capítulo como avaliação *a priori*.

### 8.2.1 AVALIAÇÃO DA CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO *A POSTERIORI*

Para melhor fixação dos conceitos envolvidos na análise da continuidade do fornecimento em um sistema de distribuição primário típico, seja o exemplo da fig. 8.6. Neste sistema, estão representados dois circuitos primários: o circuito em análise e o circuito que o socorre quando de contingências. Além disso, estão representados: os disjuntores, D, na saída da SE, chave de proteção, P, chaves fusíveis, F, na saída dos ramais, chave de seccionamento, NF, que opera

na condição normal fechada, e chave de socorro entre os dois circuitos, NA que opera na condição normal aberta. No caso de ocorrer, num instante  $t_0$ , um defeito no trecho 01-04, poderia ter-se a seguinte sequência de eventos:

- O disjuntor do circuito em análise, D, atua desenergizando todo o circuito;
- A equipe de manutenção percorre o alimentador, identificando o ponto de defeito e, em seguida, abre a chave de proteção P isolando o trecho com defeito;
- Faz no instante  $t_1$  a chave de socorro, NA, restabelecendo o suprimento aos consumidores a jusante da barra 04;
- Procede ao reparo do defeito e, ao tempo  $t_2$ , término do reparo, abre a chave NA, fecha a chave de proteção, P, e liga o disjuntor, restabelecendo o suprimento de todo o alimentador.

Assim, nessa contingência tem-se:

- no intervalo de tempo  $\Delta t_1 = t_1 - t_0$ , a interrupção do suprimento a 14 consumidores e a potência instalada não atendida foi de 5,4 MVA (consumidores de todo o circuito);
- no intervalo de tempo  $\Delta t_2 = t_2 - t_1$ , a interrupção do suprimento a 14 consumidores e a potência instalada não atendida foi de 2,0 MVA (consumidores e carga do trecho 01-04);

Para possíveis defeitos nos demais trechos do circuito, ter-se-ia condições análogas, isto é, a cada interrupção no fornecimento de energia para manutenção, seja ela corretiva ou preventiva, pode-se determinar o tempo em que a energia não foi distribuída, o número de consumidores atingidos pela interrupção e a demanda não atendida.

Assim, definindo as seguintes variáveis:

$C_{ai}$  - número de consumidores atingidos na interrupção "i";

$C_s$  - número total de consumidores existentes na área em estudo;

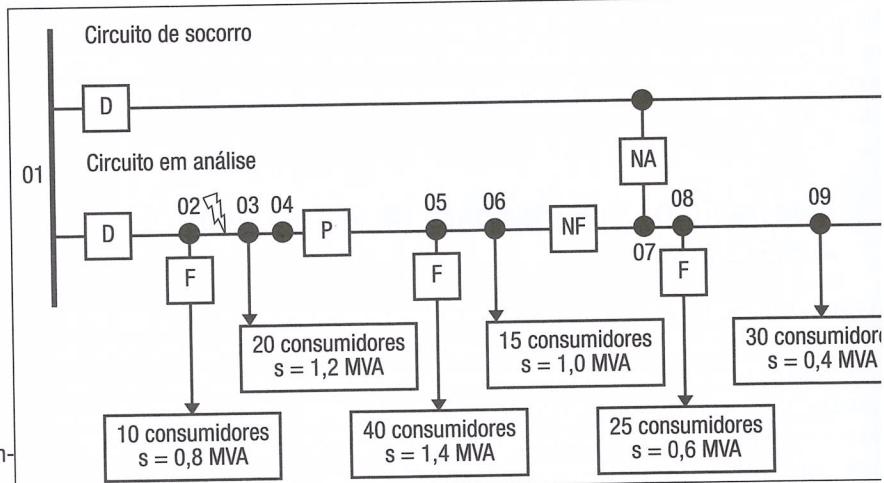
$t_i$  - duração da interrupção de suprimento "i", usualmente em minutos;

$P_i$  - demanda não atendida na contingência "i";

$P_s$  - demanda total do sistema;

$T$  - período de estudo;

$N$  - número de ocorrências no período de estudo.



**Figura 8.6** Rede para análise de interrupção.

Define-se, para um determinado período, por exemplo, o ano, os índices operativos a seguir:

- Duração equivalente por consumidor, **DEC**, que exprime o espaço de tempo em que, em média, cada consumidor na área de estudo considerada ficou privado do fornecimento de energia elétrica no período considerado, formalmente:

$$\text{DEC} = \frac{\sum_{i=1}^N C_{ai} \cdot t_i}{C_s} \quad (8.2)$$

O DEC, que tem dimensão de tempo – usualmente o minuto ou a hora, representa o tempo em que um consumidor médio da área em estudo teve seu fornecimento interrompido, isto é, sendo o período de análise o ano e a duração das contingências em minutos, representa os minutos que o consumidor médio ficou desligado durante o ano.

