



Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica

Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica

Filipe Matos de Vasconcelos

© 2017 por Editora e Distribuidora Educacional S.A.
Todos os direitos reservados. Nenhuma parte desta publicação poderá ser reproduzida ou transmitida de qualquer modo ou por qualquer outro meio, eletrônico ou mecânico, incluindo fotocópia, gravação ou qualquer outro tipo de sistema de armazenamento e transmissão de informação, sem prévia autorização, por escrito, da Editora e Distribuidora Educacional S.A.

Presidente

Rodrigo Galindo

Vice-Presidente Acadêmico de Graduação

Mário Ghio Júnior

Conselho Acadêmico

Alberto S. Santana
Ana Lucia Jankovic Barduchi
Camila Cardoso Rotella
Cristiane Lisandra Danna
Danielly Nunes Andrade Noé
Emanuel Santana
Grasiele Aparecida Lourenço
Lidiane Cristina Vivaldini Olo
Paulo Heraldo Costa do Valle
Thatiane Cristina dos Santos de Carvalho Ribeiro

Revisão Técnica

André Luis Delvas Fróes
Annete Silva Faesarella

Editorial

Adilson Braga Fontes
André Augusto de Andrade Ramos
Cristiane Lisandra Danna
Diogo Ribeiro Garcia
Emanuel Santana
Erick Silva Griep
Lidiane Cristina Vivaldini Olo

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Vasconcelos, Fillipe Matos de
V331g Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica /
Fillipe Matos de Vasconcelos. – Londrina : Editora e
Distribuidora Educacional S.A., 2017.
224 p.

ISBN 978-85-522-0179-3

1. Energia elétrica. I. Título.

CDD 621.317

Sumário

Unidade 1 Fundamentos de sistemas elétricos de potência	7
Seção 1.1 - Introdução aos sistemas elétricos de potência	9
Seção 1.2 - Estrutura de um sistema elétrico de potência	27
Seção 1.3 - Características do sistema elétrico brasileiro	44
Unidade 2 Geração de energia elétrica	63
Seção 2.1 - Introdução à geração da energia elétrica	65
Seção 2.2 - Centrais Hidrelétricas	81
Seção 2.3 - Centrais Termelétricas	97
Unidade 3 Transmissão de energia elétrica	117
Seção 3.1 - Introdução aos sistemas de transmissão de energia elétrica	119
Seção 3.2 - Parâmetros de linhas de transmissão	137
Seção 3.3 - Modelagem de linhas de transmissão	153
Unidade 4 Distribuição de energia elétrica	171
Seção 4.1 - Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica	173
Seção 4.2 - Fatores típicos das cargas	190
Seção 4.3 - Métodos de modelagem e análise	206

Palavras do autor

A atual conjuntura socioeconômica, associada à evolução tecnológica e com maior atenção às questões ambientais, vem provocando profundas transformações nos sistemas elétricos de potência, como a adoção de novas tecnologias de geração de energia, especialmente de microgeração (ex.: solar e eólica), a redefinição dos papéis dos agentes de geração, novas formas de transmissão e distribuição e o surgimento de novos modelos de negócio que incorporem essas novas realidades às políticas públicas, em busca da conscientização de pessoas e de uma participação mais ativa dos usuários finais da energia elétrica como produtores e agentes de um mercado de energia. Para compreender como os sistemas de energia devem mudar nas próximas décadas, a disciplina *Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica* se insere como um requisito básico e fundamental para que você, aluno, futuro profissional da área, possa compreender todas as estruturas e especificidades dos sistemas elétricos de potência (tais como seus padrões e políticas), e seja capaz de realizar análises por meio de modelos matemáticos, além de projetar sistemas. Você, desse modo, estará capacitado a não somente compreender os impactos causados pelas recentes transformações que os sistemas de energia vêm sofrendo, mas a também criar novas oportunidades de negócio para atender às demandas e expectativas da sociedade.

Para isso, todavia, é muito importante que você se dedique a estudar e a compreender bem o conteúdo deste livro. Espera-se que ao final do estudo desta disciplina você seja capaz de conhecer e compreender os principais conceitos e fundamentos dos sistemas elétricos de potência, que englobam tanto a tradicional estrutura de geração, transmissão e distribuição da energia quanto as características do sistema elétrico brasileiro. As formas de geração de energia elétrica, com destaque para as centrais hidrelétricas e para as termelétricas, também devem ficar bem claras, para que você saiba avaliar os benefícios técnicos, financeiros e os impactos ambientais de cada tipo de empreendimento. Sobre as linhas de transmissão você será introduzido aos tipos de condutores, aos isoladores e às estruturas das linhas utilizadas em campo, com ênfase em alguns cálculos de projetos de linhas de transmissão (resistência, indutância

e capacitância) e em algumas formas de modelar matematicamente esses componentes e seus efeitos. Por fim, quando as especificidades dos sistemas de distribuição de energia elétrica forem abordadas, você deverá ser capaz de analisar criticamente as diferenças entre as redes de transmissão, suas particularidades e desafios.

Caro aluno, esperamos que você esteja motivado a estudar e a aprender os conceitos e aplicações da geração, da transmissão e da distribuição de energia elétrica! É imprescindível que você realize um autoestudo com independência e dedicação, inclusive, às suas atividades nos momentos pré e pós-aula.

Bons estudos e ótimo aprendizado!

Fundamentos de sistemas elétricos de potência

Convite ao estudo

Caro aluno, nesta primeira unidade iremos estudar temas introdutórios aos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), o que inclui os fundamentos e a estrutura de um SEP, de maneira geral, e as características do sistema elétrico brasileiro de maneira mais específica.

Assim, na primeira seção desta unidade abordaremos como se desenvolveram os estudos a respeito da eletricidade e o surgimento dos SEP no modelo como conhecemos hoje. Esse conhecimento facilita a compreensão de, por exemplo, como a corrente alternada se tornou amplamente utilizada ao redor do mundo. Também estudaremos quais são as principais características dos SEP, abordando as suas composições e os níveis de tensão padronizados e não padronizados. Exploraremos também como os SEP são representados por meio de diagramas unifilar, equivalente por fase e multifilar. Por fim, explicitaremos as novas tendências para o mercado da energia elétrica.

Na segunda seção serão abordadas as estruturas de um SEP, ressaltando com maiores detalhes os objetivos, os padrões e os equipamentos utilizados. Diferenciaremos os SEP europeus dos SEP norte e sul-americanos. As mudanças e os desafios que os SEP devem encarar nas próximas décadas diante da inclusão de novas tecnologias também serão discutidos, sendo o aquecimento global e a necessidade de redução de emissão de gases de efeito estufa duas das maiores causas para tais mudanças.

Na terceira seção, por fim, iremos estudar com mais detalhes as características dos sistemas elétricos brasileiros, com ênfase nos tipos de geração de energia elétrica predominantes no Brasil, em como essa energia é transportada dos grandes

centros produtores até as unidades consumidoras pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), e nas principais características do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica do país, explicitando por que as redes de transmissão devem ser malhadas e as de distribuição radiais.

Temos como objetivo desta unidade que você, aluno, seja capaz de analisar criticamente o sistema elétrico brasileiro em comparação com diferentes sistemas elétricos ao redor do mundo a fim de compreender suas particularidades. Assim, você terá subsídios suficientes para propor soluções energéticas inovadoras para o Brasil, determinando diretrizes para o planejamento energético e, quem sabe, criando novas oportunidades de negócios.

Neste contexto, suponha que você, aluno, sonhe em trabalhar com planejamento, operação ou expansão de sistemas de energia e, por isso, prestou um concurso para trabalhar no Ministério de Minas e Energia (MME) e foi aprovado. Para tal, um requisito básico é que você conheça muito bem as características dos sistemas elétricos de potência e compreenda a função de cada elemento constituinte desses sistemas. Tendo em vista a conjuntura nacional e internacional de desenvolvimento socioeconômico, ser capaz de compreender e avaliar as tendências para o futuro é um requisito extremamente desejável em um profissional da área. Assim, uma de suas primeiras tarefas no novo emprego é ser responsável por realizar uma análise crítica do sistema elétrico brasileiro no formato de um relatório a ser disponibilizado no site do MME, descrevendo primeiramente as características dos sistemas elétricos de potência no mundo e, posteriormente, correlacionando-as com o contexto brasileiro a respeito de sua visão sobre as perspectivas e desafios futuros no setor.

Seção 1.1

Introdução aos sistemas elétricos de potência

Diálogo aberto

Caro aluno, como nesta seção iremos estudar o desenvolvimento histórico dos sistemas elétricos de potência, suas formas de representação, suas características e as tendências para o mercado de energia, você estará capacitado a conhecer e compreender os fundamentos básicos da estrutura dos sistemas de energia elétrica, além de ser introduzido nas tendências para o futuro do setor. Dedicar-se ao estudo do que será apresentado nesta seção é imprescindível para um engenheiro que deseja atuar nas áreas de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, pois os aspectos abordados são os pilares e requisitos mínimos para a compreensão desses sistemas.

Assim, retomando o cenário em que você recentemente se tornou um engenheiro do MME, no qual uma de suas primeiras tarefas no novo emprego é a de ser responsável por realizar uma análise crítica do sistema elétrico brasileiro e mundial, nesse primeiro momento você e a sua equipe foram requeridos para elaborar um relatório parcial, a ser encaminhado para o seu gestor para verificação e aprovação, a respeito da atual conjuntura global do setor elétrico. Espera-se, portanto, que o relatório apresente as tendências do que tem ocorrido no mundo para motivar a busca por desenvolvimento sustentável, que está intimamente relacionado com a necessidade de frear o aquecimento global, além de verificar estratégias para lidar com o aumento de demanda e com a escassez de oferta de energia, e de incorporação da geração próxima às cargas.

Para cumprir essa tarefa, as seguintes perguntas devem ser respondidas no seu relatório:

- No que se refere ao desenvolvimento sustentável, que tipos de práticas o setor elétrico deve tomar para preservar o meio ambiente?
- No que se refere ao crescimento de carga e escassez de oferta de energia, que ações podem ser tomadas para atender a essa crescente demanda?

- Como você visualiza as transformações que os sistemas elétricos devem sofrer nas próximas décadas para se adequar a essas novas realidades? E qual a necessidade de se reformar o setor elétrico e liberalizar o mercado de energia nesse cenário de transformações?

Caro engenheiro do MME, você está preparado para resolver essa tarefa?

Espero que você esteja animado. Bons estudos e um ótimo trabalho.

Não pode faltar

História dos sistemas elétricos de potência

Para compreendermos o desenvolvimento dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), as primeiras observações a respeito da eletricidade estática e, conseqüentemente, a respeito dos aspectos da energia elétrica ocorreram por volta de 600 a.C. por um filósofo grego chamado Tales de Mileto. Muitos séculos depois é que estudos mais aprofundados foram surgindo e, assim, a criação da indústria da eletricidade como conhecemos hoje pôde se estabelecer.

Os SEP e a indústria da energia elétrica surgiram somente por volta de 1880, pois, entre os anos de 1750 e 1850, surgiram muitas descobertas relativas aos princípios da eletricidade e do magnetismo, como a invenção da bateria elétrica em 1800 e do gerador e do motor elétrico em 1831. Somente no ano de 1870 a eletricidade teve sua aplicação comercial, por meio de lâmpadas a arco voltaico em iluminação pública (tecnologia comum nos anos de 1888 a 1920) e, no ano de 1879, um grande estímulo para o desenvolvimento da energia elétrica surgiu com Thomas Edison, pela invenção e comercialização da lâmpada incandescente.

Em 1881, portanto, na cidade de Godalming, Inglaterra, dois engenheiros eletricitas desenvolveram a primeira central de produção de energia elétrica no mundo baseada em rodas de água. Essa central alimentava de maneira não constante 7 lâmpadas a arco (250 V) e 34 lâmpadas incandescentes (40 V) em corrente alternada (CA). No mesmo ano, todavia, Edison tornou-se mais reconhecido pelo início da indústria da energia porque foi responsável pela famosa estação de energia elétrica *Pearl Street Station, New York*. Ao entrar em operação em setembro de 1882, ela era composta por 6 geradores de corrente contínua (CC) acionados por motores a vapor e fornecia

30 kW em 110 V para 59 consumidores em uma área de 3,0 km de diâmetro. Embora Edison tivesse revolucionado a ciência e a indústria, a distribuição da energia se limitava à distância de 800 metros, pois a corrente contínua não podia ser facilmente elevada para altas tensões e, assim, reduzir as perdas elétricas.

A solução surgiu com a invenção do transformador por Gaulard e Gibbs, em 1881, quando passou a ser possível elevar a tensão para a transmissão e reduzir para o consumo (obs.: transformadores só existem em corrente alternada). Westinghouse adquiriu a patente do transformador e, em 1884, iluminou 40 km de uma ferrovia a partir de um único gerador, aplicando corrente alternada ou CA.

A partir do desenvolvimento dos sistemas polifásicos CA por Tesla, Westinghouse foi capaz de proliferar os sistemas de distribuição CA, sendo o primeiro instalado em Great Barrington, Massachusetts (EUA), no ano de 1884, alimentando 150 lâmpadas. A primeira linha de transmissão CA surgiu em 1889, 4 kV, monofásica e com 21 km de extensão (PINTO, 2013). E, assim, na década de 1890, se acirraram as disputas entre Westinghouse e Edison na famosa Guerra das Correntes para decidir, entre as correntes CC ou CA, qual seria a padronizada para a distribuição/transmissão da energia elétrica. No fim, a possibilidade da transmissão de energia elétrica em alta tensão por longas distâncias, a transformação da tensão e o uso mais simples e econômico foram os fatores que tornaram a corrente CA vencedora (PINTO, 2013).



Pesquise mais

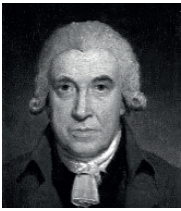
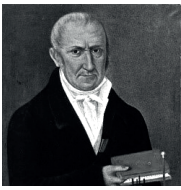
Sobre a **Guerra das Correntes**, Edison defendia a utilização de corrente contínua para a distribuição de eletricidade enquanto Westinghouse e Nikola Tesla defendiam a corrente alternada. Entenda o que aconteceu na disputa e como a corrente alternada se tornou a mais adequada para distribuir a energia elétrica. O *Discovery Channel* produziu um documentário muito interessante que explica como tudo se desenvolveu, denominado *A Guerra Elétrica - A Disputa entre Edison, Westinghouse e Tesla*.

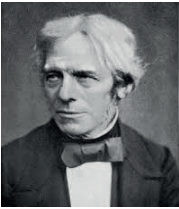
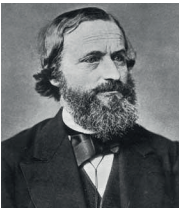
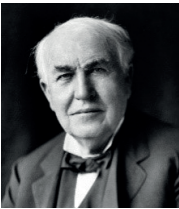
No início da década de 1950, no entanto, a transmissão em CC passou a ser viável devido ao surgimento de equipamentos que reduziam os custos (ex.: válvulas de mercúrio). Assim, sistemas de

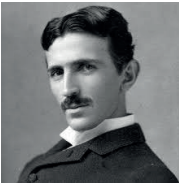
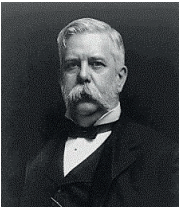
transmissão CC em alta tensão (HVDC – *high voltage direct current*) surgiram e, em 1954, a primeira conexão HVDC surgiu entre a ilha de Gotland e a Suécia em cabo submarino de 96 km de extensão, 100 kV e 20 MW. Desde então, o interesse por redes HVDC vem crescendo, principalmente para emprego em longas distâncias. No Brasil, por exemplo, existe um link HVDC partindo da Usina Hidrelétrica de Itaipu em 600 kV e 810 km de extensão, de Foz do Iguaçu (PR) à Ibiúna (SP). No mundo, até 2008, foram desenvolvidas 57 linhas HVDC de até 600 kV (PINTO, 2013).

