
CONSTITUIÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

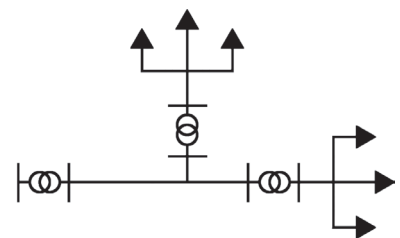
1

1.1 INTRODUÇÃO

Os sistemas elétricos de potência têm a função precípua de fornecer energia elétrica aos usuários, grandes ou pequenos, com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada. Isto é, o sistema tem as funções de produtor, transformando a energia de alguma natureza, por exemplo, hidráulica, mecânica, térmica ou outra, em energia elétrica, e de distribuidor, fornecendo aos consumidores a quantidade de energia demandada, instante a instante. Em não sendo possível seu armazenamento, o sistema deve contar, como será analisado a seguir, com capacidade de produção e transporte que atenda ao suprimento, num dado intervalo de tempo, da energia consumida e à máxima solicitação instantânea de potência ativa. Deve-se, pois, dispor de sistemas de controle da produção de modo que a cada instante seja produzida a energia necessária a atender à demanda e às perdas na produção e no transporte. Identificar-se-á, em tudo quanto se segue, os blocos de produção de energia por sua designação corrente de “blocos de geração”; destaca-se a impropriedade do termo, de vez que, não há geração de energia, mas sim, transformação entre fontes de energia diferentes.

Aqui, no Brasil, face ao grande potencial hídrico existente, predomina a produção de energia elétrica pela transformação de energia hidráulica em elétrica, usinas hidroelétricas, e estando os centros de produção, de modo geral, afastados dos centros de consumo, é imprescindível a existência de um elemento de interligação entre ambos que esteja apto a transportar a energia demandada. Sendo o montante das potências em jogo relevante e as distâncias a serem percorridas de certa monta, torna-se inexecutável o transporte dessa energia na tensão de geração. Assim, no diagrama de blocos da fig. 1.1, sucede ao bloco de geração o de elevação da tensão, no qual a tensão é elevada do valor com o qual foi gerada para o de transporte, “tensão de transmissão”. O valor dessa tensão é estabelecido em função da distância a ser percorrida e do montante de energia a ser transportado.

Por outro lado, em se chegando aos centros de consumo, face à grande diversidade no montante de potência demandada pelos vários consumidores, variável desde a ordem de grandeza de centenas de MW até centenas de W, é inviável o suprimento de todos os usuários na tensão de transmissão.



Exige-se, portanto, um primeiro abaixamento do nível de tensão para valor compatível com a demanda dos grandes usuários, “tensão de subtransmissão”. O abaixamento de tensão é feito através das “subestações de subtransmissão”, que são supridas através de linhas de transmissão, suprimindo, por sua vez, linhas que operam em nível de tensão mais baixo, “tensão de subtransmissão” ou “alta tensão”. Ulteriores abaixamentos no nível de tensão, em função das características dos consumidores, são exigidos. Assim, o sistema de subtransmissão supre as “subestações de distribuição”, que são responsáveis por novo abaixamento no nível de tensão para a “tensão de distribuição primária” ou “média tensão”. A rede de distribuição primária, por sua vez, irá suprir os transformadores de distribuição, dos quais se deriva a rede de distribuição secundária ou rede de baixa tensão, cujo nível de tensão é designado por “tensão secundária” ou “baixa tensão”.

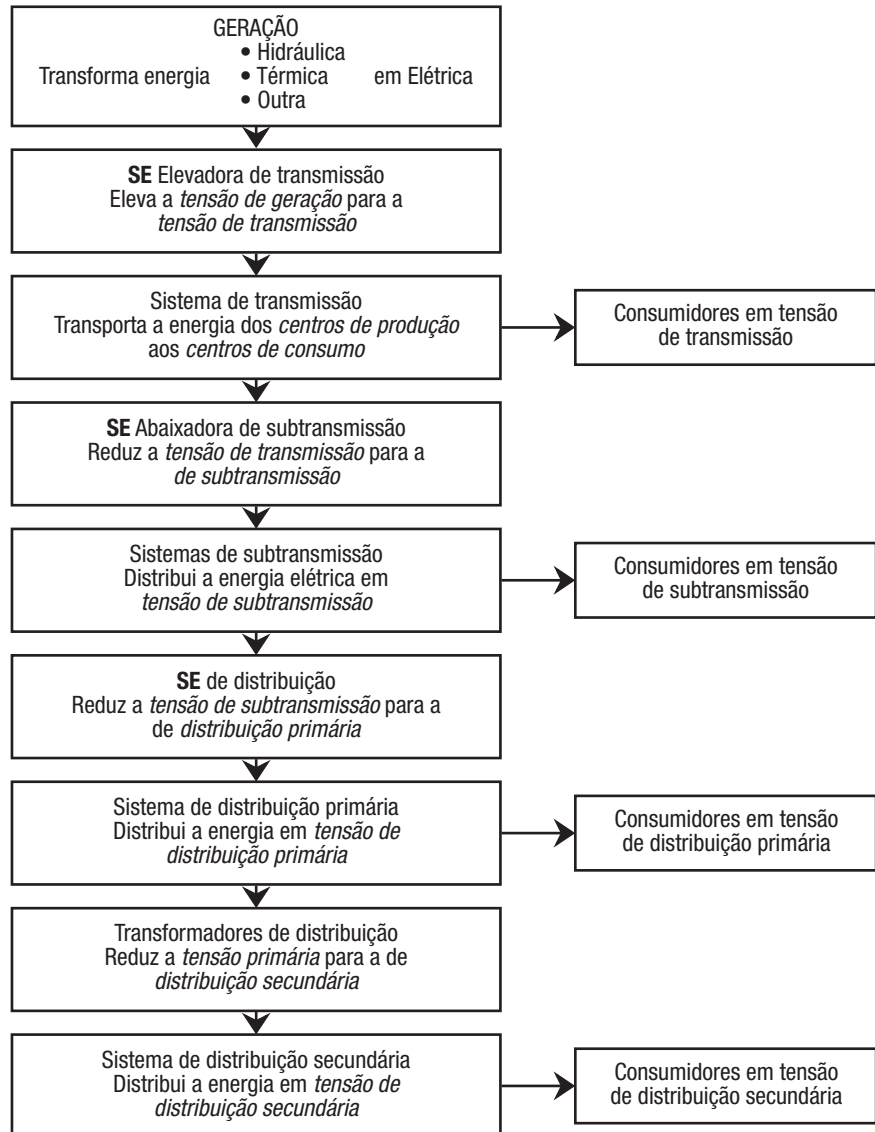


Figura 1.1
Diagrama de blocos do sistema.

Assim, conforme apresentado na fig. 1.1, os sistemas elétricos de potência podem ser subdivididos nos três grandes blocos:

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

Os valores eficazes das tensões, com frequência de 60 Hz, utilizados no Brasil, que estão fixados por decreto do Ministério de Minas e Energia, estão apresentados na Tab. 1.1, onde se apresentam as áreas do sistema nas quais são utilizadas. Apresenta-se também algumas tensões não padronizadas ainda em uso.

No sistema de geração, a tensão nominal usual é 13,8 kV, encontrando-se, no entanto, tensões desde 2,2 kV até a ordem de grandeza de 22 kV. Destaca-se ainda a existência de pequenas unidades de geração, que podem ser conectadas diretamente no sistema de distribuição.

Na fig. 1.2, apresenta-se um diagrama unifilar típico de um sistema elétrico de potência, onde se destaca a existência de três usinas, um conjunto de linhas de transmissão, uma rede de subtransmissão, uma de distribuição primária e três de distribuição secundária. Observa-se 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. O sistema de distribuição primária opera, geralmente, radial e o de distribuição secundária pode operar quer em malha, quer radialmente.