- Duração equivalente por potência instalada, **D<sub>k</sub>**, que exprime o espaço de tempo em que, em média, a potência instalada de cada uma das cargas do conjunto considerado ficou privada do fornecimento de energia elétrica no período considerado, formalmente:

$$D_k = \frac{\sum_{i=1}^N P_i \cdot t_i}{P_s} \quad (8.3)$$

O indicador D<sub>k</sub>, que tem dimensão de tempo, representa o tempo médio em que a potência instalada na área em estudo teve seu suprimento interrompido. Este indicador, em algumas empresas de distribuição, é também conhecido como **DEP**. Seu uso é relacionado à importância da potência instalada na gestão do fornecimento de energia, em contraste a uma gestão voltada para o consumidor, como é o caso do **DEC**.

- Duração média por consumidor, **d**, que representa o tempo médio de interrupção para os consumidores que sofreram interrupção, isto é:

$$d = \frac{\sum_{i=1}^N C_{ai} \cdot t_i}{\sum_{i=1}^N C_{ai}} \quad (8.4)$$

- Duração média por potência instalada, **d<sub>k</sub>**, que representa o tempo médio de interrupção para a potência instalada que sofreu interrupção, isto é:

$$d_k = \frac{\sum_{i=1}^N P_i \cdot t_i}{\sum_{i=1}^N P_i} \quad (8.5)$$

- Frequência equivalente de interrupção por consumidor, **FEC**, que exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor considerado sofreu, no período considerado, isto é:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^N C_{ai}}{C_s} \quad (8.6)$$

Destaca-se que este parâmetro é adimensional, representando o número de interrupções sofridas pelo consumidor médio da área em estudo no período considerado.

- Frequência equivalente de interrupção por potência instalada, **f<sub>k</sub>**, que representa o número de interrupções sofridas pela potência média instalada na área, isto é:

$$f_k = \frac{\sum_{i=1}^N P_i}{P_s} \quad (8.7)$$

- Confiabilidade por consumidor, **C**, que é dada pela relação dos consumidores × horas efetivamente atendidos no período e o total de consumidores × horas na hipótese de não haver contingências no período, isto é:

$$C = \frac{C_s \cdot T - \sum_{i=1}^N C_{ai} \cdot t_i}{C_s \cdot T} = 1 - \frac{DEC}{T} \quad (8.8)$$

Evidentemente, na aplicação da eq. (8.8), deve-se exprimir o período de observação, **T**, e a duração das contingências, **t<sub>i</sub>**, na mesma unidade de tempo.

- Confiabilidade por potência, **C<sub>k</sub>**, que é dada pela relação entre a energia efetivamente fornecida à potência instalada e a que seria fornecida na hipótese de não haver contingências, isto é:

$$C_k = \frac{P_s \cdot T - \sum_{i=1}^N P_i \cdot t_i}{P_s \cdot T} = 1 - \frac{D_k}{T} \quad (8.9)$$

- Energia não distribuída, **END**, que corresponde à energia não fornecida aos consumidores (ou a um consumidor individual) de um sistema, durante o período de observação **T**:

$$END = \sum_{i=1}^N P_{mi} \cdot t_i \quad (8.10)$$

onde **P<sub>mi</sub>** corresponde à potência média que seria fornecida ao sistema durante a interrupção **i**. Conhecidos os fatores típicos da carga (vide Capítulo 2), podemos relacionar a potência média com a potência instalada, isto é:

$$P_{mi} = f_{carga} P_{maxi} = f_{carga} f_{dem} P_i$$

e, assumindo-se os fatores de carga,  $f_{carga}$ , e de demanda,  $f_{dem}$ , constantes para todas as composições de consumidores em cada contingência  $i$ , temos, a partir da eq. (8.3), a seguinte relação da END com DEP (ou  $D_k$ ):

$$END = \sum_{i=1}^N P_{mi} \cdot t_i = f_{carga} f_{dem} \sum_{i=1}^N P_i \cdot t_i = f_{carga} f_{dem} P_s DEP$$

Observa-se que todos os indicadores da operação da rede, apresentados anteriormente, representam valores médios ou coletivos de uma área de estudo.

A título de exemplo, seja uma área que conta com 100.000 consumidores e, durante um ano, 100 desses consumidores sofreram 100 horas de interrupção, ou seja, 6.000 minutos de interrupção no ano. Ora, nessas condições o DEC será dado por:

$$DEC = \frac{100 \times 6000}{100.000} = 6 \text{ minutos}$$

Isto é, o DEC global da área, de 6 minutos/ano, está aparentemente muito bom. Porém, os 100 consumidores que sofreram interrupções, ficaram durante 1,14% do ano sem fornecimento de energia. A duração média por consumidor expõe melhor o desempenho da rede no atendimento aos consumidores, isto é:

$$d = \frac{100 \cdot 6000}{100} = 6000 \text{ minutos}$$

### Exemplo 8.1

Para o sistema de distribuição da fig. 8.6, suponha que, durante um ano, foram registradas as ocorrências apresentadas na tab. 8.1. Pede-se determinar todos os indicadores de operação.