Para compreendermos bem a evolução dos SEP, destacamos, portanto, importantes agentes (cientistas, estudiosos e empreendedores) nesse contexto, tais como:

Quadro 1.1 | Cientistas, estudiosos e empreendedores que se tornaram grandes nomes dos SEP

James Watt (1736-1819)		A potência ativa medida em "Watt" é uma homenagem às suas contribuições. Watt foi o responsável por estabelecer o princípio de funcionamento do motor a vapor, contribuindo significativamente para o avanço da Revolução Industrial.
Alessandro Volta (1745-1827)		A força eletromotriz (f.e.m.) medida em "Volt" é uma homenagem às suas contribuições. Volta estabeleceu os princípios da pilha voltaica, o antecessor da bateria elétrica.
André Marie Ampère (1775-1836)		A corrente elétrica medida em "Ampère" é uma homenagem às suas contribuições. Ampère elaborou as bases do eletromagnetismo partindo das experiências de Oersted sobre os efeitos eletromagnéticos da corrente elétrica. Maxwell o denominou de o "Newton da Eletricidade".
Georg Simon Ohm (1789-1854)		As resistência, reatância e indutância medidas em "Ohm" são uma homenagem às suas contribuições, principalmente com as 1ª e 2ª Lei de Ohm. Seu trabalho foi publicado em 1827 e reconhecido apenas um século depois, em 1927.

Michael Faraday (1791-1867)		A capacitância medida em "Faraday" é uma homenagem às suas contribuições. Ele descobriu a indução eletromagnética e o princípio do motor elétrico. Foi um dos maiores experimentalistas da história da ciência e suas descobertas em eletromagnetismo forneceram base para os trabalhos de Maxwell, Edison, Siemens, Tesla e Westinghouse. Foi o pioneiro e fundador dos princípios da Eletroquímica, definindo os termos ânodo, cátodo, eletrólito, íon, eletrodo etc.
Joseph Henry (1797-1878)		A indutância de uma bobina medida em "Henry" é uma homenagem às suas contribuições. Os fenômenos de indução eletromagnética e de indutância mútua foram descobertos enquanto ele construía eletroímãs.
Gustav Robert Kirchhoff (1824-1887)		As Leis de Kirchhoff para correntes e tensões na análise de circuitos elétricos surgiram em 1845 enquanto ele ainda era um estudante. Outras contribuições suas surgiram no campo da espectroscopia.
Thomas Alva Edison (1847-1931)		Edison foi inventor, cientista e empresário reconhecido por inventar a lâmpada incandescente (dentre as 2332 patentes acumuladas em sua carreira). Aperfeiçoou as tecnologias no cinema, na máquina de escrever, no telefone, e em diversos dispositivos elétricos como geradores. Foi criador e sócio da atual <i>General Electric Company</i>. Em corrente contínua, instalou a primeira usina de geração com fins comerciais em <i>Wall Street, New York</i>. Alimentava 7200 lâmpadas (~700 kW) em 110 V. Antes de Edison, em Londres já havia uma central elétrica para alimentar 1000 lâmpadas.

Nikola Tesla (1856-1943)		A densidade de fluxo magnético medida em "Tesla" é uma homenagem às suas contribuições. Foi o inventor dos motores de indução e síncrono, e dos sistemas polifásicos, a base dos SEP atuais. Definiu a frequência de 60 Hz como fundamental nos EUA. Na "Guerra das Correntes" (vide item <i>Pesquise mais</i>), juntamente com Westinghouse, venceu a disputa contra Edison, seu antigo empregador, e os EUA passou a adotar a corrente alternada como modelo padrão para distribuição da energia.
George Westinghouse (1846-1914)		Westinghouse foi um dos empresários pioneiros na indústria da energia elétrica. Responsável por inventar o freio a ar comprimido para locomotivas. Comprou a patente dos transformadores de Gaulard e Gibbs, ingleses, e do motor elétrico de Tesla, e viabilizou a distribuição da energia das Cataratas do Niágara até Buffalo, nos EUA, efetivando a aceitação da corrente alternada sobre a contínua e vencendo a "Guerra das Correntes" contra Edison (vide item <i>Pesquise mais</i>).

Fonte: Informações adaptadas de Leão (2009); figuras extraídas de Wikipedia, 2017a a 2017j.

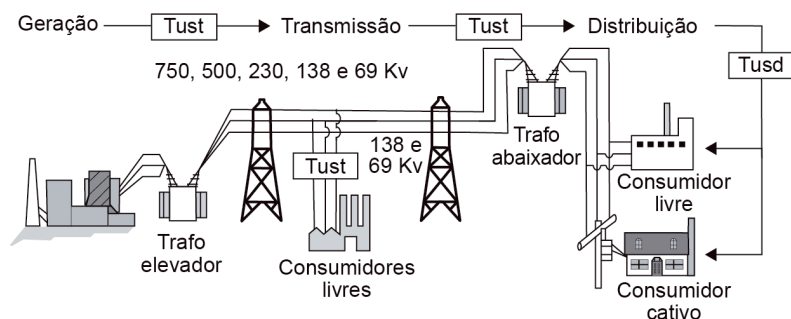
Características dos sistemas elétricos de potência

Os SEP podem ser caracterizados como sistemas com o objetivo de fornecer energia elétrica com qualidade e no instante em que é solicitada tanto a grandes como pequenos consumidores. Dentre os requisitos básicos desses sistemas, podemos citar: continuidade do serviço (energia sempre disponível), conformidade (obedece a padrões), flexibilidade (capacidade de se adaptar a novas topologias), segurança (sem risco aos consumidores) e manutenção (restauração do sistema o mais rápido possível em caso de falha).

Os SEP são normalmente trifásicos, podendo ser também bifásicos e monofásicos. Apresentam um número grande de componentes, tais como compensadores síncronos, bancos de capacitores, bancos de indutores, geradores, relés, transformadores, linhas, para-raios etc. E são compostos pelas seguintes partes: geração de energia (conversão de alguma forma de energia como térmica e cinética para produção

de energia elétrica); transmissão/distribuição de energia (sistemas que transportam a energia para os consumidores) e consumidores (fazem uso da energia elétrica para diversas aplicações, tais como para o funcionamento de lâmpadas, motores, computadores etc.). A Figura 1.1 ilustra a topologia típica de um SEP.

Figura 1.1 | Topologia típica de um SEP: geração, transmissão e distribuição



Fonte: Pinto (2013).

Os sistemas de geração, tipicamente, produzem energia em tensões entre 6,9 kV até 30 kV. Para transportar essa energia dos grandes centros produtores, em geral distantes dos centros de consumo, como acontece com as hidrelétricas, por exemplo, os níveis de tensão são elevados por transformadores (trafo) elevadores. Essa energia é transportada com menores perdas pelos sistemas de transmissão sob um custo de Tarifa de Uso da Transmissão (Tust). Nos grandes centros consumidores essa tensão é reduzida novamente por transformadores (trafo) abaixadores, para transportar essa energia nos sistemas de distribuição e viabilizar o consumo da energia com segurança, sob um custo de Tarifa de Uso da Distribuição (Tusd).



Assimile

Caro aluno, lembre de circuitos elétricos que a potência elétrica (P) é uma função da tensão (V) multiplicada pela corrente elétrica (I), isto é, $P = V \cdot I$, e as perdas elétricas nos condutores (P_{perdas}), por sua vez, são obtidas pela multiplicação da resistência do condutor (r) pelo quadrado da corrente elétrica, i.e., $P_{\text{perdas}} = r \cdot I^2$, ou $P_{\text{perdas}} = \frac{V^2}{r}$.

Assim, observe num exemplo prático que, para atender uma certa demanda de potência $P_1 = 69 \text{ MW}$, por exemplo, torna-se vantajoso elevar os níveis de tensão de $V_1 = 6,9 \text{ kV}$ para $V_2 = 69 \text{ kV}$, pois a corrente reduziria

de $I_1 = 10.000 \text{ A}$ para $I_2 = 1.000 \text{ A}$. No cálculo das perdas, portanto, o aumento da tensão de V_1 para V_2 (em 10 vezes) permite obter uma redução de 100 vezes no valor total das perdas elétricas. Por esse motivo os sistemas de transmissão são importantes, pois transportar a energia com maiores níveis de tensão e, conseqüentemente, menores correntes, reduz drasticamente o montante de energia que se perde por Efeito Joule.

Ainda conforme a Figura 1.1, os consumidores podem ser cativos ou livres. Os consumidores cativos possuem tarifa regulada, isonômica para uma mesma classe (A1 até A4) e fornecedor compulsório, absorvendo as incertezas e os erros de planejamento nas tarifas. Já nos consumidores livres, a energia é livremente negociada e o consumidor assume seus próprios riscos e incertezas na compra da energia.



Pesquise mais

Sobre as diferenças de consumidores cativos e livres, acesse o link: http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/mercado_livre.asp?m_id=19150. Acesso em: 10 jun. 2017.

No Brasil, as tensões eficazes padronizadas, bem como as não padronizadas e em utilização, são mostradas na Tabela 1.1.

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	Transmissão	Transmissão
230,0			
345,0			
500,0			

Fonte: Kagan, Oliveira e Robba (2010, p. 4).



Exemplificando

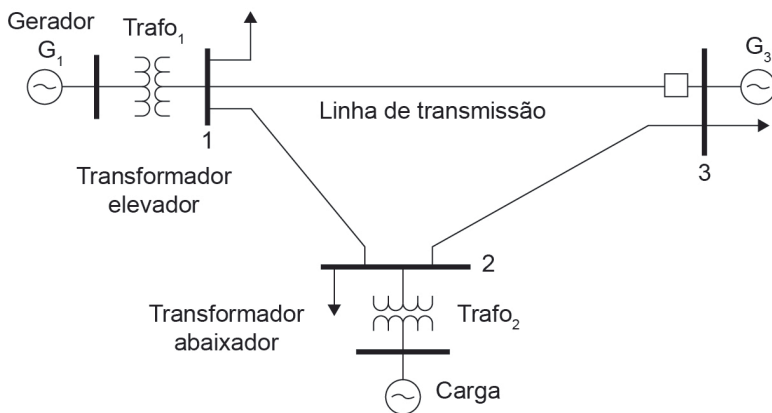
Os consumidores podem migrar para o mercado livre se respeitarem um dos critérios (Lei nº 9.648/1998): (i) unidades consumidoras com cargas maior ou igual a 3.000 kW em tensão maior ou igual a 69 kV, ou em qualquer nível de tensão se instaladas após 7 de julho de 1995; (ii) unidades consumidoras com demanda maior ou igual a 500 kW em qualquer tensão, todavia, o fornecedor é restrito a fontes incentivadas (pequenas centrais hidrelétricas, usinas de biomassa, usinas eólicas e sistemas de cogeração qualificada) (ABRACEEL, 2017b).

Representação do sistema elétrico de potência

Os SEP são representados por diagramas unifilares, equivalentes por fase e multifilares.

Nos diagramas unifilares, o sistema é representado por meio de um único fio, omitindo o condutor neutro, usualmente para sistemas monofásicos ou trifásicos balanceados (i.e., quando as três fases possuem o mesmo carregamento), mostrando apenas os principais componentes e suas conexões.

Figura 1.2 | Diagrama unifilar de um sistema de potência



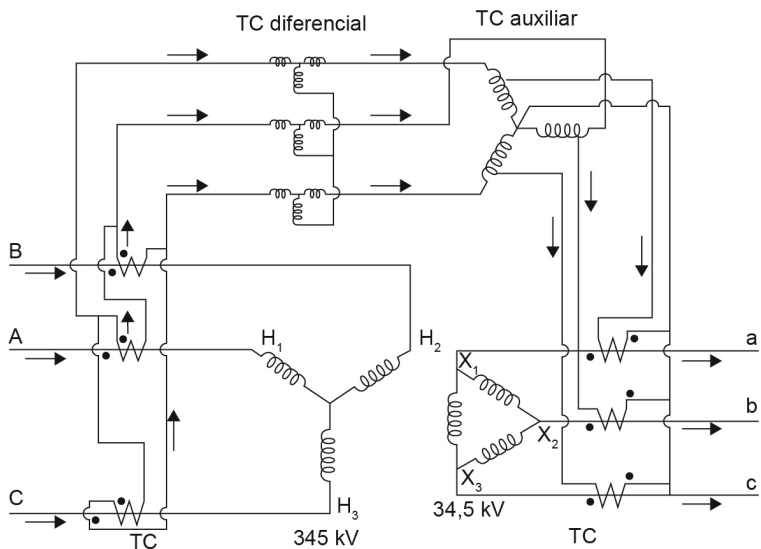
Fonte: Pinto (2013).

Nos diagramas equivalentes por fase a representação também é unifilar, em sistemas com duas ou mais fases, de modo que a análise numérica do sistema possa ser simplificada considerando que as fases possuem as mesmas características. Sua principal aplicação é apresentar os valores de impedância de geradores,

linhas de transmissão, transformadores, capacitores, cabos, cargas etc. (LEÃO, 2009).

Nos diagramas multifilares o sistema é representado por meio de dois ou mais fios para ilustrar as interconexões de circuitos elétricos, apresentando todas as fases do SEP, permitindo uma análise mais detalhada e sempre representando o neutro quando este existir.

Figura 1.3 | Diagrama multifilar para os circuitos de potência (transformador) e de proteção (relé, transformador de corrente diferencial e transformador de corrente auxiliar).



Fonte: adaptada de Stevenson (1986, p. 392).



Assimile

Os diagramas unifilares e equivalentes por fase têm o intuito de simplificar as análises em SEP. O diagrama multifilar, por sua vez, é mais adequado para permitir análises mais aprofundadas e complexas.

Tendências para o mercado de energia elétrica

O mercado de energia tradicional baseia-se no fato de que o fluxo de energia ocorre sempre à jusante, partindo da geração para as cargas (fluxo unidirecional). Assim, tarifas fixas são aplicadas por agentes reguladores em um mercado sem competição, já que os sistemas de transmissão e de distribuição já foram concedidos a empresas.

Esses sistemas, portanto, configuram-se como monopólios naturais onde quer que já existam, pois é inviável técnica e financeiramente estimular a adoção de uma nova infraestrutura, em paralelo a uma já existente para se ter concorrência.

A tendência internacional para o mercado de energia elétrica é estimular a concorrência à medida que viabiliza a escolha de quem irá suprir energia elétrica até a sua unidade consumidora. Além disso, com a adoção de novas tecnologias de monitoramento (*smart meters*), pretende-se modificar a realidade de um gerenciamento com informação limitada em tempo real para um comércio de energia em tempo real em um mercado liberalizado. A introdução massiva e a consolidação da geração distribuída (i.e., geradores próximos às cargas, tais como painéis solares e turbinas eólicas), fortemente motivada por questões ambientais de redução de gases de efeito estufa, tem papel fundamental na transição de um modelo de fluxos unidirecionais para fluxos multidirecionais, fazendo com que haja um número expressivo de consumidores se tornando, também, produtores de energia (do inglês, *prosumer* = *producer* + *consumer*). O papel passivo dos consumidores assumidos até então será substituído por uma ativa participação na cadeia de fornecimento da energia elétrica. Por fim, com essa produção de energia localizada, e próxima às cargas, surgem as microrredes, que viabilizarão novas oportunidades de negócios (LEÃO, 2009).



Refleta

Como deverá ser o mercado de energia elétrica no Brasil e no mundo nas próximas décadas? As mudanças no Brasil deverão acompanhar a rápida transição que os países europeus estão buscando? Quais os fatores determinantes para haver uma mudança no mercado de energia nacional?

Sem medo de errar

Retomando a situação-problema proposta no *Diálogo aberto*, na qual o seu gestor solicitou um relatório técnico parcial que apontasse as transformações que os sistemas elétricos devem sofrer nas próximas décadas, você organizará seu documento contemplando os seguintes tópicos: introdução com aspectos da conjuntura social, econômica e ambiental; a produção de energia elétrica e os

impactos ambientais; práticas para preservar o meio ambiente que alteram a dinâmica dos SEP; as transformações nos SEP em países desenvolvidos e em países subdesenvolvidos; e a adoção de novas tecnologias como geração distribuída e veículos elétricos.