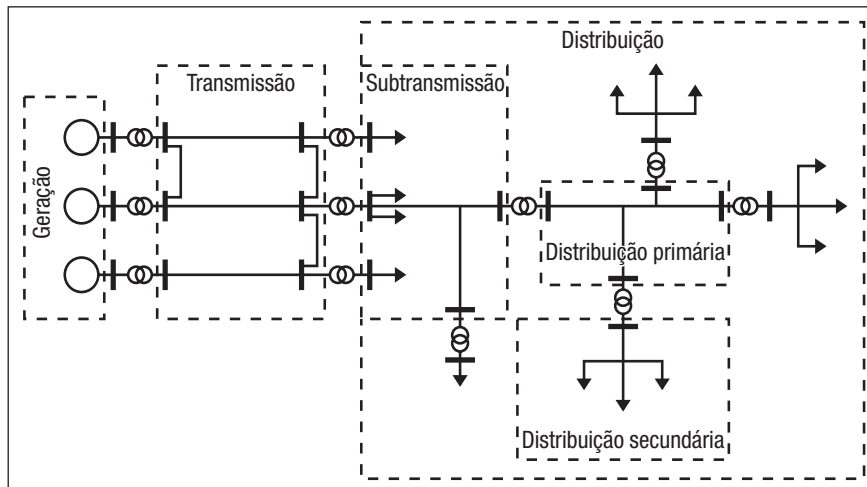


Figura 1.2
Diagrama unifilar de sistema elétrico de potência.

1.2 SISTEMA DE GERAÇÃO

Obtém-se energia elétrica, a partir da conversão de alguma outra forma de energia, utilizando-se máquinas elétricas rotativas, geradores síncronos ou alternadores, nas quais o conjugado mecânico é obtido através de um processo que, geralmente, utiliza turbinas hidráulicas ou a vapor. No caso de aproveitamento hidráulico, o potencial disponível é definido pela queda-d'água, altura de queda e vazão, podendo ter-se usinas desde algumas dezenas de MW até milhares de MW.

Assim, a título de exemplo, a usina Henry Borden, na Serra do Mar, em São Paulo, conta com potência instalada de 864 MW, ao passo que a Usina de Itaipu conta com potência instalada de 12.600 MW. Por outro lado, dentre as usinas térmicas, que se baseiam na conversão de calor em energia elétrica, há aquelas em que o vapor produzido numa caldeira, pela queima do combustível, aciona uma turbina a vapor que fornece o conjugado motor ao alternador. Como combustível dispõe-se, dentre outros, do óleo combustível, carvão, bagaço de cana, ou madeira. Nas centrais atômicas, como é o caso da Usina de Angra dos Reis, o calor para a produção do vapor é obtido através da fissão nuclear.

As usinas hidráulicas apresentam um tempo de construção bastante longo, com custo de investimento elevado, porém, seu custo operacional é extremamente baixo. Para melhor visualização do vulto das obras necessárias, cita-se, a título de exemplo, a usina de Itaipu¹, que dispõe de 18 unidades geradoras, 9 operando em 60 Hz e 9 em 50 Hz, com tensão nominal de 18 kV (+ 5% – 10%), potência nominal 823,6 MVA, para as unidades em 50 Hz, e 737,0 MVA, para as em 60 Hz, tendo cada unidade peso total de 3.343 t (50 Hz) e 3.242 t (60Hz). Apresenta bacia hidrográfica com área de drenagem de 820.000 km², reservatório com área de 1.350 km², extensão de 170 km, cota máxima de 220 m e volume de água de 29×10^9 m³. Suas barragens principais e laterais, que são construídas em concreto, terra e enrocamento, apresentam um comprimento total de 7.760 m, altura máxima de 196 m e exigiram, em sua construção, volumes de 8.100 m³ de concreto e $13,2 \times 10^6$ m³ de terra e en-

¹ Fonte:
site www.itaipu.gov.br

Tabela 1.1 – Tensões usuais em sistemas de potência

Tensão (kV)		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			

rocamento. Seu vertedouro apresenta largura total de 390 m, comprimento total da calha mais a crista de 483 m, contando com 14 comportas de $20 \times 21,34 \text{ m}^2$ e com capacidade máxima de descarga de $62.200 \text{ m}^3/\text{s}$. Seus condutos forçados têm comprimento de 142 m e diâmetro de 10,5 m que garantem descarga nominal de $690 \text{ m}^3/\text{s}$. A entrada em operação das primeiras duas unidades geradoras deu-se em 1984, e completou-se a entrada em operação das dezoito unidades em 1991.

Por sua vez, as usinas térmicas apresentam tempo de construção e custo de investimento sensivelmente menores, apresentando, no entanto, custo operacional elevado, em virtude do custo do combustível.

As primeiras situam-se, geograficamente, onde haja disponibilidade de água com desnível que permita a construção, através de barragens, do reservatório, exigindo, em geral, a construção de sistema de transmissão. Destaca-se ainda como inconveniente o alagamento de áreas férteis, perda de terrenos produtivos, e possíveis modificações no clima da microrregião. As térmicas, por sua vez, também necessitam de água, para a condensação do vapor, porém, em ordem de grandeza menor que a consumida pelas hidráulicas, o que permite maior grau de liberdade em sua localização, podendo situar-se em maior proximidade dos centros de consumo. Tal fato se traduz pela redução de investimentos no sistema de transmissão. Apresentam como inconveniente a emissão, na natureza, de poluentes, resíduos da combustão, e, conforme seu tipo, a utilização de combustível não renovável. De modo geral, sempre que haja disponibilidade de energia hidráulica a opção de maior economicidade é a das usinas hidrelétricas.

Atualmente vão ganhando espaço as turbinas a gás, que já permitem a construção de unidades geradoras de até 500 MW. Outro aspecto assaz importante da geração é representado pelo “uso múltiplo”, isto é, o vapor produzido na caldeira, usualmente supersaturado, é utilizado para o acionamento da turbina a vapor que produz eletricidade, e sua descarga libera vapor, à temperatura mais baixa, para aplicações industriais e para, através de máquina térmica, produção de frio. Este tipo de aplicação aumenta muito o rendimento de todo o processo, chegando a viabilizar sua utilização em grandes indústrias ou grandes centros de consumo. Salienta-se, ainda, a “*cogeração*”, em que indústrias de grande porte geram a energia elétrica que necessitam e injetam o excedente na rede de distribuição.

O Brasil, que dispõe de um dos maiores potenciais hidráulicos do mundo, conta, basicamente, com quatro grandes bacias:

- Bacia Amazônica;
- Bacia do São Francisco;
- Bacia do Tocantins;
- Bacia do Paraná;

das quais a última, por sua maior proximidade com os grandes centros de consumo, é a mais explorada. A bacia Amazônica está praticamente inexplorada, o que é justificado por seu afastamento dos centros de consumo, que exigiria a construção de sistema de transmissão sobremodo caro. Além disso, em se tratando de região de relevo sensivelmente plano, seria necessário o alagamento de enormes áreas.

1.3 SISTEMA DE TRANSMISSÃO

O sistema de transmissão, que tem por função precípua o transporte da energia elétrica dos centros de produção aos de consumo, deve operar interligado. Tal interligação é exigida por várias razões, dentre elas destacando-se a confiabilidade e a possibilidade de intercâmbio entre áreas. A título de exemplo, destaca-se a existência de ciclos hidrológicos diferentes entre as regiões de São Paulo, onde o período das chuvas corresponde ao verão, e do Paraná, onde tal período concentra-se no inverno. Deste modo, a operação interligada do sistema permite que, nos meses de verão, São Paulo exporte energia para o Paraná, e que no inverno importe energia do Paraná.

O esgotamento das reservas hídricas, próximas aos centros de consumo, impôs que fosse iniciada a exploração de fontes mais afastadas, exigindo o desenvolvimento de sistemas de transmissão de grande porte, envolvendo o transporte de grandes montantes de energia a grandes distâncias. Este fato exigiu que as tensões de transmissão fossem aumentadas, com grande esforço de desenvolvimento tecnológico. Atualmente, no mundo, há linhas operando em tensões próximas a 1.000 kV. Outra área que ganhou grande impulso é a transmissão através de elos em corrente contínua, atendidos por estação retificadora, do lado da usina, e inversora, do lado do centro de consumo. O Brasil apresenta-se dentre os pioneiros nessa tecnologia, tendo em operação no sistema o elo em corrente contínua de Itaipu, que é um dos maiores do mundo pela potência transportada e pela distância percorrida. Opera com dois bipolos nas tensões de + 600 kV e – 600 kV em relação à terra, que corresponde a tensão entre linhas de 1.200 kV. Desenvolve-se desde Itaipu até Ibiúna, SP, cobrindo uma distância de 810 km e transportando uma potência de 6.000 MW.

Para distâncias relativamente pequenas, que representam a maioria do sistema de transmissão, as linhas são trifásicas e operam em tensão na faixa de 230 a 500 kV, percorrendo centenas de quilômetros. Subestações, SEs, de transmissão ocupam-se em realizar as interligações e compatibilizar os vários níveis de tensão.