**Tabela 8.1 Contingências para exemplo 8.1**

Número da contingência	Trecho de ocorrência	Número de Consumidores	Potência instalada (MVA)	Duração (minuto)
1	Ramal 02	10	0,8	120
2	06 – 08	110	3,4	50
		55	1,0	110
3	01 – 04	140	5,4	40
		30	2,0	30
4	Ramal 05	40	1,4	80
5	05 – 06	110	3,4	45
		55	2,0	160

**Solução**

Notamos que, para algumas ocorrências, existem manobras efetuadas pela equipe de manutenção, que atendem parte da carga interrompida. É o caso da contingência 2 no trecho 06-08: nos primeiros 50 minutos da ocorrência, 110 consumidores são interrompidos, pela abertura do dispositivo de proteção P; porém, para os 110 minutos subsequentes da ocorrência, apenas 55 consumidores são interrompidos, pois a equipe determina que a falha encontra-se no trecho 06-08 e abre a chave (seccionadora) NF, entre os nós 06 e 07. Deve-se atentar que, para efeito do cálculo de indicadores de duração, como o DEC, estes dois subperíodos podem ser tratados como duas ocorrências; porém, para efeito de indicadores de frequência, como o FEC, deve-se tomar o cuidado de não contar mais de uma interrupção para uma ocorrência encadeada, como é o caso da contingência 2.

- a. Indicador DEC

Tem-se, em minutos:

$$\text{DEC} = \frac{10.120 + 110.50 + 55.110 + 140.40 + 30.30 + 40.80 + 110.45 + 55.160}{140} = \frac{36200}{140} = 258,57$$

- b. Duração equivalente por potência instalada

Tem-se, em minutos:

$$D_k = \frac{0,8.120 + 3,4.50 + 1,0.110 + 5,4.40 + 2,0.30 + 1,4.80 + 3,4.45 + 2,0.160}{5,4} = \frac{1183,0}{5,4} = 219,07$$

- c. Duração média por consumidor

Tem-se, em minutos:

$$d = \frac{10.120 + 110.50 + 55.110 + 140.40 + 50.30 + 40.80 + 110.45 + 55.160}{10 + 110 + 55 + 140 + 50 + 40 + 110 + 55} = \frac{36800}{570} = 64,56$$

- d. Duração média por potência instalada

Tem-se, em minutos,

$$d_k = \frac{0,8.120 + 3,4.50 + 1,0.110 + 5,4.40 + 2,0.30 + 1,4.80 + 3,4.45 + 2,0.160}{0,8 + 3,4 + 1,0 + 5,4 + 2,0 + 1,4 + 3,4 + 2,0} = \frac{1183,0}{19,4} = 94,33$$

- e. Frequência equivalente por consumidor

Tem-se, em interrupções por ano:

$$\text{FEC} = \frac{10 + 110 + 140 + 40 + 110}{140} = \frac{410}{140} = 2,93$$

- f. Frequência equivalente por potência instalada

Tem-se, em interrupções por ano:

$$f_k = \frac{0,8 + 3,4 + 5,4 + 1,4 + 3,4}{5,4} = \frac{14,4}{5,4} = 2,67$$

g. Confiabilidade por consumidor

Tem-se, utilizando-se a mesma unidade de tempo, o minuto, para o período de estudo e para a duração das contingências, isto é,  $T = 8760 \times 60 = 525.600$  minutos

$$C = 1 - \frac{262,86}{525.600} = 0,9995 = 99,95\%$$

h. Confiabilidade por potência instalada

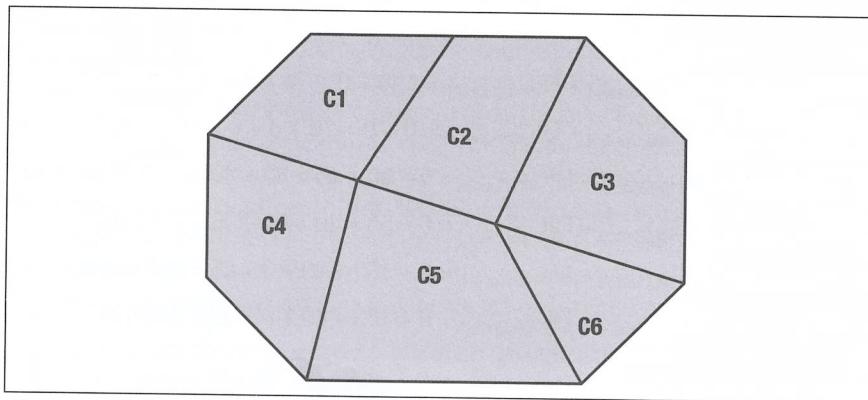
Tem-se, analogamente:

$$C_k = 1 - \frac{219,07}{525.600} = 0,9996 = 99,96\%$$

Para um melhor controle da qualidade de serviço das empresas de distribuição, a ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, no uso de suas atribuições emitiu a Resolução nº 24, de 27 de janeiro de 2000, que teve por finalidade rever, atualizar e consolidar as disposições referentes à continuidade da distribuição de energia elétrica definidas pela Portaria 046 de 1978, ainda do DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.

Um dos conceitos introduzidos nesta resolução diz respeito ao Conjunto de Unidades Consumidoras, que representa "... qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL". A fig. 8.7 ilustra o estabelecimento de 6 conjuntos de unidades consumidoras em área de concessão de uma empresa.

A ideia de definição de um conjunto parte da suposição que agrupamentos de consumidores, principalmente em áreas contíguas, devem ter seu nível de qualidade de serviço estabelecido em função de características físicas da rede (por exemplo, extensão da rede, área de cobertura etc.) e de características do mercado de energia (por exemplo, potência instalada, consumo médio etc.). Isto ficará mais claro quando forem tecidos comentários sobre as metas estabelecidas para os indicadores de continuidade de serviço de cada conjunto de uma empresa.



**Figura 8.7** Definição de conjuntos de unidades consumidoras.

Outra característica importante consiste na necessidade de se ter um controle maior sobre cada consumidor, o que é difícil realizar através de indicadores coletivos, como é o caso do DEC ou FEC, definidos anteriormente. Desta forma, são definidos três indicadores importantes, relacionados à duração e frequência de interrupções em um dado consumidor:

- Duração de interrupção individual por unidade consumidora (DIC) – Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição da energia elétrica:

$$DIC = \sum_{i=1}^N t_i \quad (8.11)$$

- Frequência de interrupção individual por unidade consumidora (FIC) – Número de interrupções ocorridas, no período de observação em cada unidade consumidora, ou seja, o indicador FIC é dado simplesmente por:

$$FIC = N \quad (8.12)$$

- Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora (DMIC) – Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer:

$$DMIC = \max_{i=1, \dots, N}(t_i) \quad (8.13)$$

### Exemplo 8.2

Determinar os indicadores individuais DIC, FIC e DMIC para as ocorrências do exemplo 8.1 sobre os consumidores das barras 02 (ramal 02), 03, 05 (ramal 05), 06, 08 e 09.

Sendo  $DIC_{i,Cont,k}$  o valor da duração de interrupção nos consumidores da barra  $i$  devido a contingência  $k$ , podemos avaliar o  $DIC_i$ , isto é, a duração dos consumidores conectados às barras da rede conforme se segue:

$$DIC_{02} = DIC_{02,Cont.1} + DIC_{02,Cont.2} + DIC_{02,Cont.3} + DIC_{02,Cont.4} + DIC_{02,Cont.5} = 120 + 0 + 70 + 0 + 0 = 190 \text{ min}$$

$$DIC_{03} = DIC_{03,Cont.1} + DIC_{03,Cont.2} + DIC_{03,Cont.3} + DIC_{03,Cont.4} + DIC_{03,Cont.5} = 0 + 0 + 70 + 0 + 0 = 70 \text{ min}$$

$$DIC_{05} = DIC_{05,Cont.1} + DIC_{05,Cont.2} + DIC_{05,Cont.3} + DIC_{05,Cont.4} + DIC_{05,Cont.5} = 0 + 50 + 40 + 80 + 205 = 375 \text{ min}$$

$$DIC_{06} = DIC_{06,Cont.1} + DIC_{06,Cont.2} + DIC_{06,Cont.3} + DIC_{06,Cont.4} + DIC_{06,Cont.5} = 0 + 50 + 40 + 0 + 205 = 295 \text{ min}$$

$$DIC_{08} = DIC_{08,Cont.1} + DIC_{08,Cont.2} + DIC_{08,Cont.3} + DIC_{08,Cont.4} + DIC_{08,Cont.5} = 0 + 160 + 40 + 0 + 45 = 245 \text{ min}$$

$$DIC_{09} = DIC_{09,Cont.1} + DIC_{09,Cont.2} + DIC_{09,Cont.3} + DIC_{09,Cont.4} + DIC_{09,Cont.5} = 0 + 160 + 40 + 0 + 45 = 245 \text{ min}$$