A conjuntura social, econômica e ambiental de uma sociedade majoritariamente capitalista estimula a produção e o consumo desenfreado de bens de consumo, gerando cada vez mais prejuízos ao meio ambiente e, em alguns casos, até a escassez de recursos. O consumo de energia elétrica, neste cenário, está diretamente associado ao crescimento econômico das nações e, nesse contexto, somente a produção da energia elétrica é responsável por cerca de 1/3 das emissões de gases de efeito estufa no mundo.

Nos dias atuais, portanto, os países europeus e alguns outros países desenvolvidos foram os pioneiros a direcionar esforços significativos no sentido de combater os desastres ambientais causados pelo aquecimento global. No Reino Unido, por exemplo, o Departamento de Energia e Mudanças Climáticas foi ainda mais ambicioso que as metas de redução de poluentes estabelecidas no Protocolo de Kyoto (1995), e determinou que a Inglaterra, também o País de Gales e a Escócia, devem reduzir em pelo menos 80% a emissão de gases de efeito estufa até o ano de 2050 em comparação com valores de 1990.

Para preservar o meio ambiente, portanto, diversas práticas estão sendo adotadas principalmente em países desenvolvidos, sendo elas: racionalização e conscientização do uso da energia elétrica; aperfeiçoamento de diversas práticas de eficiência energética, tanto no lado da demanda como por parte das concessionárias; eletrificação dos aquecedores em substituição ao aquecimento a gás; adoção massiva de geração distribuída como solar e eólica por meio de subsídios do governo; aposentadoria de antigas usinas a carvão e a gás; utilização de novas tecnologias para captura e armazenamento de carbono (*Carbon Capture and Storage* – CCS) em tradicionais usinas termelétricas; incentivo à substituição de veículos a combustíveis fósseis por veículos elétricos etc. Com isso, estudos de viabilidade para implementação de práticas de liberalização do mercado de energia e como essas novas tecnologias e os novos agentes vão participar nesse novo mercado estão sendo intensamente investigados.

Os países subdesenvolvidos, entretanto, ainda estão aquém nessa busca por preservação do meio ambiente. Dois motivos principais

podem ser destacados: (i) o montante de energia per capita produzido nesses países, em geral, é bastante inferior em comparação aos países desenvolvidos, logo esses passam a ser “menos responsáveis” pelo aquecimento global; (ii) pela sua condição de subdesenvolvimento, há questões prioritárias a serem combatidas como a fome, a miséria, dentre outras, que requerem um desenvolvimento energético a baixo custo, i.e., utilizando fontes de energia não renováveis e poluentes para viabilizar um desenvolvimento econômico e social significativo. Nessa contextualização, portanto, insere-se um novo desafio para os SEP, o de crescimento da demanda associado ao crescimento populacional e ao aumento da utilização da eletricidade per capita e a escassez na oferta. Assim, saber determinar quando os países subdesenvolvidos também devem pagar o preço do aquecimento global e utilizar fontes renováveis de energia (mais cara) em larga escala é um ponto-chave para não sacrificar seu desenvolvimento econômico e social, e garantir a sustentabilidade mundial.

Por fim, no que se refere aos desafios a serem projetados para o futuro dos SEP de uma maneira geral, devemos primeiramente tomar como base a sua evolução histórica. Assim, somos capazes de compreender que os SEP foram sendo desenvolvidos desde os trabalhos de Tesla e Westinghouse sob o princípio de fluxos unidirecionais de energia em corrente alternada, partindo de grandes centros produtores, como hidrelétricas, termelétricas, usinas nucleares etc., por meio de sistemas de transmissão e distribuição, até que essa energia pudesse ser despachada às unidades consumidoras (conforme Figura 1.1). Sendo assim, se os SEP foram prioritariamente projetados como tal, pode-se concluir que os componentes (geradores, transformadores, condutores etc.) à montante de um ponto no sistema são tipicamente de maior capacidade que os demais encontrados à jusante desse mesmo ponto. Essa característica intrínseca da infraestrutura tradicional dos SEP é crítica, pois, considerando que as redes de transmissão e, principalmente, as de distribuição, não foram projetadas para fluxos multidirecionais de energia, isto será responsável por gerar uma série de desafios na operação desses sistemas quando existirem geradores próximos às cargas (geração distribuída) e mais incertezas na demanda, como a presença de veículos elétricos.

Planejamento da expansão de uma distribuidora de energia

Descrição da situação-problema

Caro aluno, suponha agora que você é o especialista responsável pelo planejamento da expansão de uma concessionária de distribuição de energia elétrica de um país desenvolvido e que possui metas ambiciosas para combater o aquecimento global. Todavia, como engenheiro, o seu papel é visar lucro para a empresa e, secundariamente, você deve sim atender às metas de redução de gases de efeito estufa nas suas tomadas de decisão.

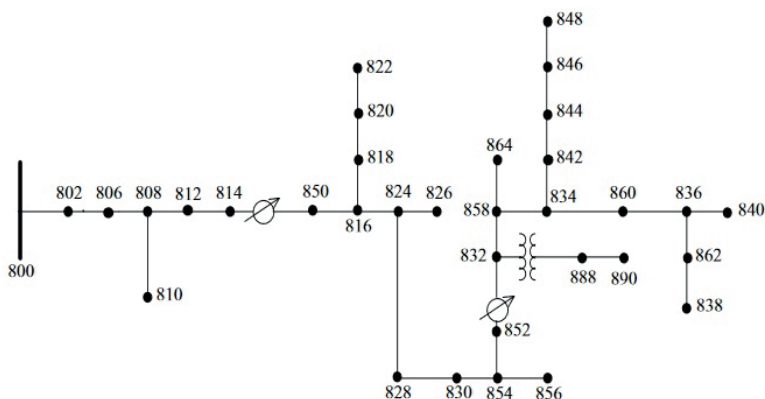
Esse planejamento deve ser elaborado para um horizonte de 10 e 20 anos e apresentado diretamente ao diretor da empresa que, após aprovar suas medidas, tomará providências com o seu acompanhamento para efetivar a realização das suas propostas de adequações.

Para cumprir esse novo desafio, você analisou as características econômicas, sociais e geográficas das regiões às quais sua empresa fornece serviço e conseguiu as seguintes informações:

- O governo nacional fornece subsídios para instalação de microgeração limpa e renovável.
- Os agentes reguladores já iniciaram práticas para liberalização do mercado, permitindo que consumidores gerem sua própria energia – há novas formas de as distribuidoras faturarem com o gerenciamento dessa energia nesse processo.

A primeira etapa do seu trabalho é mostrar como tal conjuntura afeta as redes de distribuição e, assim, ratificar a necessidade de planejar uma adequação dessas redes. Para isso, você separou um alimentador trifásico desbalanceado sem microgeração (nos dias de hoje), e deve mostrar uma projeção para 10 e 20 anos de como ele deve ficar com microgeração. A Figura 1.4 mostra o diagrama unifilar do alimentador atual, com o fluxo de energia partindo da barra “800” (subestação) para as demais em uma única direção.

Figura 1.4 | Diagrama unifilar de um sistema de 34 barras



Fonte: Balamurugan, Srinivasan e Reindl (2012, p. 94).

Os círculos com uma seta em diagonal (entre as barras 814 e 850, e 832 e 852) são reguladores de tensão, dispositivos responsáveis por ajustar as magnitudes de tensão próximas aos valores nominais. O símbolo entre as barras 832 e 888 são transformadores, dispositivos responsáveis por elevar ou abaixar a magnitude de tensão.

Elabore um resumo que destaque medidas a serem adotadas para adequá-lo à presença dessa microgeração e dos fluxos multidirecionais de energia elétrica, considerando que em 10 anos cerca de 20% dos consumidores já terão instalados microgeradores e, em 20 anos, cerca de 53%.

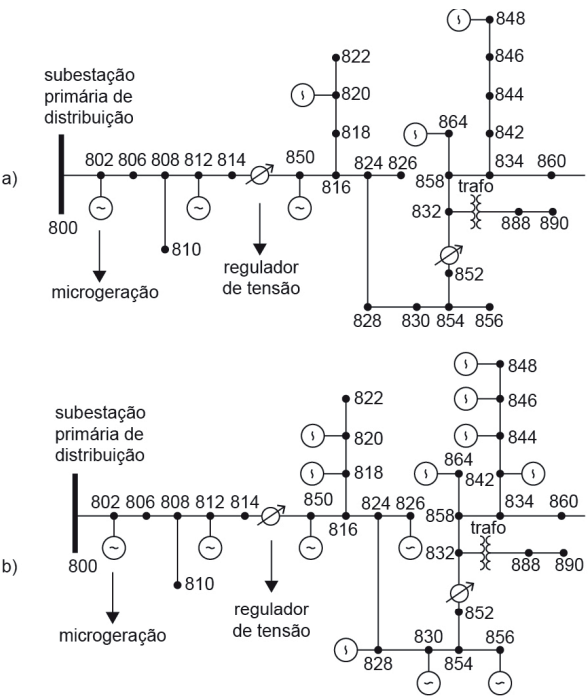
Resolução da situação-problema

Analisando as características das redes de distribuição da concessionária que você trabalha, todas seguem o mesmo princípio da rede da Figura 1.4, ou seja, com fluxos de energia unidirecionais da subestação para as cargas em uma rede radial. Nesse sentido, essa rede já foi projetada há muitos anos para operar dessa maneira e continua funcionando com confiabilidade e segurança.

Considerando o caso em que o governo federal tem adotado políticas de subsídios à microgeração, a energia que antes era demandada dos grandes centros produtores aos poucos vai sendo substituída por geração próxima às cargas, e isto gerará uma série de impactos para a sua empresa. Para melhor compreendermos, segue

na Figura 1.5 o diagrama unifilar da rede de 34 barras com indicações da localização da microgeração de acordo com as projeções de 10 e de 20 anos.

Figura 1.5 | Diagrama unifilar do sistema de 34 barras de acordo com as projeções para (a) 10 anos e (b) 20 anos.



Fonte: adaptada de Balamurugan, Srinivasan e Reindl (2012).

Da Figura 1.5, sabe-se que os próprios consumidores são os donos dos microgeradores instalados na rede de distribuição. Por isso, é interessante para eles produzirem o máximo de energia possível independente dos possíveis problemas que poderão surgir na rede de distribuição. Assim, observando a Figura 1.5a (em 10 anos), temos que a microgeração espalhada de maneira esparsa na rede poderá reduzir os níveis de corrente nas linhas e contribuirá positivamente para adiar investimentos da sua empresa em expansão do setor. Todavia, na Figura 1.5b (em 20 anos), temos que a microgeração concentrada em pontos específicos da rede, como nos ramos das barras 838-862-840, e em 848-846-844-842, contribuirá negativamente e requisitará investimentos para reforçar essas linhas devido aos altos níveis de fluxo de energia que partem dos microgeradores em direção à subestação (fluxo de potência reverso).

Você como especialista do planejamento da expansão, portanto, deve preparar sua companhia para investir tanto no reforço da rede elétrica (inserção gradativa de mais cabeamento ou substituição por cabos de maior bitola) quanto na inserção de mais tecnologias avançadas para controle e operação dessa rede. Com a combinação do reforço da rede com as tecnologias de controle você viabilizará uma maior economia para a sua companhia e um desenvolvimento sustentável.

Faça valer a pena

1. Sobre o histórico dos sistemas elétricos de potência, analise as afirmativas a seguir:

I. As redes de transmissão de energia em corrente contínua não devem ser empregadas em longas distâncias, como demonstrou Thomas Edison.

II. Diversos cientistas, empresários e estudiosos tiveram seus nomes transformados em unidades de medidas elétricas, como Volta, Ampère, Ohm, Faraday e Henry.

III. Os sistemas de transmissão de energia elétrica existem graças somente a Nikolas Tesla, que desvendou os mistérios dos sistemas polifásicos.

Assinale a alternativa que corretamente dispõe a ordem das afirmativas verdadeiras (V) e falsas (F).

a) V, F, V.

d) V, F, F.

b) F, V, V.

e) V, V, V.

c) F, V, F.

2. Os transformadores de potência são dispositivos comumente empregados em sistemas elétricos para transformar os níveis de tensão entre os seus terminais primários e secundários para ou viabilizar o transporte da energia elétrica em longas distâncias (baixas perdas) ou viabilizar a utilização dessa energia dentro de níveis consideráveis seguros para utilização dentro das unidades consumidoras. Sendo assim, um transformador _____ com relação de transformação de _____, _____ os níveis de tensão em _____ e as perdas _____.

Sobre transformadores ideais em sistemas elétricos de potência, assinale a alternativa correta.

a) elevador, 1 para 10, aumenta, 10 vezes, reduzem em 20 vezes.

b) abaixador, 10 para 1, reduz, 10 vezes, reduzem em 10 vezes.

c) elevador, 1 para 5, aumenta, 10 vezes, reduzem em 5 vezes.

d) elevador, 1 para 5, aumenta, 5 vezes, reduzem em 15 vezes.

e) abaixador, 5 para 1, reduz, 5 vezes, aumentam em 25 vezes.

3. Durante grande parte do século XX a comercialização da energia elétrica era feita por monopólios verticalizados, ou seja, uma mesma empresa podia ser responsável por gerar, transmitir, distribuir e comercializar a energia elétrica para os consumidores finais. Em outros casos, a empresa era responsável apenas pela compra e pela distribuição da energia elétrica, sendo essa compra da energia normalmente feita por uma única empresa monopolista de geração e transmissão. Por fim, essas empresas podiam ser particulares ou públicas/governamentais dependendo de cada país (GUILHERME, 2017). Atualmente há questionamentos sobre esses modelos mediante as tendências do mercado e ao surgimento de novas tecnologias. Assim, sobre o mercado de energia e suas tendências, assinale a alternativa correta.

a) Em todo o mundo, os monopólios verticalizados nunca foram um sucesso porque jamais permitiram disseminar energia elétrica a preços competitivos e decrescentes.

b) Economistas ao redor do mundo questionavam a desverticalização do setor elétrico por inibir mecanismos de incentivo à eficiência e modicidade tarifária.

c) Em um modelo desverticalizado e liberalizado, a transmissão e a distribuição deixam de ser monopólios naturais, todavia, permite-se a competição na geração da energia (produtores e consumidores podem utilizar e produzir energia com o mínimo de interferência governamental).

d) O modelo de mercado tradicional do setor elétrico apresenta uma série de limitações e não funcionaria bem em um contexto moderno de presença massiva de geração distribuída.

e) No Brasil, o modelo de monopólio verticalizado começou a ser questionado na década de 1970, com a construção da usina hidrelétrica de Itaipu.

Seção 1.2

Estrutura de um sistema elétrico de potência

Diálogo aberto

Caro aluno, nesta seção iremos estudar a estrutura tradicional dos sistemas elétricos de potência (SEP), os princípios básicos da proteção desses sistemas e os padrões que devem ser atendidos para garantir que os SEP operem adequadamente. A definição, os principais componentes e as principais características da geração, transmissão e distribuição da energia elétrica também serão apresentadas.

Na seção anterior compreendemos que uma das transformações que os sistemas elétricos de potência devem sofrer nas próximas décadas é a transição de uma forma de operação convencional e passiva, com fluxos de potência unidirecionais, para uma operação ativa com fluxos de potência multidirecionais. Essa mudança afeta a compreensão que os engenheiros do passado possuíam a respeito da estrutura básica de um sistema elétrico, na qual a energia sempre fluía de grandes centros produtores de energia por linhas de transmissão e de distribuição até que atendesse às cargas.

Sendo assim, retomando o contexto de aprendizagem em que você é um engenheiro do Ministério de Minas e Energia (MME), esta seção facilitará a sua compreensão acerca do assunto, apresentando mais detalhes sobre a estrutura e os componentes presentes em SEP.

No seu relatório de análise crítica do sistema elétrico brasileiro, portanto, você concluiu, em uma primeira análise (na seção anterior), que a presença de microgeração distribuída em larga escala produz “uma série de desafios na operação desses sistemas quando existirem geradores próximos às cargas (geração distribuída) e mais incertezas na demanda, como a presença de veículos elétricos”. Desse modo, a partir do conhecimento sobre a estrutura tradicional (atual) dos SEP, que será apresentada nesta seção da Unidade 1, você precisa esclarecer: que tipos de desafios as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem estar preparadas para enfrentar ao longo das próximas décadas? No que se refere aos sistemas de transmissão da energia elétrica, como estes serão afetados? Por fim, quanto

às grandes centrais de geração de energia, que transformações e desafios devem encarar?