Exige-se elevada confiabilidade dos sistemas de transmissão, de vez que são os responsáveis pelo atendimento dos grandes centros de consumo. Esse objetivo é atendido através de rigorosos critérios de projeto e de operação e da existência, obrigatória, de capacidade de transmissão ociosa e de interligações. Na fig. 1.3 apresentam-se as principais linhas de transmissão e bacias hidrográficas brasileiras.

1.4 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

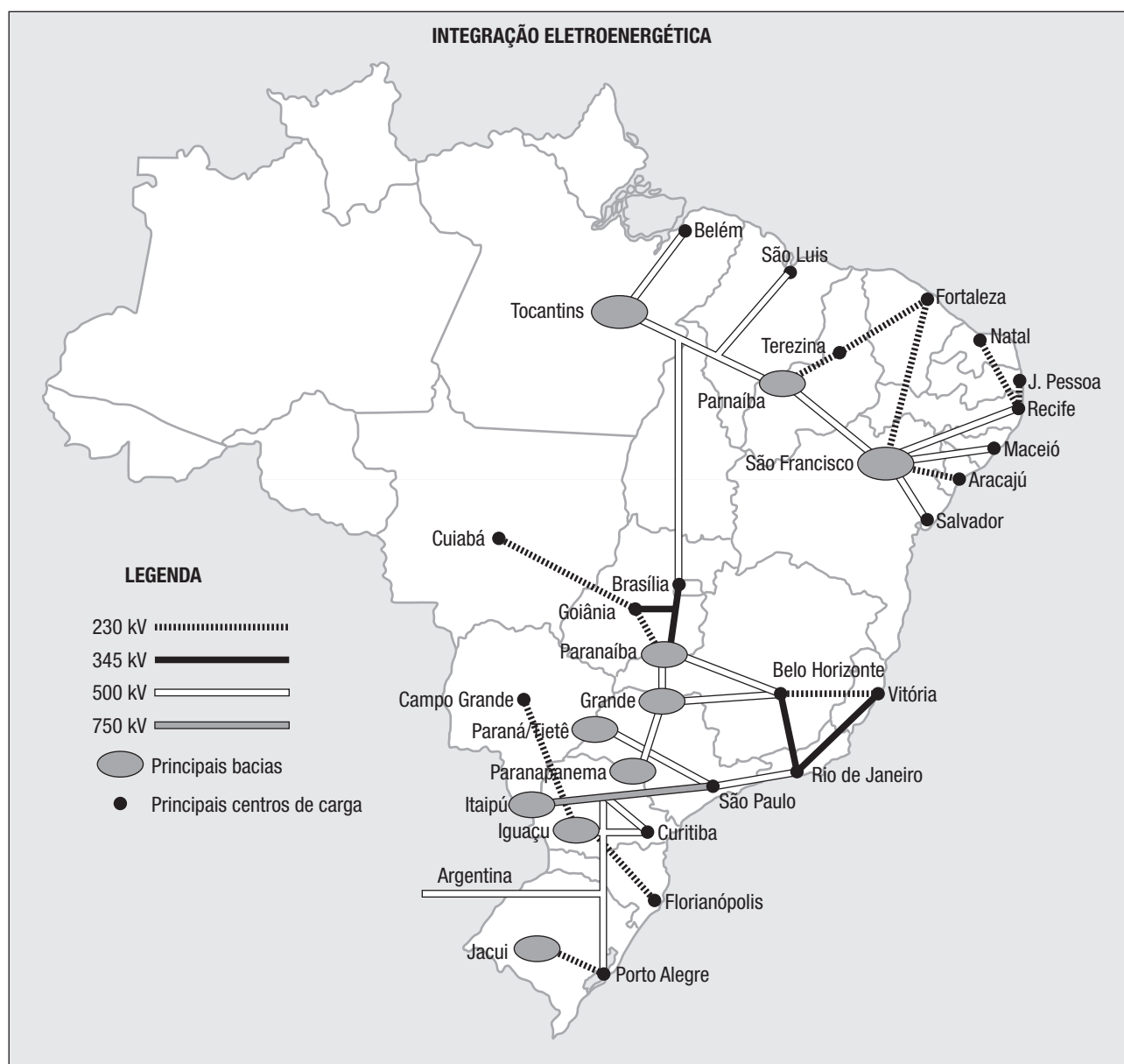
1.4.1 SISTEMA DE SUBTRANSMISSÃO

Este elo tem a função de captar a energia em grosso das subestações de subtransmissão e transferi-la às SEs de distribuição e aos consumidores, em tensão de subtransmissão, através de linhas trifásicas operando em tensões, usualmente, de 138 kV ou 69 kV ou, mais raramente, em 34,5 kV, com capacidade de transporte de algumas dezenas de MW por circuito, usualmente de 20

a 150 MW. Os consumidores em tensão de subtransmissão são representados, usualmente, por grandes instalações industriais, estações de tratamento e bombeamento de água.

O sistema de subtransmissão pode operar em configuração radial, com possibilidade de transferência de blocos de carga quando de contingências. Com cuidados especiais, no que se refere à proteção, pode também operar em malha. Para elucidar este conceito, na fig.1.4 apresentam-se trechos da rede de transmissão, em 345 kV, e o fechamento de malha através da rede de subtransmissão, 138 kV. Na condição normal, fig.1.4a, observa-se, inicialmente, a impossibilidade de controle da distribuição do fluxo de potência na rede de subtransmissão, isto é, ter-se-á sua distribuição em obediência às leis de

Figura 1.3
Bacias hidrográficas brasileiras (Fonte: www.ons.org.br).



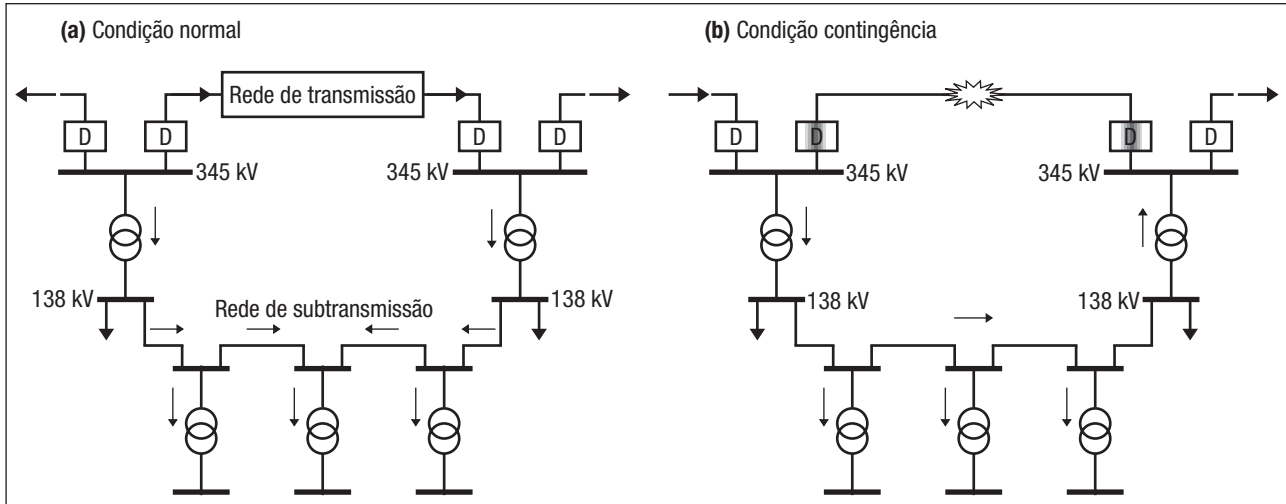


Figura 1.4
Operação da subtransmissão em malha.

Ohm e Kirchoff. Já na condição de contingência, fig.1.4 b, quando, devido a existência de defeito, ocorrerá a isolamento do trecho de transmissão, pela abertura dos dois disjuntores extremos, passando a carga a jusante do sistema de transmissão a ser suprida pela rede de subtransmissão, com inversão no sentido do fluxo pelo transformador. Evidentemente, esta situação é inviável, exigindo-se que o sistema de subtransmissão conte com dispositivos de proteção que bloqueiem o fluxo de potência em sentido inverso nos transformadores das SEs de subtransmissão. Observa-se que o fechamento de malha entre as redes de transmissão e de subtransmissão exige cuidados especiais no que tange à filosofia de proteção a ser adotada.

Na fig. 1.5 apresentam-se esquemas típicos utilizados em redes de subtransmissão, onde se destacam arranjos com suprimento único, configuração radial, fig.1.5 a, e arranjos com duas fontes de suprimento. Dentre estes, o da fig. 1.5 b apresenta maior continuidade de serviço e flexibilidade de operação. Em todos os arranjos o bloco situado imediatamente a montante do transformador, “chave de entrada”, representa um disjuntor, uma chave fusível ou uma chave seccionadora. A seguir analisar-se-á, sucintamente, cada um dos arranjos.

- Rede 1: este arranjo, fig. 1.5 a, que apresenta, dentre todos, o menor custo de instalação, é utilizável quando o transformador da SE de distribuição não excede a faixa de 10 a 15 MVA, como ordem de grandeza. Sua confiabilidade está intimamente ligada ao trecho de rede de subtransmissão, pois, como é evidente, qualquer defeito na rede ocasiona a interrupção de fornecimento à SE. A chave de entrada, que visa unicamente à proteção do transformador, é usualmente uma chave fusível, podendo, no entanto, ser utilizada uma chave seccionadora, desde que o transformador fique protegido pelo sistema de proteção da rede de subtransmissão.
- Rede 2: neste arranjo, fig. 1.5 b, observa-se que, para defeitos a montante de uma das barras extremas da rede de subtransmissão ou num dos trechos da subtransmissão, o suprimento da carga não é interrompido permanentemente. As chaves de entrada são usualmente disjuntores ou chaves fusíveis, dependendo da potência nominal do transformador. Estas chaves têm a função adicional de evitar que defeitos na SE ocasionem desligamento na rede de subtransmissão.

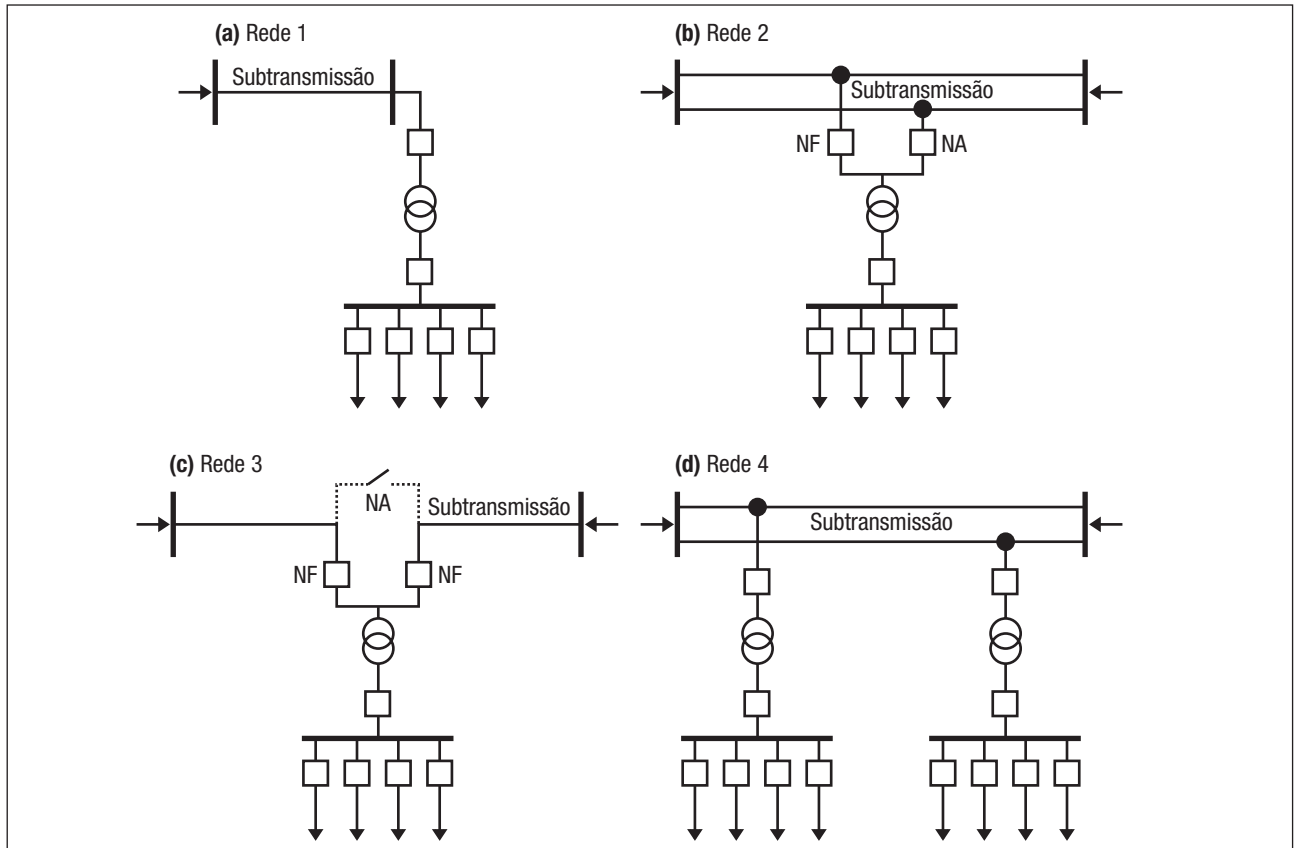


Figura 1.5
Arranjos típicos de redes de subtransmissão.

- Rede 3: neste arranjo, fig. 1.5 c, o barramento de alta da SE passa a fazer parte da rede de subtransmissão e a interrupção do suprimento é comparável com a do arranjo anterior, exceto pelo fato que um defeito no barramento de alta da SE impõe o seccionamento da rede, pela abertura das duas chaves de entrada. Elimina-se este inconveniente instalando-se a montante das duas chaves de entrada uma chave de seccionamento, que opera normalmente aberta. As chaves de entrada são usualmente disjuntores.
- Rede 4: este arranjo, fig. 1.5 d, que é conhecido como “sangria” da linha, é de confiabilidade e custo inferiores aos das redes 2 e 3. É utilizável em regiões onde há vários centros de carga, com baixa densidade de carga. As chaves de entrada devem ser fusíveis ou disjuntores, tendo em vista a proteção da linha.

1.4.2 SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

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

Assim, em SEs que suprem regiões de baixa densidade de carga, transformador da SE com potência nominal na ordem de 10 MVA é bastante fre-

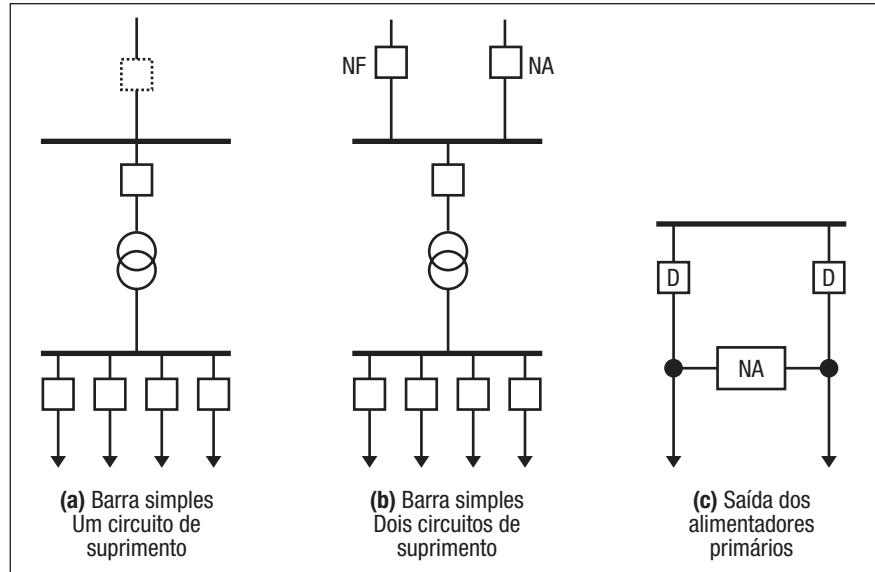


Figura 1.6
SE com barra simples.

quente a utilização do arranjo designado por “barra simples”, fig. 1.6, que apresenta custo bastante baixo. Este tipo de SE pode contar com uma única linha de suprimento, fig. 1.6 a, ou, visando aumentar-se a confiabilidade, com duas linhas, fig. 1.6 b.