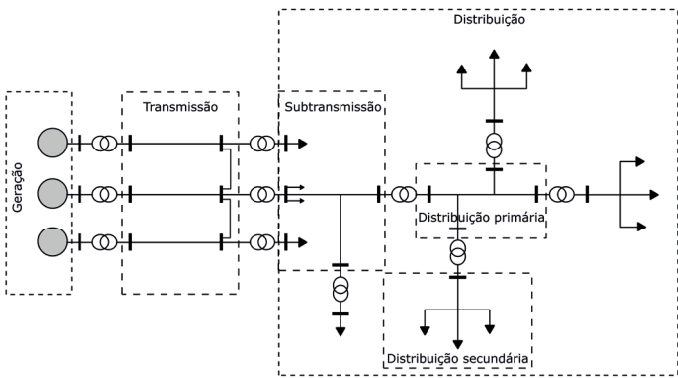
Caro engenheiro do MME, você está preparado para cumprir mais essa tarefa?

Espero que você esteja animado. Bons estudos e um ótimo trabalho!

Não pode faltar

Os sistemas elétricos de potência (SEP) são sistemas constituídos por centrais de produção de energia elétrica, subestações de transformação e de interligação, linhas de transmissão e de distribuição, e cargas, que, ligadas eletricamente entre si, são responsáveis por gerar, transmitir e distribuir energia elétrica atendendo a determinados padrões (LEÃO, 2009). As cargas podem ser definidas como os elementos nos SEP que consomem potência ativa (ex.: lâmpada, computador, motor), ou o agrupamento desses elementos (ex.: bairros, cidades, indústrias). A estrutura de um SEP, portanto, compreende os sistemas de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição de energia elétrica, representados pelo diagrama unifilar na Figura 1.6.

Figura 1.6 | Diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência.



Fonte: Kagan, Oliveira e Robba (2010, p. 3).

A filosofia de projeto, proteção e controle de SEP tradicionais se baseia em fluxos de energia unidirecionais, partindo das grandes centrais de geração de energia elétrica, despachadas por centros de controle na tensão em forma de onda senoidal, amplitude no valor nominal e frequência no valor de 50 ou 60 Hz (valores de frequência

adotados no mundo). De maneira menos usual existem também as redes *HVDC* (*High Voltage Direct Current*). Assim, os sistemas de transmissão, em alta tensão, transmitem essa energia em grandes distâncias e, quando próximos aos centros consumidores, a distribuem por sistemas de distribuição de média (distribuição primária) e baixa tensão (distribuição secundária).



Assimile

No que se refere ao projeto de SEP tradicionais, os elementos (transformadores, linhas etc.), quanto mais a montante, possuem uma tendência a serem de maior porte. Isto se deve porque, como os fluxos de energia são unidirecionais, tal fluxo é drenado ao longo do caminho por cargas como indústrias de grande porte na transmissão, de médio porte na subtransmissão, até a distribuição aos consumidores residenciais, comerciais e industriais de pequeno porte.

Tomando como base a Figura 1.6, o transformador da subestação primária deve ser maior que o da respectiva subestação secundária que é alimentado por este, e menor que o da transmissão que o alimenta.

Na operação de sistemas elétricos de potência, com certa frequência ocorrem falhas nos componentes que resultam em interrupções no fornecimento da energia elétrica aos consumidores. A falha mais comum é o curto-circuito. Outras possíveis falhas são decorrentes de sobrecargas, sub e sobretensões (originadas de descargas atmosféricas, manobras, entrada/saída de grandes blocos de cargas, curtos-circuitos etc.). Todas essas falhas podem ocorrer mesmo quando se tomam todas as precauções durante as etapas de projeto e execução, sendo inerentes ao funcionamento desses sistemas. As consequências desses eventos, todavia, podem ser irrelevantes ou desastrosas, dependendo da ação dos sistemas de proteção para mitigar tais efeitos. Alguns dados médios de interrupções dos sistemas de geração e transmissão relativos ao sistema elétrico brasileiro podem ser vistos na Tabela 1.2 (MAMEDE FILHO, MAMEDE, 2016).

Tabela 1.2 | Estatísticas das interrupções no fornecimento da energia elétrica no Brasil

Causa		Origem		Duração	
Fenômenos naturais	48%	Linha de transmissão	68%	1 a 3 min.	57%
Falhas em materiais e equipamentos	12%	Rede de distribuição	10%	3 a 15 min.	21%
Falhas humanas	9%	Barramento da subestação	7%	15 a 30 min.	6%
Falhas diversas	9%	Transformador de potência	6%	30 a 60 min.	4%
Falhas operacionais	8%	Gerador	1%	60 a 120 min.	3%
Condições ambientais	6%	Próprio sistema	4%	Maior que 120 min.	9%
Falhas na proteção e medição	4%	Consumidor	4%		
Objetos estranhos sobre a rede	4%				

Fonte: adaptada de Mamede Filho e Mamede (2016, p. 4).

As interrupções geram custos de duas naturezas: custo financeiro (perda de faturamento da concessionária devido à energia não vendida) e custo social (custos financeiros do cliente que perde faturamento em caso de unidade industrial e comercial, e custo com a imagem da concessionária junto aos seus clientes relativo ao marketing que a concessionária deve fazer para manter os seus clientes satisfeitos) (MAMEDE FILHO, MAMEDE, 2016).



Pesquise mais

Os custos médios das interrupções comerciais, industriais e residenciais variam com o período do dia, com o tempo de interrupção e com o tipo de classe de consumidor. Em Mamede Filho e Mamede (2016), disponível em <<https://integrada.minhabiblioteca.com.br/books/978-85-216-2092-1/pageid/17>>., há valores médios de custos de interrupções em consumidores industriais, comerciais e residenciais. Verifique em que caso, e para cada horário, qual custo será maior.

A proteção dos SEP, portanto, é importantíssima para garantir a desconexão de todo o sistema elétrico, ou de parte dele que esteja submetida a uma anormalidade que o faça operar fora dos limites preestabelecidos. A detecção dessas falhas ocorre principalmente pela: elevação da corrente; elevação e redução da tensão; inversão do sentido da corrente; alteração da impedância do sistema e

comparação do módulo e ângulo de fase na entrada e saída do sistema. Sendo assim, identificar o tipo de falha, localizá-la, e aplicar esquemas de restauração do sistema diante de tal falha é também função dos sistemas de proteção. Os requisitos básicos de um sistema de proteção são:

(i) **Seletividade:** tem a finalidade de selecionar somente o elemento mais próximo da falha/defeito para desconexão, e assim isolar a parte defeituosa do restante do SEP.

(ii) **Zonas de atuação:** tem a finalidade de definir as zonas de cobertura da proteção para cada elemento de proteção. Um determinado elemento só deve ser sensibilizado por uma grandeza elétrica de defeito se estiver em sua zona de atuação ("zona protegida").

(iii) **Velocidade:** a velocidade de atuação da proteção deve ser a menor possível para reduzir ou eliminar possíveis defeitos no sistema protegido, reduzir o tempo de afundamento de tensão, e permitir a ressincronização de motores.

(iv) **Sensibilidade:** tem a finalidade de estabelecer as faixas e os limites de operação segura para os elementos de proteção dos SEP para que eles possam reconhecê-las com precisão e atuarem de acordo.

(v) **Confiabilidade:** está associada à capacidade do elemento de proteção atuar com segurança e precisão de acordo com a sua função.

(vi) **Automação:** está associada à capacidade do elemento de proteção atuar automaticamente somente pela leitura de grandezas elétricas, sem auxílio humano. Vale ressaltar que sobrecargas e sobretensões momentâneas e oscilações de corrente, tensão e frequência intrínsecas à operação normal do sistema não devem sensibilizar os elementos de proteção (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2016).

Os dispositivos básicos para proteção de sistemas elétricos, por sua vez, são:

- **Fusíveis:** são dispositivos que operam pela fusão de seus elementos metálicos projetados para suportar uma determinada corrente para um certo tempo.

- **Relés:** são dispositivos que podem ser desde eletromecânicos (os primeiros a surgirem), como eletrônicos ou até mesmo digitais (os mais recentes), responsáveis por realizar a leitura de uma variedade de grandezas elétricas (correntes, tensões etc.) que, quando atuam, enviam o comando de abertura (também conhecido como comandos de *trip*) de disjuntores, que são os elementos que efetivamente realizam a desconexão elétrica. Tais dispositivos realizam a proteção dos SEP de distintas formas: sobrecorrente, sobrecarga (inclusive por descargas atmosféricas), curto-circuitos etc. Alguns relés comumente utilizados são: relé de sobrecorrente instantânea (50) ou temporizada (51), relé de sobretensão (59) ou de subtensão (27), relés de distância (21), relé de proteção diferencial (87), relé direcional de sobrecorrente (67) etc., sendo o número entre parêntesis o código do relé, que varia de 1 a 98. Existe também uma variedade de relés complementares, tais como os de sobrecorrente instantâneo de neutro (50N) ou temporizado de neutro (51N) etc.



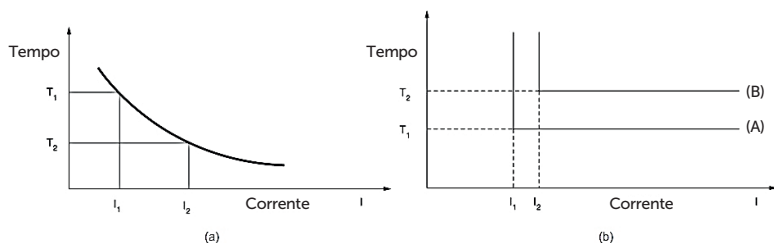
Pesquise mais

Em Mamede Filho e Mamede (2016) as nomenclaturas das funções de proteção e manobra segundo a *American National Standards Institute* (ANSI) estão disponíveis em <<https://integrada.minhabiblioteca.com.br/books/978-85-216-2092-1/pageid/23>>.

Sobre os relés de proteção, destaca-se a temporização como uma característica extremamente desejável, a fim de garantir uma adequada seletividade entre os diversos elementos de proteção. Assim, esses elementos podem ser classificados em relés instantâneos, relés temporizados com retardo dependente e relés temporizados com retardo independente. Os relés instantâneos não apresentam nenhum retardo intencional no tempo de atuação, havendo retardo somente devido às características construtivas de inércia do mecanismo de atuação. Os relés temporizados com retardo dependente, por sua vez, são os mais utilizados e caracterizados por uma curva normalmente inversa entre o tempo e a grandeza que o sensibiliza. Por fim, os relés temporizados com retardo independente têm um tempo de atuação fixo independentemente da magnitude da grandeza que o sensibiliza. A Figura 1.7 ilustra os relés temporizados com curva de temporização

com retardo dependente e independente, sendo a corrente elétrica a grandeza que sensibiliza tal relé para cada caso.

Figura 1.7 | Relés temporizados com (a) curva de temporização com retardo dependente e (b) independente



Fonte: Mamede Filho e Mamede (2016, p. 20).

Os padrões a serem atendidos pelos SEP podem ser listados, tais como (LEÃO, 2009):

- **Disponibilidade** (continuidade do serviço): é a probabilidade de o sistema não estar com falha quando requisitado, isto é, de operar corretamente. A disponibilidade é uma função da confiabilidade e da manutenibilidade. Se um sistema tem alta disponibilidade, não necessariamente terá uma alta confiabilidade.
- **Confiabilidade** (manutenção): é a probabilidade de componentes, partes e sistemas realizarem suas funções sem falhar. A confiabilidade não reflete o tempo necessário para a unidade em reparo ser restaurada à operação normal.
- **Qualidade da energia** (conformidade): é a condição de compatibilidade entre o sistema supridor de energia elétrica e carga, atendendo ao critério de conformidade senoidal.
- **Segurança** (flexibilidade e sem risco aos consumidores): é a habilidade do sistema de responder a distúrbios que possam ocorrer no sistema. Os SEP, em geral, são capazes de operar mesmo quando ocorre uma contingência (falta) no sistema conforme *Critério de Segurança N-1*.
- **Custos**: são os investimentos necessários para se criar um sistema que atenda aos padrões de disponibilidade, confiabilidade, qualidade e segurança, com o mínimo de impacto ambiental e o máximo de segurança pessoal.



Exemplificando

Sobre os critérios de segurança, o Sistema Interligado Nacional (SIN) brasileiro, por exemplo, é dimensionado segundo o critério de segurança N-1, ou seja, capaz de permanecer operando sem interrupção do fornecimento de energia, perda da estabilidade do sistema, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão, harmônicos etc.) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações mesmo com a indisponibilidade de um elemento (contingência simples). O critério N-2, adotado na Usina de Itaipu, por exemplo, permite que o SIN continue sendo operado com a perda de até dois desses elementos. Já no critério N-3, mais severo, perdendo três elementos ainda é possível continuar operando (ONS, 2017).



Refleta

Por que não é adotado no SIN o critério de segurança N-3?

Geração de energia elétrica (Tensão ≤ 30 kV)

A geração de energia elétrica é o sistema responsável pela produção da energia elétrica, formado por centrais elétricas que convertem alguma forma de energia em energia elétrica. No caso de usinas hidrelétricas, por exemplo, esse processo ocorre em duas etapas, sendo a 1ª transformar a energia potencial gravitacional em energia cinética em uma máquina primária e, na 2ª, um gerador elétrico é acoplado à máquina primária para transformar a energia cinética em energia elétrica. Além da geração de energia hidráulica, podemos citar também as provenientes de usinas a diesel, as termelétricas, as termonucleares, as eólicas, as fotovoltaicas, as geotérmicas, as maremotrizes e as células a combustível etc.

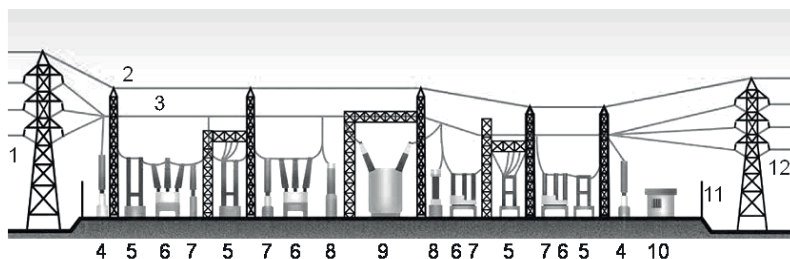
Além do conceito de geração de energia elétrica, existe também a *cogeração*. De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a "cogeração de energia é definida como o processo de produção combinada de calor e energia elétrica (ou mecânica), a partir de um mesmo combustível, capaz de produzir benefícios sociais, econômicos e ambientais". Nesse processo a energia térmica é utilizada diretamente nos processos de manufatura, tais como em fornos, caldeiras etc., sendo a cogeração a forma mais eficiente de gerar eletricidade e energia térmica (MODESTO, 2011).

A microgeração distribuída, por sua vez, é um conceito mais recente e associado à inserção de pequenos geradores próximos aos centros de consumo, tais como painéis solares fotovoltaicos, turbinas eólicas etc. Esse tipo de geração é muito visado para atender a requisitos ambientais de redução de emissão de gases de efeito estufa. Em geral, tais tecnologias são não despacháveis (o produtor de energia não tem o controle do montante de energia produzido) com a produção de energia dependente das condições climáticas. Assim, a presença massiva desse tipo de geração impõe desafios à segurança da operação das redes, pois é preciso equalizar o montante de energia gerado com o demandado para se manter a frequência (e estabilidade) do sistema – e isso passa a ser um desafio.

Transmissão de energia elétrica ($230 \text{ kV} \leq \text{Tensão} \leq 765 \text{ kV}$)

A transmissão é responsável pelo transporte da energia elétrica dos centros de geração aos de consumo. Esses sistemas são formados, basicamente, por torres (estruturas metálicas que erguem os cabos a uma distância segura do solo), isoladores (geralmente feitos de cerâmica, vidro ou polímeros para garantir rigidez dielétrica contra a fuga de corrente para as torres e suportar o peso dos cabos) e subestações (projetadas para elevar ou abaixar os níveis de tensão). Na Figura 1.8 é representada uma subestação de transmissão e os elementos que a compõem.