Quando suprida por um único alimentador, disporá, na alta tensão, de apenas um dispositivo para a proteção do transformador. Sua confiabilidade é muito baixa, ocorrendo, para qualquer defeito na subtransmissão, a perda do suprimento da SE. Aumenta-se a confiabilidade dotando-se a SE de dupla alimentação radial, isto é, o alimentador de subtransmissão é construído em circuito duplo operando-se a SE com uma das duas chaves de entrada aberta. Havendo a interrupção do 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. Normalmente, instalam-se chaves de interconexão, na saída dos alimentadores primários, fig. 1.6 c, que operam na condição NA, e quando se deseja proceder à manutenção dos disjuntores de saída transfere-se, em hora de carga leve, por exemplo, de madrugada, toda a carga de um alimentador para o outro e isola-se o disjuntor.

Em regiões de densidade de carga maior aumenta-se o número de transformadores utilizando-se arranjo da SE com maior confiabilidade e maior flexibilidade operacional. Na fig. 1.7, apresenta-se o diagrama unifilar de SE com dupla alimentação, dois transformadores, barramentos de alta tensão independentes e barramento de média tensão seccionado. Neste arranjo, ocorrendo defeito, ou manutenção, num dos transformadores, abrem-se as chaves a montante e a jusante do transformador, isolando-o. A seguir, fecha-se a chave NA de seccionamento do barramento e opera-se com todos os circuitos supridos a partir do outro transformador.

Evidentemente cada um dos transformadores deve ter capacidade, na condição de contingência, para suprir toda a demanda da SE. É usual definir-se, para SEs com mais de um transformador a potência instalada, S_{inst} , como sendo a soma das potências nominais de todos os transformadores,

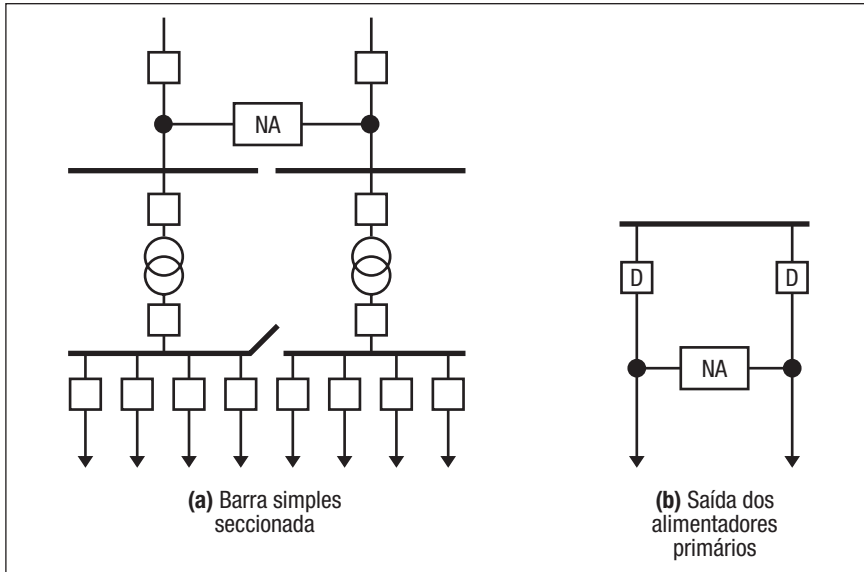


Figura 1.7
SE com dois transformadores.

e “potência firme”, S_{firme} , aquela que a SE pode suprir quando da saída de serviço do maior transformador existente na SE. No caso de uma SE com “n” transformadores, de potências nominais $S_{\text{nom}}(i)$, com $i = 1, \dots, n$, admitindo-se que o transformador “k” é o de maior potência nominal e que, em condição de contingência, os transformadores podem operar com sobrecarga, em pu, de f_{sob} , valor clássico 1,40, isto é, 40 % de sobrecarga, e que seja possível a transferência de potência, S_{trans} , para outras SEs, pela rede primária, através de manobras rápidas de chaves, ter-se-á para a potência firme o valor:

$$S_{\text{inst}} = \sum_{i=1,n} S_{\text{nom}}(i)$$

$$S_{\text{firme}} = f_{\text{sob}} \cdot \sum_{\substack{i=1,n \\ i \neq k}} S_{\text{nom}}(i) + S_{\text{trans}} \quad (1.1)$$

A título de exemplo, seja uma SE com dois transformadores de 60 MVA, com fator de sobrecarga em contingência de 1,20. Nestas condições, sem transferência de carga para outras SEs, resulta para a potência firme $60 \times 1,2 = 72$ MVA. Ou seja, em condição normal de operação cada transformador operará com somente 36 MVA, que representa 60% da potência nominal.

Destaca-se que, quando a potência firme é maior que a instalada, fixa-se a firme igual à instalada. Exemplificando, no caso de uma SE que dispõe de 4 transformadores de 25 MVA, que o fator de sobrecarga em contingência é 1,40 e que seja possível a transferência, pela rede primária, quando de contingência de até 5 MVA, resulta:

$$S_{\text{inst}} = 4 \cdot 25 = 100 \text{ MVA}$$

$$S_{\text{firme}} = 1,4 \cdot 3 \cdot 25 + 5 = 110 \text{ MVA}$$

Para este caso, a potência firme é fixada em 100 MVA.

Para a manutenção dos disjuntores dos circuitos primários, o procedimento utilizado é o mesmo do arranjo precedente.

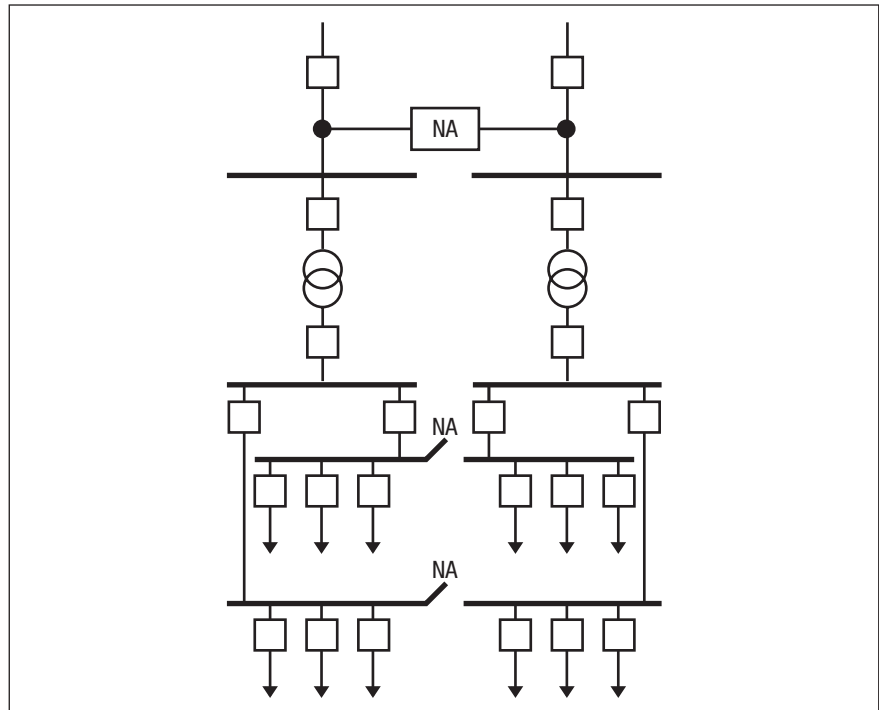


Figura 1.8
SE com barramentos duplicados.

Uma evolução desse arranjo está apresentada na fig. 1.8, em que se distribuiu os circuitos de saída em vários barramentos, permitindo-se maior flexibilidade na transferência de blocos de carga entre os transformadores.