Figura 1.8 | Representação de uma subestação de transmissão



Elementos de uma subestação de transmissão

- | | |
|------------------------------------|--|
| 1. Linhas de alimentação primária | 7. Transformador de corrente (TC) |
| 2. Fio terra | 8. Para-raios |
| 3. Linhas aéreas (trifásico) | 9. Transformador de potência (principal) |
| 4. Transformador de potencial (TP) | 10. Prédio de controle |
| 5. Chave seccionadora | 11. Cerca de segurança |
| 6. Disjuntor | 12. Linhas de alimentação secundária |

Fonte: adaptada de Abradee (2017).

O papel das subestações de transmissão é controlar o fluxo de potência no sistema, condicionar os níveis de tensão e realizar a entrega de energia elétrica para consumidores industriais. Sobre os componentes ilustrados na Figura 1.7, vale ressaltar que o transformador de potencial (TP) é um equipamento responsável pela medição dos níveis de tensão, o transformador de corrente (TC) responsável pela medição do fluxo da corrente elétrica e o transformador de potência é aquele que efetivamente regula os níveis de tensão (eleva ou abaixa). O disjuntor é uma chave elétrica responsável pela desconexão do sistema e a chave seccionadora é uma chave mecânica destinada a isolar partes de circuitos elétricos. Vale ressaltar que o disjuntor, diferentemente do fusível que só opera uma vez e deve ser substituído, pode ser utilizado inúmeras vezes até sofrer algum dano. O fio terra, em 2, é o cabo guarda, responsável por proteger o sistema contra descargas atmosféricas e o para-raios, por fim, é um dispositivo cuja impedância varia com o nível de tensão para escoar o excedente de corrente, caso uma descarga atmosférica atinja uma ou mais fases do sistema e exceda os limites de suportabilidade definidos em projeto.

A topologia típica das redes de transmissão inclui a formação de redes malhadas (ou reticuladas), permitindo maiores níveis de disponibilidade e segurança, principalmente, nas que se têm redundância de medidas (bastante informação) com níveis altíssimos de automação. Fluxos multidirecionais de energia são comuns na operação de sistemas de transmissão.

As redes de subtransmissão, por sua vez, usualmente têm as mesmas características das redes de transmissão e possuem o objetivo de transportar a energia elétrica a pequenas cidades ou importantes consumidores industriais. O nível de tensão está entre 35 kV e 160 kV.



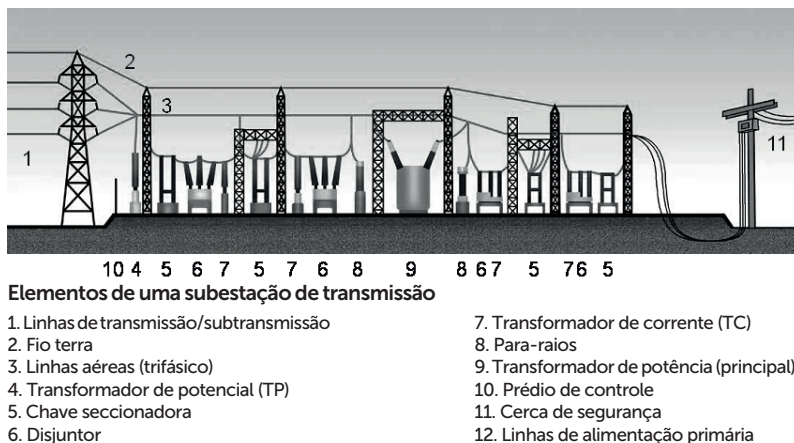
Assimile

Redes malhadas (ou reticuladas) são aquelas comumente empregadas na transmissão, cujas linhas formam anéis e, assim, existe mais de um caminho para o fluxo da energia. Além das redes malhadas, existem as **redes radiais**, comumente empregadas na distribuição, que são aquelas cujas linhas não formam nenhuma malha e, assim, existe somente um único caminho para o fluxo da energia da geração até o consumo.

Distribuição de energia elétrica ($127/220\text{ V} \leq \text{Tensão} < 230\text{ kV}$)

Responsável pelo recebimento da energia dos sistemas de transmissão (ou subtransmissão) e pela distribuição para os consumidores finais. Esses sistemas são formados por, basicamente, postes, isoladores e subestações. Na Figura 1.9 é representada uma subestação de distribuição e os elementos que a compõem.

Figura 1.9 | Representação de uma subestação de distribuição



Fonte: adaptada de Abradee (2017).

O papel das subestações primárias de distribuição é receber a energia das linhas de transmissão/subtransmissão e condicioná-la para o alimentador em média tensão (13,8 kV, no Brasil). E as subestações secundárias de distribuição, no Brasil (ou outros países que seguem o modelo norte-americano), por exemplo, são compostas apenas de transformadores abaixadores de 13,8 kV para 220/127 V, instalados nos postes e que alimentam unidades a dezenas de consumidores. Em outros países (principalmente na Europa), todavia, por exemplo na Inglaterra, existem subestações secundárias que rebaixam a tensão de 11 kV para 400/220 V e que alimentam de dezenas a centenas de consumidores.



Assimile

No que se refere à proteção de SEP tradicionais, os sistemas de transmissão possuem uma série de dispositivos de proteção para redes malhadas, enquanto os sistemas de distribuição possuem esquemas de proteção mais simplificados e para redes radiais.

No que se refere ao controle de SEP tradicionais, os sistemas de transmissão possuem conjuntos de medidas e elementos de automação/automação suficientes para tornar o sistema observável e controlável, enquanto nos sistemas de distribuição o conjunto de medidas é comumente visto somente nas subestações, com poucos elementos de automação/automação, tornando o sistema não observável e com controlabilidade limitada.

Sem medo de errar

Retomando a situação-problema proposta no *Diálogo aberto*, na qual o seu gestor solicitou um relatório técnico parcial que apontasse as transformações que os sistemas elétricos devem sofrer nas próximas décadas, nesta seção foi solicitado que você esclarecesse os desafios que as empresas de geração, transmissão e distribuição devem sofrer mediante a inserção em larga escala de microgeração distribuída.

Primeiramente, as empresas de geração de energia poderão sofrer com a redução de faturamento ou mesmo com a extinção daquelas usinas mais antigas e que mais poluem o meio ambiente. A presença da microgeração insere um novo agente produtor de energia elétrica no mercado de energia, que tende a ser favorecido por políticas públicas de incentivo à geração limpa e renovável. Portanto, adotar medidas para a redução da emissão de gases de efeito estufa será um dos desafios primordiais para as grandes centrais elétricas. No entanto, as grandes centrais elétricas têm um papel fundamental para garantir a segurança da operação dos SEP, pois esses sistemas possuem a capacidade de controlar o despacho da energia, enquanto a microgeração distribuída tende a dificultar o equilíbrio entre geração e demanda. Assim, as empresas de geração de energia, para continuarem competitivas no mercado, considerando que terão que investir em tecnologias de redução de emissão de gases de efeito estufa, que são caras (ex.: em termelétricas existem tecnologias de captura e armazenamento de carbono – *Carbon Capture and Storage* (CCS)), deverão aumentar a eficiência do processo produtivo e solicitar uma reforma do setor elétrico para ponderar apropriadamente o papel de cada gerador quanto ao fornecimento de grandes montantes de energia e quanto à segurança da operação dos SEP.

As empresas de transmissão de energia elétrica, por sua vez, também dependerão de uma reforma no setor elétrico, pois, se houver uma adesão massiva de geração na distribuição, tais sistemas poderão se tornar ociosos durante parte do dia (durante as horas de insolação solar, no caso de haver alta adesão de energia solar), e altamente carregados durante o restante do dia. Isso trará uma série de desafios para a operação desses sistemas e requisitará investimentos muito elevados, principalmente para atender a uma demanda de pico que ocorrerá somente para curtos períodos de tempo ao longo dos dias. Entretanto, se o tipo de geração distribuída não for somente a solar, a microgeração distribuída poderá contribuir para adiar investimentos em expansão nas redes de transmissão. No que se refere aos esquemas de proteção e às linhas de transmissão em si, estes foram dimensionados e ajustados considerando o fluxo unidirecional de potência de modo. A presença de um fluxo reverso de potência em transformadores deverá exigir modificações nos ajustes dos elementos de proteção (relés) para esquemas mais complexos, requisitando mais investimentos e inserção de novos elementos e de mais automação na rede.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica, por fim, serão as mais afetadas. Atualmente esses sistemas carecem de medição (há informação de valores de tensões, correntes e fluxos de potência somente nas subestações primárias), automação/automatização (até os dias de hoje, quando ocorre uma falha no sistema, a concessionária é notificada somente se um usuário contatar a empresa por telefone). Não se aplicam ainda tecnologias para identificação em tempo real de falhas no sistema elétrico em redes de distribuição. Isto não é uma realidade brasileira apenas, mas compartilhada com diversos países desenvolvidos ao redor do mundo. No que se refere ao projeto das redes de distribuição, essas foram dimensionadas há muitos anos com cabos na média tensão (alimentadores primários) – 13,8 kV, no Brasil – com maior seção nominal (espessura) quanto mais perto da subestação primária e menor espessura quanto mais distante, pois a energia vai sendo drenada pelas cargas ao longo do alimentador primário. Com geração distribuída, esse projeto pode não fazer mais sentido principalmente se muitos geradores forem inseridos próximos aos ramos finais desses alimentadores. O fluxo de potência tenderá a ser revertido e as perdas elétricas tenderão a aumentar, isso se não extrapolar a capacidade térmica de condução de corrente elétrica

desses cabos. No que se refere à proteção das redes de distribuição, os esquemas de proteção deverão ser significativamente modificados principalmente no que concerne aos critérios de seletividade e zonas de atuação. Além disso, relés direcionais agora deverão ser inseridos, o que nos dias de hoje não é necessário considerando que os fluxos até então eram sempre unidirecionais. O desafio, portanto, é compatibilizar custos de investimento em reforço da rede (adição de maior número de condutores e/ou substituição dos condutores de menor seção nominal por outros com maior seção nominal), em maiores níveis de automação/automatização da rede (inserção de avançadas tecnologias de informação e monitoramento) e em tempo para implementação dessas novas tecnologias de forma que se garantam tanto a segurança da equipe técnica envolvida para execução desses projetos quanto do sistema como um todo.

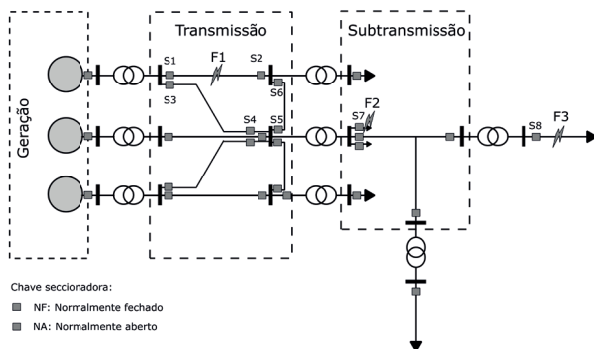
Avançando na prática

Formas de garantir a continuidade do serviço em SEP

Descrição da situação-problema

Caro aluno, imaginemos que você é o engenheiro electricista responsável pelo planejamento da operação no ONS – órgão responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), e você foi encarregado de elaborar medidas de restauração do sistema diante das seguintes falhas apontadas na Figura 1.10 e, assim, garantir a continuidade do serviço de abastecimento de eletricidade para o máximo de consumidores possíveis.

Figura 1.10 | Sistema de transmissão de 16 barras com falhas em F1, F2 e F3

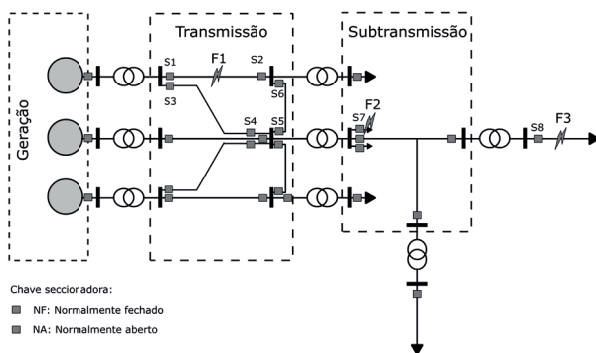


Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução da situação-problema

Para realizar essa tarefa, você verificou primeiramente os consumidores que seriam desenergizados caso nenhuma atitude fosse tomada mediante a ocorrência de faltas (curto-circuito) em F1, F2 e F3. Para minimizar o impacto de uma possível falta em F1, portanto, você estabeleceu que as chaves seccionadoras S1 e S2 devem ser abertas e S3 – S6 devem ser fechadas. Com essa ação de reconfiguração topológica, nenhum consumidor será desenergizado. Já as faltas em F2 e em F3, por sua vez, ocorreram no secundário do transformador da subtransmissão e da distribuição, respectivamente, e afetam diretamente as cargas a eles conectados. Assim, S7 e S8 devem ser abertos, desenergizando as cargas a eles conectados, evitando que aquele defeito possa prejudicar o restante do sistema. A Figura 1.11 ilustra a proposta de reconfiguração topológica que mitiga os efeitos dessas faltas.

Figura 1.11 | Reconfiguração topológica do sistema de transmissão de 16 barras



Fonte: elaborada pelo autor.

Faça valer a pena

1. Os sistemas elétricos de potência (SEP) são sistemas compostos por geradores, torres, isoladores, subestações, postes etc., e são responsáveis por gerar, transmitir e distribuir energia elétrica para os clientes, que são unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais de pequeno, médio e grande porte, atendendo a determinados padrões.

Sobre os padrões que os SEP devem respeitar, assinale a alternativa correta.

a) A disponibilidade é um dos padrões que os SEP devem atender. Se um sistema tem alta disponibilidade implica dizer que este terá uma alta confiabilidade.

b) A confiabilidade é um dos padrões que os SEP devem atender. A confiabilidade reflete o tempo necessário para a unidade em reparo ser restaurada à operação normal.

c) A qualidade da energia é um dos padrões que os SEP devem atender. Não compatibilizar os níveis de tensão de acordo com uma forma de onda senoidal, com amplitude nominal, danificará o SEP como um todo.

d) A segurança é um dos padrões que os SEP devem atender. Os SEP, de acordo com critérios de segurança, são capazes de operar mesmo quando há uma contingência (falta) no sistema sem desenergizar nenhum consumidor.

e) Os custos são um dos requisitos que devem permanecer com menores valores possíveis, e os padrões de disponibilidade, confiabilidade, qualidade e segurança, devem ser atendidos, exceto os impactos ambientais para os quais não existe regulamentação.

2. O _____ é um equipamento responsável pela medição dos níveis de tensão, o _____ responsável pela medição do fluxo da corrente elétrica e o _____ é aquele que efetivamente regula os níveis de tensão (eleva ou abaixa). O(A) _____ é uma chave elétrica responsável pela desconexão do sistema e o(a) _____ é uma chave mecânica destinada a isolar partes de circuitos elétricos. Vale ressaltar que o disjuntor, diferentemente do fusível que só opera uma vez e deve ser substituído, pode ser utilizado inúmeras vezes até sofrer algum dano.

Com base no texto acima, preencha as lacunas corretamente.

a) Transformador de potência, transformador de corrente, transformador de potencial, relé, chave seccionadora.

b) Transformador de potencial, transformador de corrente, transformador de potência, disjuntor, chave seccionadora.

c) Relé, fusível, transformador de potencial, chave seccionadora, disjuntor.

d) Fusível, transdutor de corrente, transformador de potência, relé, disjuntor.

e) Transformador de tensão, transformador de corrente, transformador de potência, disjuntor, relé.

3. A geração de energia elétrica é o sistema responsável pela produção da energia elétrica, sendo este formado por centrais elétricas que convertem alguma forma de energia em energia elétrica. A transmissão transporta a energia em longas distâncias e a distribuição recebe a energia da transmissão e a distribui de forma a alimentar os consumidores finais com segurança. Entre esses elementos, há as subestações de transmissão que controlam o fluxo de potência no sistema, condicionam os níveis de tensão e realizam a entrega de energia elétrica para consumidores industriais, e as subestações primárias de distribuição, que recebem a energia das linhas

de transmissão/subtransmissão e a condicionam para o alimentador em média tensão da distribuição.

Sobre a estrutura e as características dos SEP, assinale a alternativa correta.

- a) A geração de energia elétrica ocorre em níveis de tensão superiores a 30 kV.
- b) A transmissão de energia elétrica ocorre em níveis de tensão inferiores a 765 kV e superiores a 230 kV.
- c) A distribuição de energia elétrica ocorre em níveis de tensão até 69 kV.
- d) A subtransmissão está compreendida nos níveis de tensão entre 1 kV e 34,5 kV.
- e) As subestações de transmissão e de distribuição de energia são idênticas.

Seção 1.3

Características do sistema elétrico brasileiro

Diálogo aberto

Caro aluno, nesta seção iremos estudar as principais características do sistema elétrico brasileiro, apresentando a estrutura organizacional do setor elétrico no país criada pelo governo federal. Em seguida, veremos um panorama da geração de energia no país, os impactos em emissões de carbono por cada fonte de energia e algumas soluções energéticas para viabilizar um desenvolvimento sustentável. No que concerne à transmissão de energia elétrica no país, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é apresentado abordando as vantagens e desvantagens da interligação entre as diferentes regiões do Brasil por meio das linhas de transmissão. Por fim, aspectos das redes de distribuição nacionais são evidenciados.

Na seção anterior você foi capaz de compreender que tanto as empresas de geração quanto as transmissoras e distribuidoras poderão sofrer profundas transformações com a inserção em larga escala de geração distribuída. Sendo assim, retomando o contexto de aprendizagem em que você é um engenheiro do Ministério de Minas e Energia (MME), esta seção será capaz de facilitar a compreensão sobre as principais características dos SEPs no Brasil e como a geração distribuída poderá impactar a atual infraestrutura elétrica.

Assim, a respeito da atual conjuntura e do que se espera para o futuro dos sistemas elétricos de potência no Brasil, comparando suas considerações com o que já foi abordado na Seção 1 desta unidade, como você visualiza as transformações que os sistemas elétricos devem sofrer nas próximas décadas? Serão transformações em termos de intensidade semelhante a dos países desenvolvidos? Na elaboração do seu relatório técnico, destaque que tipos de políticas energéticas o Brasil deve apoiar para realizar um desenvolvimento sustentável, a custos acessíveis e atendendo à crescente demanda por energia elétrica. Após esse estudo, você estará pronto para construir e finalizar o relatório técnico encomendado pelo seu gestor.

Caro engenheiro do MME, você está preparado para cumprir mais essa tarefa?

Bons estudos e um ótimo trabalho!

Não pode faltar

O histórico do surgimento do sistema elétrico brasileiro se deu desde o final do século XIX. Ao longo dos anos, profundas transformações ocorreram, dentre elas, a mudança de gestão da iniciativa privada para o poder público (principalmente das distribuidoras e das transmissoras). E, em 1995, um sistema verticalizado foi substituído por um desverticalizado, ou seja, no qual as atividades de geração, transmissão e distribuição passaram a ser segregadas. Tal desverticalização foi importante para evitar que os lucros de uma das atividades de geração, transmissão e distribuição subsidiassem qualquer uma das demais. Além disso, efetivou e estimulou a competição do setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como aprimorou o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição) (CEMIG, 2017).

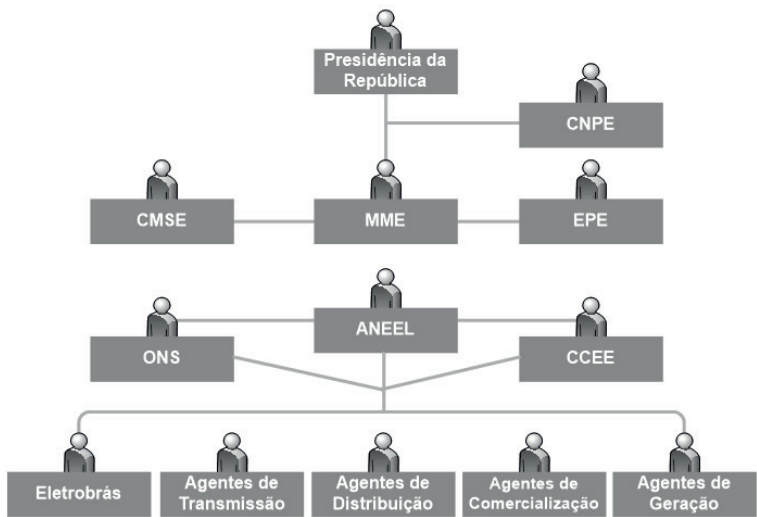
Quanto à gestão do setor, como esta é realizada em parte pelo poder privado e em parte pelo público, o principal desafio é coordenar as partes para se garantir disponibilidade de energia elétrica em um país com grandes dimensões como o Brasil. Em 11 de novembro de 2003, para atender a essa necessidade, o governo brasileiro lançou o programa “Luz para Todos”. Este visava subsidiar a construção de infraestrutura elétrica para localidades em que tal investimento não seria viável economicamente a fim de que se eliminassem as barreiras de exclusão elétrica (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014).

Quanto ao planejamento e à operação de sistemas elétricos de potência (SEPs) no país, são centralizados e as atividades de transmissão e distribuição reguladas pelo regime de incentivos, em vez do “custo do serviço”. As tarifas de uso da transmissão (Tust) e da distribuição (Tusd) são as formas que as respectivas companhias possuem para serem remuneradas no Brasil.

Na atividade de geração, para empreendimentos novos, há concorrência em substituição à concessão outrora adotada no passado. Quanto aos consumidores, há coexistência de consumidores cativos (leilões para contratação de energia pelas distribuidoras) e livres (livres negociações entre geradores, comercializadores e consumidores livres). Quanto aos preços da energia elétrica (*commodity*), são separados daqueles estimados para o seu transporte (uso dos cabamentos), sendo distintos também para cada área de concessão. No passado havia equalização tarifária (ABRADEE, 2017).

Atualmente o sistema elétrico brasileiro apresenta elevado nível de ramificação e interligação (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014). Apenas em partes de alguns estados há sistemas isolados. O governo federal, nesse contexto, criou a estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro conforme apresentado na Figura 1.12 e definido no Quadro 1.2.

Figura 1.12 | Estrutura organizacional do setor elétrico brasileiro



Fonte: adaptada de ABRADÉE (2017).

Quadro 1.2 | Definições dos principais agentes do setor elétrico

Agente	Definição
Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, visando, dentre outros, ao aproveitamento natural dos recursos energéticos do país, à revisão periódica da matriz energética e à definição de diretrizes para programas específicos.
Ministério de Minas e Energia (MME)	Encarregado de formulação, do planejamento e da implementação de ações do Governo Federal no âmbito da política energética nacional. O MME detém o poder concedente.
Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)	Constituído no âmbito do MME e sob sua coordenação direta, com a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Empresa pública federal vinculada ao MME que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético.
Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	Autarquia vinculada ao MME, com finalidade de regular a fiscalização, a produção, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. A ANEEL detém os poderes regulador e fiscalizador.
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, que tem por objetivo executar as atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão, no âmbito do SIN (Sistema Interligado Nacional). O ONS é responsável pela operação física do sistema e pelo despacho energético centralizado.
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)	Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN. Administra os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação. A CCEE é responsável pela operação comercial do sistema.
Eletrobrás	A Eletrobrás controla grande parte dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil. A empresa possui ainda 50% da Itaipu e também controla o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). A Eletrobrás dá suporte a programas como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (Luz para Todos) e o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).
Agentes Setoriais	Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE). Associação Brasileira de Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE). Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE). Associação Brasileira das Empresas de Energia Renovável (ABEER). Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL). Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACEE). Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE).

Fonte: Leão (2009, p. 11-15).

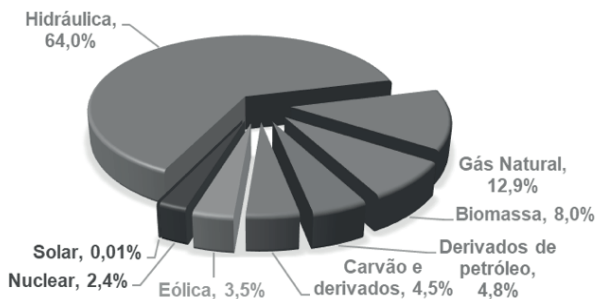


O CNPE, MME e CMSE exercem as atividades diretamente ligadas ao governo. A ANEEL realiza as atividades regulatórias e de fiscalização. A EPE, o ONS e a CCEE, por fim, atuam no planejamento, na operação e na contabilização, sendo essas atividades exercidas por empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos (ABRADEE, 2017).

Geração de energia elétrica no Brasil

A matriz energética brasileira para produção de eletricidade é predominantemente hidroelétrica (64%), acompanhada por gás natural (12,9%), biomassa (8%), derivados do petróleo (4,8%) e carvão (4,5%). Em seguida, destaca-se também a energia eólica (3,5%), que é uma fonte de energia renovável e limpa com crescimento bastante acelerado nos últimos anos. Tal crescimento já supera a produção de eletricidade por meio das energias nuclear (2,4%) e solar (0,01%). Na Figura 1.13, tem-se, portanto, a ilustração desse panorama de oferta de energia elétrica no ano base de 2015.

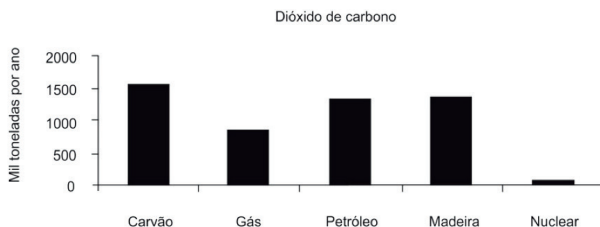
Figura 1.13 | Oferta de energia elétrica por fonte no ano base de 2015



Fonte: adaptada de EPE (2017, p. 16).

No que se refere aos níveis de poluição, a Figura 1.14 ilustra os níveis de emissão de CO_2 por tipo de fonte.

Figura 1.14 | Emissões anuais de CO_2 para cada GW de eletricidade gerado por tipo de fonte



Fonte: Gedra, Barros e Borelli (2014, p. 18).

As fontes mais poluentes, tais como carvão, petróleo e madeira, têm participação reduzida na matriz energética brasileira, como pode ser visto na Figura 1.12. Logo, é possível afirmar que o Brasil, por ser predominantemente hidroelétrico (baixa emissão de CO₂), é um país pouco poluente comparado a outros países ao redor do mundo (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014).

No que se refere ao planejamento da geração no país, muitas vezes a ausência de um adequado planejamento da expansão do sistema elétrico para atender à crescente demanda por energia já prejudicou os consumidores com cortes e racionamento de energia (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014). Nesse sentido há uma preocupação crescente com o planejamento da geração no cenário atual de inclusão de microgeração distribuída.

Mais recentemente, com a inclusão da microgeração distribuída em SEPs (painéis solares fotovoltaicos, usinas eólicas etc.) a filosofia de proteção e controle (operação) de SEPs tem se modificado. No mundo, tal crescimento se deu principalmente devido a uma política de incentivos chamada de *Feed-in tariff (FIT)*, cujo objetivo é estimular o uso de energias limpas e renováveis em substituição aos combustíveis fósseis. Nesse cenário, algumas soluções energéticas para um desenvolvimento sustentável vêm sendo implementadas, conforme mostrado no Quadro 1.3.

Quadro 1.3 | Definições dos principais agentes do setor elétrico

Problema	Solução
Utilização de combustíveis fósseis tais como carvão, óleo e gás.	Redução da utilização de combustíveis fósseis acompanhada por um maior uso de tecnologias e combustíveis renováveis.
Eficiência energética limitada desde a produção até o consumo.	O aumento da eficiência deve permitir suprir a crescente demanda energética mundial, principalmente em países desenvolvidos, pois, reduzindo-se o desperdício, reduz-se também a necessidade de mais geração (e mais poluição).
Políticas energéticas que não incentivam fontes renováveis e limpas.	Redefinição das políticas energéticas a fim de incentivar o uso de tecnologias de baixa emissão de gases de efeito estufa, cobrando os custos ambientais de alternativas não sustentáveis.

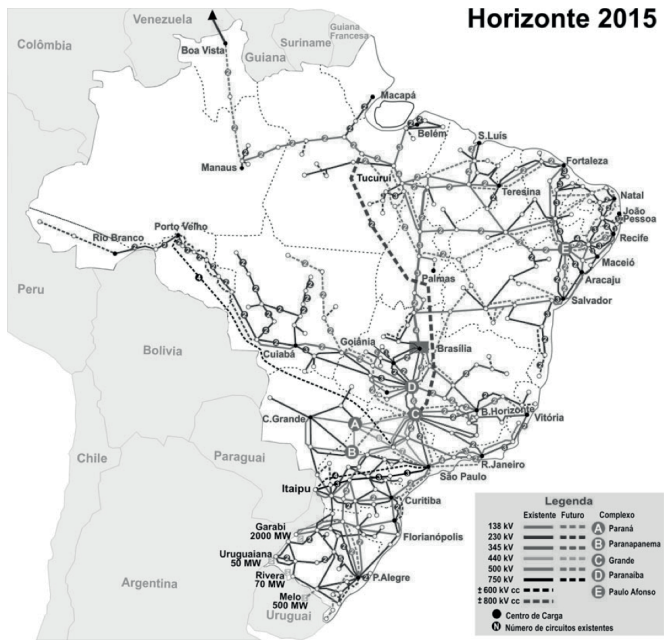
Fonte: Gedra, Barros e Borelli (2014, p. 18).

No Brasil, essa inclusão ainda é relativamente incipiente, embora haja grande potencial, pois a energia eólica compreende somente 3,5% da produção total de energia e a solar 0,01% (conforme Figura 1.13). Assim, a pressão para uma adoção mais massiva da microgeração é importante, mas ainda é menor que no resto do mundo considerando que o Brasil é um país pouco poluente (FALCÃO, 2017).

Transmissão de energia elétrica no Brasil

No Brasil, as linhas de transmissão são tipicamente extensas, pois os grandes centros produtores de energia elétrica (em geral hidrelétricas) estão situados a grandes distâncias dos centros consumidores de energia elétrica. Atualmente o Brasil está quase que totalmente interligado. Sendo os sistemas isolados somente presentes nos estados do Acre, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima, Amapá e Mato Grosso, bem como na ilha de Fernando de Noronha (ELETROBRAS, 2017). Esse sistema de transmissão nacional, que interliga o país numa única malha de linhas, é denominado Sistema Interligado Nacional (SIN). A Figura 1.15 ilustra o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Figura 1.15 | Sistema Interligado Nacional (SIN)



Fonte: ONS (2017).

Em 1999, o Brasil ainda era um país com uma quantidade significativa de sistemas elétricos desconectados do SIN (isolados), o que dificultava uma operação eficiente das bacias hidrográficas espalhadas ao redor do país – há 16 grandes bacias utilizadas para produção de eletricidade espalhadas pelo território nacional (ONS, 2017b). Sendo assim, com o intuito de ampliar a confiabilidade, otimizar os recursos energéticos e homogeneizar os mercados, o SIN foi criado, sendo este responsável pelo transporte da energia em mais de 99% da demanda nacional (ELETROBRAS, 2017). As áreas que ainda não estão conectadas ao SIN, como é o caso de Boa Vista – RR, têm seu abastecimento feito tipicamente por pequenas usinas termelétricas ou hidrelétricas locais (LEÃO, 2009).



Assimile

O SIN é vantajoso para um país como o Brasil porque propicia a transferência de energia entre os subsistemas das diferentes regiões do país, respeitando a sazonalidade das bacias hidrológicas que compõem a maior parte da capacidade instalada de geração de energia no país. Em outras palavras, como o regime de chuvas é diferente nas regiões Sul, Sudeste, Norte e Nordeste, as grandes linhas de transmissão de mais alta tensão: 500 kV ou 750 kV, possibilitam que haja intercâmbio de energia de pontos com produção insuficiente para pontos com produção favorável (LEÃO, 2009). Essa integração dos recursos de geração e transmissão, portanto, permite o atendimento do mercado com mais segurança e economia (ONS, 2017b).