Uma possibilidade de aumentar a flexibilidade para atividades de manutenção dos disjuntores da SE é a utilização do arranjo de barra principal e transferência. Na fig. 1.9 apresenta-se o diagrama unifilar deste arranjo, destacando-se que: todos os disjuntores são do tipo extraível, ou contam com chaves seccionadoras em ambas as extremidades; o disjuntor que perfaz a interligação entre os dois barramentos é designado por disjuntor de transferência. Em operação normal o barramento principal é mantido energizado e o

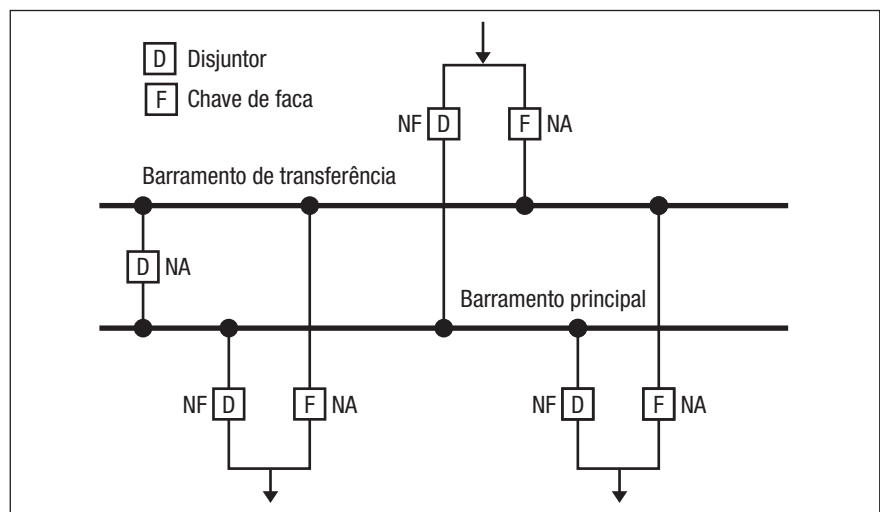


Figura 1.9
SE com barra principal e de transferência.

de transferência desenergizado, isto é, o disjuntor de transferência é mantido aberto. Desejando-se realizar manutenção, corretiva ou preventiva, num qualquer dos disjuntores, o procedimento resume-se nos passos a seguir:

- Fecha-se o disjuntor de transferência, energizando-se o barramento de transferência.
- Fecha-se a chave seccionadora do disjuntor que vai ser desligado, passando a saída do circuito a ser suprida pelos dois barramentos.
- Abre-se o disjuntor e procede-se à sua extração do cubículo, ou, caso não seja extraível, 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, isto é:

- Insere-se o disjuntor no cubículo, ou fecham-se suas chaves.
- Abre-se a chave seccionadora de transferência.
- Abre-se o disjuntor de transferência e retorna-se a proteção ao disjuntor principal.

Neste arranjo de SE, para a manutenção do barramento principal, é necessária sua desenergização, impossibilitando o suprimento aos alimentadores. Este inconveniente pode ser sanado utilizando-se um barramento adicional, “barramento de reserva”.

1.4.3 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA

1.4.3.1 Considerações gerais

As redes de distribuição primária, ou de *média tensão*, escopo primordial deste livro, emergem das SEs de distribuição e operam, no caso da rede aérea, radialmente, com possibilidade de transferência 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 seção 336,4 MCM, permitindo, na tensão de 13,8 kV, o transporte de potência máxima de cerca de 12 MVA, que, face à necessidade de transferência de blocos de carga entre alimentadores, fica limitada a cerca de 8 MVA. Estas redes atendem aos consumidores primários e aos transformadores de distribuição, *estações transformadoras*, ETs, que suprem a rede secundária, ou de baixa tensão. Dentre os consumidores primários destacam-se indústrias de porte médio, conjuntos comerciais (*shopping centers*), instalações de iluminação pública etc. Podem ser aéreas ou subterrâneas, 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 primárias aéreas apresentam as configurações:

- primário radial com socorro;
- primário seletivo;

e as redes subterrâneas podem ser dos tipos:

- primário seletivo;
- primário operando em malha aberta;
- *spot network*.

1.4.3.2 Redes aéreas – Primário radial

As redes aéreas são construídas utilizando-se postes, de concreto, em zonas urbanas, ou de madeira tratada, em zonas rurais, que suportam, em seu topo, a cruzeta, usualmente em madeira, com cerca de dois metros de comprimento, na qual são fixados os isoladores de pino. Utilizam-se condutores de alumínio com alma de aço, CAA, ou sem alma de aço, CA, nus ou protegidos. Em algumas situações particulares, utilizam-se condutores de cobre. Os cabos protegidos contam com capa externa de material isolante que se destina à proteção contra contatos ocasionais de objetos, por exemplo, galhos de árvores, sem que se destine a isolar os condutores. A evolução tecnológica dos materiais isolantes permitiu a substituição da cruzeta por estrutura isolante, sistema *spacer cable*, que permite a sustentação dos cabos protegidos. Este tipo de construção apresenta custo por quilômetro maior que o anterior. Apresenta como vantagens a redução sensível da taxa de falhas e, pela redução do espaçamento entre os condutores, a viabilização da passagem da linha por regiões em que, face à presença de obstáculos, era impossível a utilização da linha convencional, com cruzeta.

As redes primárias, fig. 1.10, contam com um tronco principal do qual se derivam ramais, que usualmente são protegidos por fusíveis. Dispõem de chaves de seccionamento, que operam na condição normal fechadas, “chaves normalmente fechadas, NF”, que se destinam a isolar blocos de carga, para permitir sua manutenção corretiva ou preventiva. 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. Na fig. 1.10 estão apresentados dois circuitos que se derivam de uma mesma subestação. Supondo-se a ocorrência de defeito entre as chaves 01 e 02, do circuito 1, ter-se-á, inicialmente, o desligamento do disjuntor na saída da SE e, posteriormente, a equipe de manutenção identificará o trecho com defeito e o isolará pela abertura das chaves 01 e 02. Após a isolação do trecho com defeito, fecha-se o disjuntor da SE restabelecendo-se o suprimento de energia aos consumidores existentes até a chave 01, restando os a jusante da chave 02 desenergizados. Fechando-se a chave NA de “socorro externo” 03, restabelece-se o suprimento desses consumidores através do circuito 02. Destaca-se que o circuito 02 poderia derivar-se de outra SE.

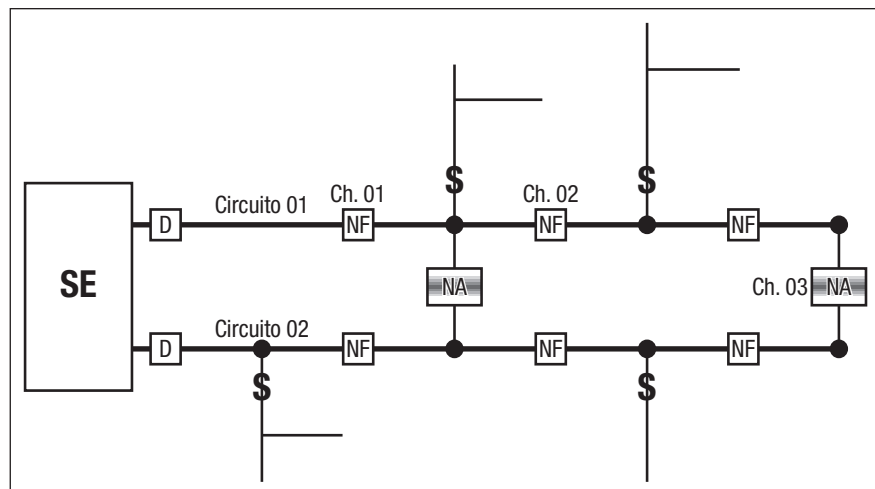


Figura 1.10
Diagrama unifilar de rede primária.

Evidentemente o circuito 02 deve ter capacidade para transporte da carga transferida. Assim, um critério usual para a 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:

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;

resulta para cada um dos circuitos que teriam absorvido a carga do circuito em contingência, um carregamento dado por:

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

onde o carregamento de regime é dado por:

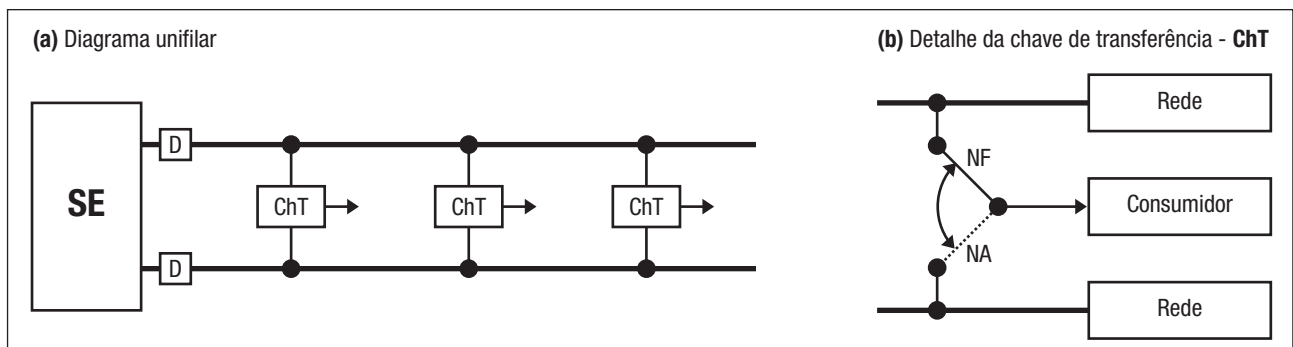
$$S_{\text{reg}} = \frac{n}{n+1} S_{\text{term}} \quad (1.2)$$

que no caso de dois circuitos de socorro corresponde a 67 % da capacidade de limite térmico. O advento da automação, com chaves manobradas à distância, permite aumentar a flexibilidade (maior “ n ”) e, conseqüentemente, maior carregamento dos alimentadores em operação normal, S_{reg} .