No SIN, algumas características podem ser observadas: o **sistema norte–centro-oeste** é o primeiro circuito de interligação, conhecido por “Linhão Norte-Sul”, construído em 500 kV, com 1.277 km de extensão; o sistema interligado **sudeste–centro-oeste** concentra pelo menos 60% da demanda de energia elétrica do país; o **sistema sul–sudeste** contempla 2 circuitos CC em 600 kV, partindo da usina de Itaipu até São Roque - SP e possui 3 linhas de transmissão de 765 kV até Mogi das Cruzes - SP (subestação de Tijuco Preto); o **sistema nordeste** importa energia das hidrelétricas de Lajeado - TO, Cana Brava - GO e Tucuruí I e II - PA (LEÃO, 2009).

As vantagens do SIN são:

- **Aumento de estabilidade:** o sistema pode absorver grandes variações de potência gerada, ou demandada, e não perder o

sincronismo. Em outras palavras, os efeitos na entrada/saída de grandes blocos de carga ou de grandes geradores afetam o funcionamento correto do sistema elétrico para manter a frequência em 60 Hz e os níveis de tensão próximos dos valores nominais. Um sistema malhado, portanto, incrementa a robustez do mesmo.

- **Aumento de confiabilidade:** o sistema permite a continuidade do serviço mesmo quando há uma ou mais falhas ou paradas por manutenção de equipamentos e linhas, considerando que pode haver caminhos alternativos para o fluxo da energia.
- **Aumento de disponibilidade:** o sistema interligado permite que haja um aumento da disponibilidade de energia dos parques geradores se comparados ao caso de parques operando em pequenas malhas elétricas (também chamados de "ilhas").
- **Aumento de economia:** como a produção máxima de energia pelas grandes usinas e a demanda máxima dos subsistemas no SIN tipicamente ocorrem em horários distintos, o intercâmbio de energia entre as diferentes áreas viabiliza uma importação de energia a baixos custos de fontes com alta disponibilidade em áreas com baixa demanda.



Exemplificando

No Brasil, é muito comum a usina hidroelétrica de Tucuruí (na região Norte do país), por exemplo, exportar boa parte da sua energia elétrica para as regiões Sul-Sudeste, onde há maior demanda, a custos muito mais acessíveis, sendo necessário utilizar usinas termelétricas para atender tal demanda, em caso de inexistência do SIN.

As desvantagens do SIN são:

- O custo inicial de investimento em infraestrutura é superior em comparação com sistemas isolados. Todavia, esses custos são justificados no que se refere ao aumento da eficiência operacional.
- Um distúrbio em um subsistema pode afetar os demais subsistemas do SIN se esquemas de proteção falharem com o seu propósito.
- Os esquemas de operação de redes interligadas e de proteção tornam-se mais complexos e interdependentes.



Reflita

Quais seriam as vantagens dos sistemas isolados sobre os sistemas interligados? Que regiões do Brasil favorecem a criação de sistemas isolados? Justifique sua resposta.

Distribuição de energia elétrica no Brasil

A distribuição de energia elétrica no Brasil é a atividade mais regulada e fiscalizada do setor elétrico, além de prestar serviço público com o órgão regulador (ANEEL). No Brasil, há mais de 77 milhões de unidades consumidoras, sendo 85% delas residenciais. Nesse sentido, para atender aos requisitos de disponibilidade e confiabilidade, a ANEEL elaborou um conjunto de Procedimentos de Distribuição denominado de Prodist, que dispõe disciplinas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, ao planejamento, à operação e à medição de grandezas elétricas. Além disso, são estabelecidos também critérios e indicadores de qualidade da energia elétrica e eficiência energética tanto para os produtores de energia elétrica quanto para os consumidores (ABRADEE, 2017).



Pesquise mais

Os Procedimentos de Distribuição – Prodist são documentos elaborados pela ANEEL para normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Eles são divididos em 10 módulos. Para conhecer mais, a ANEEL disponibiliza os documentos em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 10 jun. 2017.

As redes de distribuição brasileiras (e mundiais), quanto à operação, são tipicamente radiais e passivas, isto é, não possuem muitos mecanismos de automação e automatização. Por isso, com a adoção de microgeração, torna-se um desafio gerenciar os fluxos multidirecionais de energia.

Em abril de 2012, a ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, no qual o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou a partir da cogeração qualificada, e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição (ANEEL, 2017). Logo, desde então as redes elétricas nacionais já estão regulamentadas para adotar a microgeração distribuída.

Sem medo de errar

Retomando a situação-problema proposta no *Diálogo aberto*, na qual o seu gestor solicitou um relatório que defina as transformações que os sistemas elétricos brasileiros devem sofrer nas próximas décadas, e se tais transformações devem acompanhar as que os países desenvolvidos estão sofrendo ao longo dos últimos anos. No seu relatório técnico, você contemplará a conjuntura que permeia esses aspectos e responderá que tipos de políticas energéticas o Brasil deve apoiar para realizar um desenvolvimento sustentável e atender à crescente demanda por energia elétrica.

Primeiramente, em países desenvolvidos (e em alguns países em desenvolvimento), localizados principalmente na América do Norte, Europa e Àsia, a instalação de micro e minigeração distribuída, em geral baseadas em fontes renováveis, tem crescido consideravelmente na última década. O principal motivo desse crescimento tem sido as políticas de incentivo (*Feed-in Tariff*) à utilização de fontes de energia renováveis para substituir a utilização de combustíveis fósseis e, assim, reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

No Brasil, a matriz energética para produção de eletricidade é predominantemente hidroelétrica, logo a pressão para uma maior utilização de geradores com fontes renováveis é menor. Todavia, levando em consideração que as restrições ambientais estão cada vez maiores e que grandes usinas hidrelétricas requerem grandes investimentos, a geração distribuída no Brasil passa a ser uma alternativa viável principalmente considerando o alto potencial do país no aproveitamento de irradiação solar e vento.

A geração distribuída conectada às redes de distribuição, por sua vez, adiciona um desafio para a operação das redes de média e de baixa tensão. Tais redes não foram projetadas para admitir geração de eletricidade próxima às cargas. Por esse motivo, questões técnicas e econômicas devem ser tratadas adequadamente. Tecnicamente, vários desafios surgem no controle dos níveis de tensão, no monitoramento da congestão das linhas (níveis de corrente), nos ajustes dos elementos de proteção, na possibilidade de uma operação ilhada etc. Do ponto de vista econômico, a mini e a microgeração distribuída podem afetar o faturamento das empresas de distribuição.

Sobre os desafios técnicos, vale ressaltar que as tecnologias de

mini e microgeração distribuída são, principalmente, baseadas em fontes intermitentes de energia, como a eólica e a solar fotovoltaica. Tal intermitência produz maiores dificuldades para a operação das redes de distribuição, em especial no que se refere ao controle de tensão. Nas redes de distribuição convencionais (radiais), o fluxo de potência tipicamente ocorre da subestação para as cargas, havendo queda de tensão ao longo dos alimentadores. A tensão nos pontos terminais desses alimentadores é mantida dentro dos limites previstos pelo controle de transformadores em subestações, principalmente e, eventualmente, por reguladores de tensão ao longo dos alimentadores ou por bancos de capacitores. A lógica de operação desses elementos de controle de tensão é simples e segue o perfil de demanda (FALCÃO, 2017).

A presença de fontes intermitentes e em larga escala nas redes elétricas brasileiras alterariam significativamente a lógica de controle de tensão das redes de distribuição. Isto significa que, em momentos de alta produção de energia, a direção do fluxo de potência na rede poderia se tornar reversa, causando elevação de tensão nos pontos em que está sendo injetada na rede. Por isso, da forma como as redes elétricas brasileiras estão estruturadas nos dias de hoje, estas ainda não estão preparadas para uma adoção em larga escala de microgeração distribuída. Ademais, problema semelhante ao do controle de tensão ocorre com o ajuste das proteções utilizadas nas redes de média e baixa tensão (FALCÃO, 2017).

Considerando todos os aspectos supracitados, as redes elétricas brasileiras não devem passar por transformações tão rápidas como as que vêm ocorrendo em países desenvolvidos e em alguns em desenvolvimento. Contudo, é necessário viabilizar uma adequação do sistema elétrico brasileiro para uma realidade que comporte uma presença significativa de mini e microgeração distribuída. Dessa forma, isso deve ser uma das grandes transformações que os sistemas elétricos brasileiros devem sofrer nas próximas décadas. Embora ainda haja uma gama de desafios técnicos e econômicos a serem superados, a mini e microgeração trazem grandes vantagens significativas no que se refere à redução de perdas, à redução de investimentos em grandes projetos de geração, ao surgimento de novos negócios com uma participação dos consumidores no atendimento à demanda etc.

Por fim, você, engenheiro do MME, conclui seu relatório evidenciando possíveis políticas energéticas que o Brasil deve apoiar para realizar um desenvolvimento sustentável e atender à crescente demanda por energia elétrica, tais como:

- Estimulo à utilização de energias renováveis em substituição às baseadas em combustíveis fósseis.
- Criação de subsídios, tal como as *Feed-in Tariff*, para estimular investimentos nesses tipos de fontes de energia.
- Criação de mecanismos de tarifação associados ao montante de CO₂ liberado por empreendimentos de geração de energia elétrica.
- Regulamentação que estimule o aumento da eficiência energética e reduza o desperdício energético.

Caro engenheiro, o que mais você escreveria no seu relatório? Quais outros aspectos você considera relevante? Agora, você tem todos os elementos necessários para finalizar o relatório técnico encomendado pelo seu gestor. Esperamos que você tenha aprendido bastante nesta unidade. Mãos à obra e bom trabalho!

Avançando na prática

Sistema interligado e critério de segurança N-2

Descrição da situação-problema

Caro aluno, imaginemos que você trabalha no setor de planejamento da operação no Operador Nacional do Sistema (ONS) – órgão responsável pela coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Você foi encarregado de identificar zonas críticas no sistema da Figura 1.15, caso haja contingência em linhas até o critério de segurança N-2. Assim, elabore uma lista apontando quais linhas necessitam de atenção especial na manutenção para garantir que nenhuma barra de carga do sistema fique desenergizada ou isolada.

Vale ressaltar que nesta rede há compensadores síncronos, que são máquinas rotativas (motores síncronos) cujo eixo não está conectado a nenhuma carga. Sua utilidade é para a compensação de reativos nos SEPs, podendo tanto gerar quanto absorver potência reativa para ajustar a tensão e melhorar o fator de potência do sistema.

Resolução da situação-problema

- Barra 1, caso haja a saída das linhas L_{1-5} e L_{1-2} .
- Barra 3, caso haja a saída das linhas L_{2-3} e L_{3-4} .
- Barra 10, caso haja a saída das linhas L_{9-10} e L_{10-11} .
- Barra 11, caso haja a saída das linhas L_{6-11} e L_{10-11} .
- Barra 12, caso haja a saída das linhas L_{12-13} e L_{6-12} .
- Barra 14, caso haja a saída das linhas L_{13-14} e L_{9-14} .

U1 - Fundamentos de sistemas elétricos de potência

Faça valer a pena

1. Primeiramente, em países desenvolvidos (e em alguns países em desenvolvimento), localizados principalmente na América do Norte, Europa e Ásia, a instalação de micro e minigeração distribuída, em geral baseadas em fontes renováveis, têm crescido consideravelmente na última década. No Brasil, por sua vez, a matriz energética para produção de eletricidade é predominantemente hidroelétrica, logo a pressão para uma maior utilização de geradores com fontes renováveis é menor.

Nesse cenário, assinale a alternativa que corretamente justifica um crescimento acelerado na adoção de microgeração distribuída ao redor do mundo e não ainda no Brasil.

- a) A maior busca por aumento de eficiência energética e redução de desperdício.
- b) Maior comprometimento com o meio ambiente.
- c) Aspectos técnicos referentes à redução de perdas elétricas.
- d) Políticas de incentivo e subsídios.
- e) Maior potencial de captação de recursos renováveis como irradiação solar e velocidade do vento.

2. No que se refere ao planejamento da geração no país, muitas vezes a ausência de um adequado planejamento da expansão do sistema elétrico para atender à crescente demanda por energia já prejudicou os consumidores com cortes e racionamento de energia. Nesse sentido, para evitar maiores danos, há uma crescente preocupação com o planejamento da geração no cenário atual de inclusão de microgeração distribuída.

A respeito da inclusão de microgeração distribuída e seus impactos em redes de distribuição, assinale a alternativa que corretamente aponta uma preocupação a ser adequadamente tratada.

- a) Há um maior desafio em se garantir a estabilidade do sistema elétrico de potência.
- b) Há uma redução dos fluxos de correntes nos cabos.
- c) Há uma redução nos níveis de tensão nos nós em que os microgeradores estão instalados.
- e) Há uma maior lucratividade para as concessionárias de distribuição que passam a gerenciar maiores montantes de energia.

3. No Brasil, as linhas de transmissão são tipicamente extensas, pois os grandes centros produtores de energia elétrica (em geral hidrelétricas) estão situados a grandes distâncias dos centros consumidores de energia elétrica. Nesse cenário, o Brasil optou por interligar o país numa única malha de linhas de transmissão (o Sistema Interligado Nacional – SIN), de modo que os fluxos de potência entre as diferentes áreas fluam por

grandes distâncias de acordo com a relação de oferta e demanda entre as diferentes regiões. Fazendo uma comparação com um cenário hipotético em que o Brasil ainda fosse predominantemente estruturado em um número de grandes sistemas isolados, o SIN atual promoveria aumento de:

I. Confiabilidade

II. Gastos a longo prazo

III. Complexidade na operação

IV. Receitas a curto prazo

Com base nas afirmativas acima, assinale a alternativa correta.

a) Somente as afirmativas I, II e IV estão corretas.

b) Somente as afirmativas I e III estão corretas.

c) As afirmativas I, II, III e IV estão corretas.

d) Somente as afirmativas I e IV.

e) Somente as afirmativas I, III e IV.

Referências

ABRACEEL. Associação Brasileira de Comercializadores de Energia. **Diferenças entre consumidores livres e cativos**. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/mercado_livre.asp?m_id=19150>. Acesso em: 10 jun. 2017a.

_____. Associação Brasileira de Comercializadores de Energia. **Quem pode ser consumidor livre**. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/consumidor_livre.asp>. Acesso em: 10 jun. 2017b.

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Visão Geral do Setor**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 11 jun. 2017.

_____. **A distribuição de energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 11 jun. 2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e minigeração distribuída**: sistema de compensação de energia elétrica. 2. ed – Brasília: 2016. Disponível em: <<https://goo.gl/6YpwTL>>. Acesso em: 11 jun. 2017.

BALAMURUGAN, K.; SRINIVASAN, D.; REINDL, T. Impact of Distributed Generation on Power Distribution Systems, **Energy Procedia**, v. 25, p. 93-100, 2012, ISSN 1876-6102. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.07.013>>. Acesso em: 10 jun. 2017.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. **Visão geral do sistema elétrico brasileiro**. Disponível em: <<http://ri.cemig.com.br/services/search-1/search.asp?language=ptb&query=visao+geral+do+setor+eletrico&x=0&y=0>>. Acesso em: 11 jun. 2017.

ELETRORBRAS. **Potencial hidrelétrico brasileiro (SIPOT)**. Disponível em: <<https://www.eletrorbras.com/elb/main.asp?Team=%7BF6839649%2D9BFF%2D4C62%2DA77C%2D21863DBA3F48%7D>>. Acesso em: 11 jun. 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanço energético nacional 2016: ano base 2015**. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf>. Acesso em: 11 jun. 2017.

FALCÃO, D. M. **Impacto da mini e microgeração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica**. Espaço IEEE, Setembro 2013. Disponível em: <http://www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/EspacoIEEE_set2013.pdf>. Acesso em: 11 jun. 2017.

GEDRA, R. L.; BARROS, B. F.; BORELLI, R. **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica**. São Paulo: Érica, 2014.

GUILHERME, A. L. **Modelos de negócio de energia elétrica**. Disponível em: <http://www.antonioguilherme.web.br.com/Arquivos/organiza_setor.php>. Acesso em: 10 jun. 2017.