1.4.3.3 Primário seletivo

Neste sistema, que se aplica a redes aéreas e subterrâneas, a linha é construída em circuito duplo e os consumidores são ligados a ambos através de chaves de transferência, isto é, chaves que, na condição de operação normal, conectam o consumidor a um dos circuitos e, em emergência, transferem-no para o outro. Estas chaves usualmente são de transferência automática, contando com relés que detectam a existência de tensão nula em seus terminais, verificam a inexistência de defeito na rede do consumidor, e comandam o motor de operação da chave, transferindo automaticamente o consumidor para o outro circuito. Evidentemente a tensão do outro circuito deve ser não nula. Na fig. 1.11 apresenta-se diagrama unifilar de primário seletivo.

Fig. 1.11
Primário seletivo.



Neste arranjo cada circuito deve ter capacidade para absorver toda a carga do outro, logo, o carregamento admissível em condições normais de operação deve ser limitado a 50% do limite térmico.

1.4.3.4 Redes subterrâneas – Primário operando em malha aberta

Na fig.1.12 apresenta-se o diagrama unifilar de circuito primário operando em malha aberta.

Este tipo de arranjo apresenta custo mais elevado que o anterior, sendo aplicável tão somente em regiões de altas densidades de carga, com grandes consumidores. Usualmente é construído somente em alimentadores subterrâneos. Neste arranjo, fig. 1.12, os consumidores são agrupados em barramentos que contam com dois dispositivos de comando nas duas extremidades (disjuntores) e o alimentador, que se deriva de duas SEs diferentes, ou de dois disjuntores das mesma SE, está seccionado, num ponto conveniente, através de disjuntor que opera aberto na condição normal, NA. Quando da ocorrência de defeito num trecho qualquer da rede tem-se sua isolamento, pela abertura dos dois disjuntores da extremidade do trecho, e os barramentos que restaram desenergizados passam a ser supridos pelo disjuntor NA, que tem seu acionamento comandado automaticamente. Este arranjo, que apresenta custo elevado, exige um sistema de proteção sobremodo sofisticado. O circuito opera, em condição normal, com 50% de sua capacidade, porém, deve dispor de reserva para absorver, quando de contingências, a carga total.

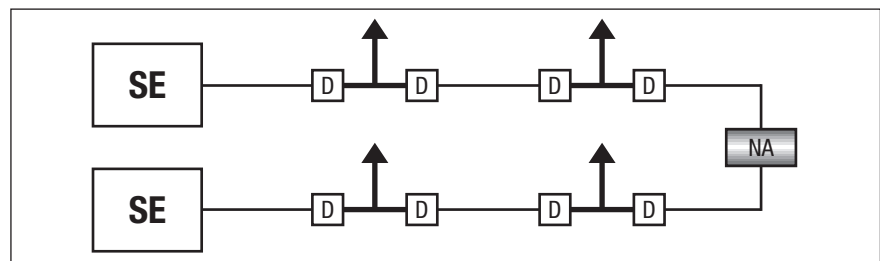


Figura 1.12
Primário em malha aberta.

1.4.3.5 Redes subterrâneas – *Spot network*

Nestas redes, cada transformador de distribuição, com potência nominal de 0,5 a 2,0 MVA, é suprido por dois ou três circuitos. Os circuitos que compõem o *spot network* podem derivar-se de uma única SE ou de SEs distintas.

Na fig. 1.13 apresenta-se o diagrama unifilar de uma rede do tipo *spot network* com dois circuitos que se derivam de uma mesma SE. Observa-se, no barramento de paralelo dos dois circuitos, nos transformadores, a existência de uma chave especial, *NP*, designada por *network protector*, que tem por finalidade impedir o fluxo de potência no sentido inverso. Assim, assumindo-se a existência de um curto-circuito num dos trechos da rede ter-se-á a circulação de correntes apresentada na fig. 1.14. Observa-se que todos os NP do circuito onde se estabeleceu o curto-circuito são percorridos por corrente em sentido inverso e, de consequência, irão abrir, isolando-se, após a abertura do disjuntor da SE, todo o circuito com defeito. As cargas do sistema estarão energizadas pelo outro circuito.

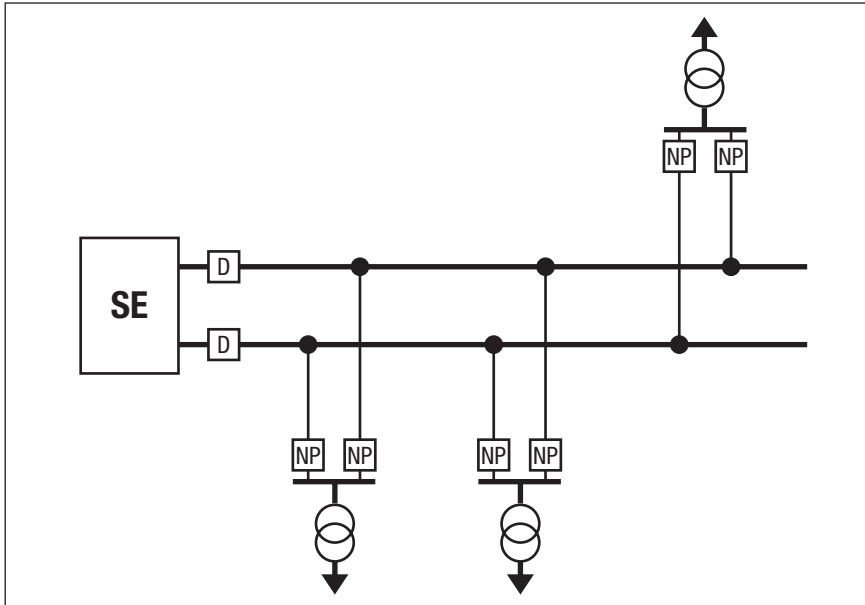


Fig. 1.13
Rede spot network.

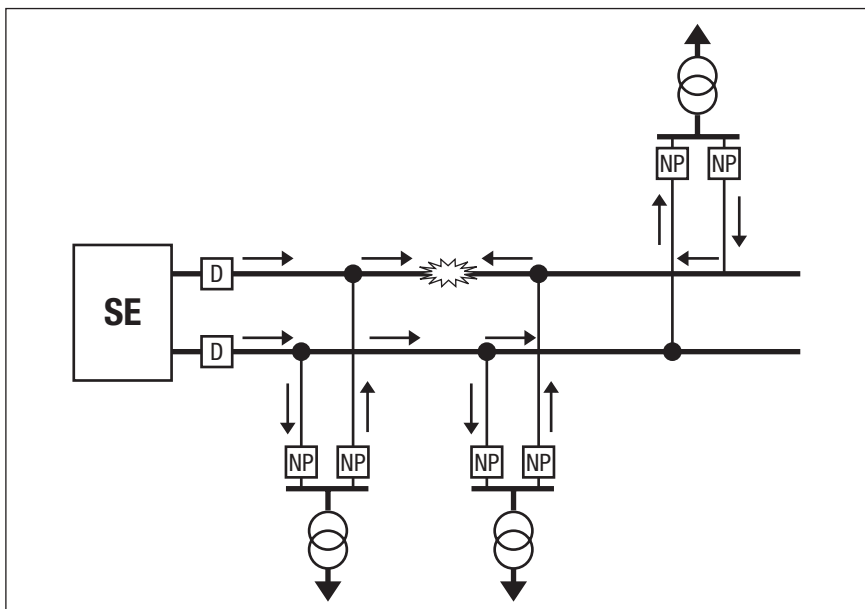


Figura 1.14
Correntes de defeito em rede spot network.

A confiabilidade deste sistema é muito alta, porém o custo das redes em spot network é muito elevado, justificando-se sua utilização somente em áreas de grande densidade de carga. A rede do Plano Piloto de Brasília foi construída em *spot network* com dois e três circuitos que se derivam de SEs diferentes.

1.4.4 Estações transformadoras

As estações transformadoras, ETs, são constituídas por transformadores, que reduzem a tensão primária, ou média tensão, para a de distribuição secundária, ou baixa tensão. Contam, usualmente, com para-raios, para a proteção contra sobretensões, e elos fusíveis para a proteção contra sobrecorrentes, instalados no primário. De seu secundário deriva-se, sem proteção alguma, a rede secundária. Nas redes aéreas utilizam-se, usualmente, transformadores trifásicos, instalados diretamente nos postes. Em geral, suas potências nominais são fixadas na série padronizada, isto é, 10,0 – 15,0 – 30,0 – 45,0 – 75,0 – 112,5 e 150 kVA.

No Brasil, a tensão de distribuição secundária está padronizada nos valores 220/127 V e 380/220 V, havendo predomínio da primeira nos Estados das regiões sul e sudeste e da segunda no restante do país. O esquema mais usual consiste na utilização de transformadores trifásicos, com resfriamento a óleo, estando os enrolamentos do primário ligados em triângulo e os do secundário em estrela, com centro estrela aterrado. Utilizam-se ainda, em alguns sistemas, transformadores monofásicos e bancos de transformadores monofásicos. Na fig. 1.15, ilustra-se um banco de dois transformadores monofásicos na ligação triângulo aberto no secundário. Um dos transformadores, que supre os consumidores monofásicos de baixa tensão a dois ou três fios, conta, no secundário, com derivação central, apresentando tensão nominal, não padronizada, de 230/115 V. As cargas trifásicas são supridas através das fases A, B e C. Observa-se que o valor eficaz da tensão entre o ponto C e a derivação central, ponto N, é $V_{CN} = 230 \sqrt{3}/2 = 199,2 \text{ V}$, inviabilizando a ligação de qualquer carga entre esses dois terminais. O fio que se deriva do ponto C é correntemente chamado de “fase alta”.

Nas redes subterrâneas, a ET, usualmente utilizando transformador trifásico, pode ser do tipo *pad mounted*, quando o transformador é instalado abrigado em estrutura em alvenaria ao nível do solo, ou em cubículo subterrâneo, *vault*, quando o transformador deve ser do tipo submersível.

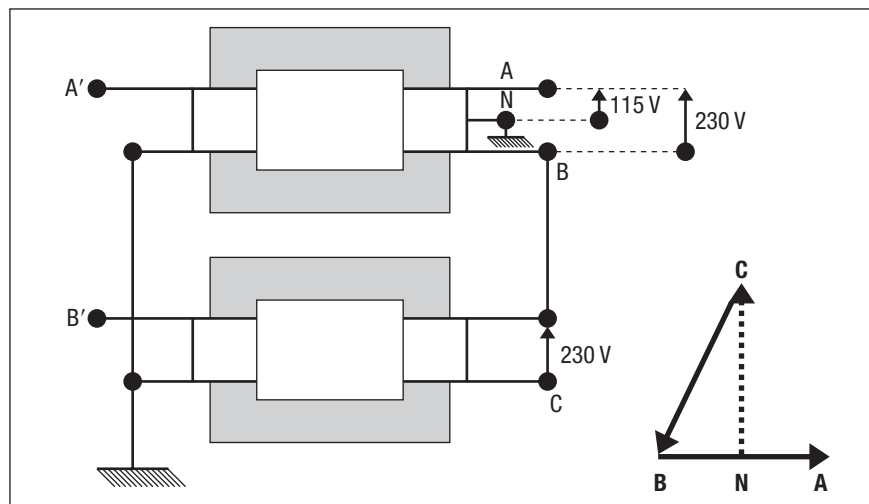


Figura 1.15
Transformador na ligação triângulo aberto.

1.4.5 REDES DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA

1.4.5.1 Introdução

Da ET, deriva-se a rede de baixa tensão, 220/127 V ou 380/220 V, que pode operar em malha ou radial e que supre os consumidores de baixa tensão, consumidores residenciais, pequenos comércios e indústrias. Alcança, por circuito, comprimentos da ordem de centenas de metros. Destaca-se o predomínio, nesta rede, de consumidores residenciais.

Observa-se que a natureza de cada segmento do sistema define implicitamente o grau de confiabilidade que dele é exigido, em função do montante de potência transportada. Assim, como é evidente, nesta hierarquia de responsabilidade, o primeiro elemento é a SE de subtransmissão, responsável pela transferência de potência da ordem da centena de MVA, e o último é a rede de baixa tensão, na qual a potência em jogo é da ordem de dezenas de kVA. Nesse contexto, a rede de distribuição secundária usualmente não conta com recurso para o atendimento de contingências.

1.4.5.2 Redes secundárias aéreas

As redes secundárias aéreas podem ser radiais ou em malha. Na fig. 1.16 apresenta-se a evolução da rede, que inicia em malha, fig. 1.16 a, e quando alcança seu limite de carregamento, evolui para configuração radial, através da instalação de outro transformador e seccionamento da malha nos pontos A e A', fig. 1.16 b.

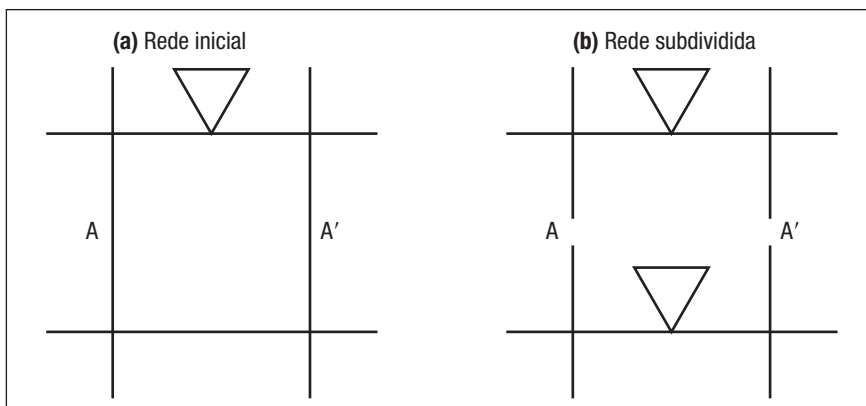


Figura 1.16
Evolução de rede de baixa tensão.

1.4.5.3 Rede reticulada

A rede reticulada, como o próprio nome indica, é constituída por um conjunto de malhas que são supridas por transformadores trifásicos, com seus terminais de baixa tensão inseridos diretamente nos nós do reticulado, conforme fig. 1.17. Entre dois nós é usual utilizar-se, em cada fase, três cabos em paralelo. Isto é feito visando aumentar a confiabilidade e a capacidade de carregamento do sistema. Destaca-se que este tipo de rede, face a apresentar custo

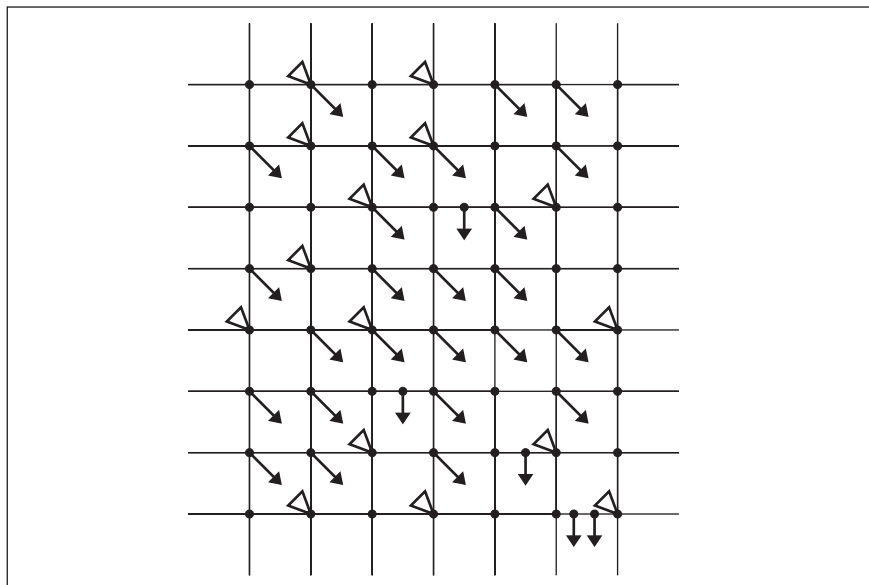


Figura 1.17
Rede secundária reticulada.

extremamente elevado, não é mais construído. Existe em áreas centrais de grandes metrópoles, São Paulo, Rio de Janeiro, Curitiba etc., onde foi instalado há mais de trinta anos.