KAGAN, N.; de OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBIA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**, 2. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 2010.

LEÃO, R. Notas de aula da disciplina: **geração, transmissão, distribuição e energia elétrica**. Curso promovido pela Universidade Federal do Ceará. Ceará, 2009.

- LIMA, M. G. **Apostila de construção de redes de distribuição**. Curso promovido pelo Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará. Ceará. 2011.
- LONGATT, F. G. **Creating Future Energy Systems Now: IEEE 14 bus Test**. Disponível em: <http://www.fglongatt.org/Test_Systems/IEEE_14bus.html>. Acesso em: 11 jun. 2017.
- MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.
- MODESTO, A. M. Notas de aula referentes à: **Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, seus equipamentos e tecnologias aplicadas**. 2011.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **CMSE aprova novo critério de operação para o SIN**. Disponível em: < <http://www.ons.org.br/newsletters/informativos/abr2010/10-materia03.html>>. Acesso em: 11 jun. 2017.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Mapas do SIN**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx#>. Acesso em: 11 jun. 2017a.
- _____. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx>. Acesso em: 11 jun. 2017b.
- PINTO, M. O. **Energia Elétrica: Geração, Transmissão e Sistemas Interligados**. LTC, 11/2013.
- STEVENSON, W. **Elementos de análise de sistemas de potência**, 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.
- WIKIPEDIA. Alessandro Volta. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Alessandro_Volta>. Acesso em: 10 jun. 2017.
- _____. André Marie Ampère. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Andr%C3%A9-Marie_Amp%C3%A8re>. Acesso em: 11 jun. 2017.
- _____. Georg Simon Ohm. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Georg_Simon_Ohm>. Acesso em: 11 jun. 2017.
- _____. George Westinghouse. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/George_Westinghouse>. Acesso em: 11 jun. 2017.
- _____. Gustav Robert Kirchhoff. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Gustav_Kirchhoff>. Acesso em: 11 jun. 2017.
- _____. James Watt. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/James_Watt>. Acesso em: 11 jun. 2017.
- _____. Joseph Henry. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Joseph_Henry>. Acesso em: 11 jun. 2017.
- _____. Michael Faraday. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Michael_Faraday>. Acesso em: 11 jun. 2017.
- _____. Nikolas Tesla. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Nikola_Tesla>. Acesso em: 11 jun. 2017.
- _____. Thomas Alva Edison. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Thomas_Edison>. Acesso em: 11 jun. 2017.

Geração de energia elétrica

Convite ao estudo

Caro aluno, na unidade anterior estudamos os fundamentos dos sistemas elétricos de potência, que englobam a geração, a transmissão e a distribuição de energia. Nesta segunda unidade, portanto, aprofundaremos nosso estudo no tema da geração de energia elétrica contemplando desde as formas de geração existentes até a realidade da matriz energética brasileira. As formas hidráulica e termelétrica serão mais exploradas nesta unidade, uma vez que são as fontes de energia mais importantes no Brasil.

Na primeira seção desta unidade, portanto, abordaremos os conceitos de geração e cogeração, para posteriormente apresentarmos as formas de geração de energia elétrica. Esse conhecimento é importantíssimo nos dias atuais para engenheiros que atuarão na área, pois facilitará o desenvolvimento de um senso crítico de compreensão das razões pelas quais o Brasil e o mundo optam por determinadas fontes de energia para compor sua matriz energética, considerando todas as implicações econômicas e ambientais. Nesse cenário a geração distribuída tem papel de destaque.

Na segunda seção, por sua vez, as centrais hidrelétricas serão o foco de estudo. Destacaremos os principais componentes de uma usina hidrelétrica, ressaltando com mais detalhes os principais tipos de centrais hidrelétricas, a existência das pequenas centrais hidrelétricas, também conhecidas como PCHs, e os impactos ambientais causados por esses empreendimentos.

Na terceira seção, por fim, destacaremos as usinas termelétricas, apresentando mais detalhes a respeito dos componentes dessas usinas, a partir do resalte dos tipos de combustíveis tipicamente utilizados, das configurações de usinas existentes, dos impactos ambientais e das emissões de gases de efeito estufa decorrentes desses tipos de empreendimentos.

Nesse contexto, portanto, vamos fazer um exercício de mercado de trabalho. Suponha que você, aluno, é um gestor técnico experiente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão responsável por prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Você será o gestor de uma equipe responsável por fornecer relatórios sobre a expansão da oferta de energia no Brasil com base no aumento da demanda.

Em um primeiro momento, portanto, e assumindo que você conhece bastante a estrutura das políticas públicas para o setor energético no Brasil, sua tarefa será a de realizar uma análise comparativa entre os diferentes tipos de formas de geração de energia elétrica e apontar as potencialidades regionais, as possibilidades de diversificação da matriz energética e a inserção de fontes renováveis nessa matriz, considerando o cenário mundial de maior preocupação com o meio ambiente.

Em seguida, levando em conta que o Brasil é um país predominantemente hidráulico, você deverá analisar qual é o papel das hidrelétricas no presente e, conseqüentemente, indicar a sua importância no futuro do país. Por fim, e seguindo a mesma lógica, sabendo que as centrais termelétricas também têm um papel fundamental na composição da matriz energética nacional, você deverá indicar o papel das centrais na conjuntura atual e futura do país como parte final de sua análise e da conclusão de seu relatório.

Boa jornada de estudos e bom trabalho!

Seção 2.1

Introdução à geração da energia elétrica

Diálogo aberto

Caro aluno, como nesta seção apresentaremos os aspectos introdutórios sobre a geração de energia elétrica, você será capacitado a conhecer e compreender os fundamentos básicos desses sistemas no contexto dos sistemas elétricos de potência (SEPs), além de ser introduzido nas tendências para o futuro do setor. É bastante recomendável que você se dedique ao estudo do que será apresentado e discutido nesta seção, pois abordaremos assuntos extremamente relevantes nesse cenário mundial em que se fala de desenvolvimento sustentável, considerando que os aspectos aqui tratados são de fundamental importância para a compreensão desses sistemas.

Retomando o cenário em que você é um engenheiro do EPE, bastante capacitado e experiente, suponha que você é o encarregado por liderar uma equipe para produzir o relatório de Balanço Energético Nacional (BEN). O relatório do BEN documenta e divulga, anualmente, extensa pesquisa e a contabilidade relativa à oferta e ao consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, importação e exportação, distribuição e uso final da energia. Nesse relatório, todavia, você foi encarregado de elaborar uma seção que contemplará a realização de uma análise comparativa entre diferentes tipos de formas de geração de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro. Para tal, você é o responsável pela elaboração de um documento, no formato de relatório, a respeito da atual conjuntura nacional no que se refere à oferta de energia no Brasil e suas potencialidades de exploração de outras fontes de energia para a composição da matriz energética nacional para o futuro.

Em suma, para cumprir essa tarefa, aponte no seu relatório:

- As potencialidades energéticas no contexto nacional.
- As possibilidades de diversificação da matriz energética e a inserção de fontes limpas e renováveis.

- A possibilidade da adoção de critérios de eficiência energética e de aumento da segurança energética.

Não perca de vista que essa expansão deve ser ambientalmente sustentável e economicamente viável.

Caro engenheiro do EPE, você está preparado para resolver essa tarefa?

Esperamos que você esteja animado. Bons estudos e um ótimo trabalho.

Não pode faltar

Primeiramente, antes de entrarmos nos aspectos introdutórios da geração de energia elétrica, é necessário apresentarmos, mesmo que de maneira sucinta, algumas definições básicas a respeito de fontes de energia primárias e secundárias, e as definições de energia renovável e não renovável.

As fontes de energia podem ser classificadas como primárias ou secundárias, dependendo da origem. As fontes primárias são aquelas que têm origem direta nos recursos naturais, tais como o sol, a água, o vento, o petróleo, o gás natural, o urânio, o carvão etc. As fontes secundárias, por sua vez, provêm de um processo de transformação, tais como a energia elétrica advinda das quedas d'água, e a gasolina e o óleo diesel, provenientes do refino do petróleo.

A energia também pode ser classificada como renovável ou não renovável, dependendo da sua capacidade de se restaurar, isto é, que possa ser utilizada ao longo do tempo sem que haja esgotamento. Exemplos de fontes renováveis são o sol, o vento, a água, a biomassa (carvão vegetal, soja, cana-de-açúcar etc.), as ondas, as marés, a geotérmica etc., enquanto de fontes não renováveis podemos citar o petróleo, o gás natural, o carvão mineral e os combustíveis nucleares.



Refleta

No contexto nacional e internacional, em que muito se fala de sustentabilidade, desenvolvimento sustentável, “energias limpas”, “energias renováveis” etc., o que você acha: **energia limpa** e **energia renovável** são sinônimos? Justifique e cite exemplos.

No que se refere à matriz energética brasileira, sabe-se que esta é predominantemente dependente do petróleo e de seus derivados. A Tabela 2.1 apresenta as fontes de energia e suas respectivas participações na oferta total de energia no ano de 2015.

Tabela 2.1 | Fontes de energia do Brasil no ano de 2015

Fonte de energia		Participação na oferta	Total
Não renováveis	Petróleo e derivados	37,3 %	58,8 %
	Gás natural	13,7 %	
	Carvão mineral	5,9 %	
	Urânio	1,3 %	
	Outras não renováveis	0,6 %	
Renováveis	Biomassa de cana	16,9 %	41,2 %
	Hidráulica	11,3%	
	Lenha e carvão vegetal	8,2 %	
	Lixívia	2,62 %	
	Biodiesel	1,03 %	
	Eólica	0,62 %	
	Outras biomassas	0,38 %	
	Biogás	0,03 %	
	Gás industrial de carvão vegetal	0,01 %	

Fonte: EPE (2016, p. 15-18).

Os valores apresentados na Tabela 2.1 correspondem à utilização da energia para todas as finalidades que não somente para a produção de eletricidade. Nesse cenário, portanto, os maiores consumidores são o setor industrial e o transporte de carga e mobilidade de pessoas, que responde por aproximadamente 65% do consumo de energia no ano de 2015. Desse modo, a participação do consumo de energia na indústria corresponde a 32,5%, no transporte a 32,2%, no setor energético a 10,7%, nas residências a 9,6%, na agropecuária a 4,4%, nos serviços a 4,8%, totalizando 94,2%, sendo os 5,8% restantes utilizados em finalidades não energéticas (EPE, 2016).



De acordo com a EPE (2016), os termos **matriz energética** e **matriz elétrica** são utilizados com definições distintas. A **matriz energética** é um conceito que se refere à utilização das fontes de energia para todas as finalidades (transporte, indústria, serviços etc.), não somente para a produção de eletricidade. A **matriz elétrica**, por sua vez, trata apenas da utilização das fontes de energia com a finalidade de produção de eletricidade.

Geração de energia elétrica e suas formas

A geração de energia elétrica é realizada pela transformação de qualquer fonte de energia em energia elétrica, podendo esse processo ocorrer em mais de uma etapa. No caso das energias provenientes das águas (hidráulica) ou do calor (térmica), em uma 1ª etapa uma máquina primária transforma um desses tipos de energia em energia cinética de rotação e, em uma 2ª etapa, um gerador elétrico acoplado à máquina primária transforma a energia cinética em energia elétrica.

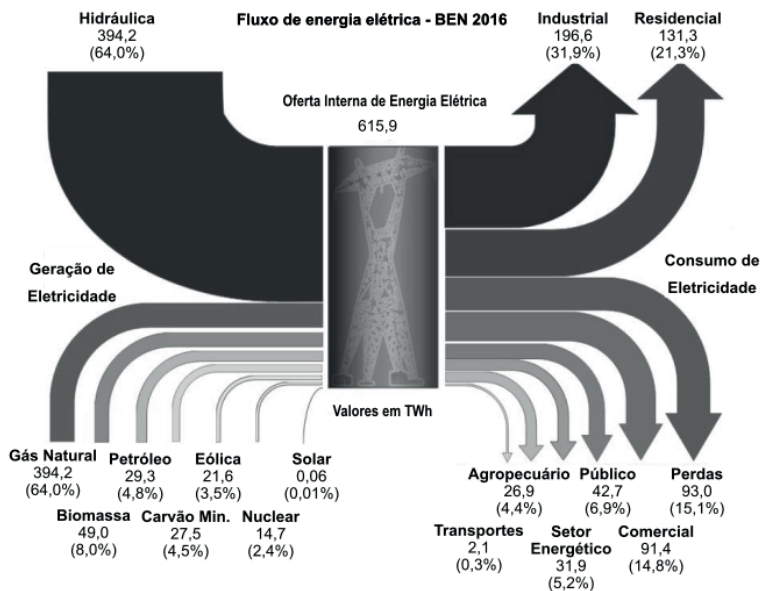
Com base em dados já apresentados na unidade anterior, verificou-se que a fonte hidrelétrica está no topo da matriz elétrica brasileira, pela abundância de grandes cursos d'água, espalhados por quase todo o território brasileiro. Em consonância a isso, a Figura 2.1 ilustra em detalhes os principais tipos de fontes de energia utilizados para geração de eletricidade no Brasil (ano base 2015), os montantes produzidos por cada fonte em TWh e as finalidades, se são para uso industrial (31,9%), residencial (21,3%), comercial (14,8%), público (6,9%) etc.

Políticas públicas, no entanto, têm o intuito de aumentar a participação de outras fontes na matriz elétrica brasileira para os próximos anos, sendo elas provenientes (CCEE, 2017):

- a) **Renováveis:** da energia hidráulica, da biomassa (cana, lenha, carvão vegetal e lixo), da energia eólica, da energia solar, da energia geotérmica, da energia maremotriz, do biogás e do biodiesel;
- b) **Não renováveis:** do petróleo e seus derivados, do gás natural, do carvão mineral e seus derivados e da energia nuclear (urânio).

Na **energia hidráulica** o fluxo das águas nas pás de turbinas corresponde ao combustível dessa forma de geração, responsável por 64% da matriz elétrica nacional (conforme Figura 2.1), o que corresponde a 394,2 TWh gerados no ano de 2015.

Figura 2.1 | Fluxo energético para produção de eletricidade (ano base 2015)



Fonte: adaptada de EPE (2016, p. 42).

Sobre as obras de construção de uma usina hidrelétrica, incluem o desvio do curso do rio e, dependendo do tipo de turbina hídrica a ser utilizada, a criação de um reservatório. Embora as usinas hidrelétricas façam uso de um recurso renovável de energia e que não emitam gases de efeito estufa, uma das grandes preocupações da sociedade contemporânea, os impactos ambientais desse tipo de empreendimento não podem ser desprezados, já que são irreversíveis. Dentre esses impactos, destacam-se as mudanças climáticas na região afetada (microclima), o desmatamento e os prejuízos à fauna e à flora, tais como o desaparecimento de espécies de plantas e de peixes, o êxodo de animais para outros habitats, a proliferação de mosquitos causadores de doenças e mau cheiro, resultados do apodrecimento da madeira submersa, dentre outros, além dos impactos sociais ao desabrigar diversas famílias que viviam na área.

A potência instalada determina se a usina é de grande, médio ou pequeno porte. A ANEEL adota três classificações (CCEE, 2017):

- Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH): até 1 MW de potência instalada.

- Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH): entre 1,1 MW e 30 MW de potência instalada.
- Usina Hidrelétrica de Energia (UHE): mais de 30 MW de potência instalada.

Nas energias provenientes do **gás natural**, da **biomassa**, do **petróleo** e seus **derivados**, do **carvão** e seus **derivados** e da **nuclear**, as **usinas termelétricas** se destacam como a forma utilizada para extrair a energia dessas fontes e transformar em energia elétrica. Qualquer que seja o combustível utilizado, o funcionamento é similar. A queima do combustível provoca o aquecimento da água em serpentinas que, instaladas ao redor das caldeiras, transforma-se em vapor e gira as pás de uma turbina, cujo rotor se move juntamente com o eixo de um gerador, produzindo assim a energia elétrica.

Essa forma de geração é importante para o Brasil e representa cerca de 32,6% da produção de energia na matriz elétrica nacional, o que corresponde a 200 TWh anuais (dados extraídos da Figura 2.1). No que se refere aos impactos ambientais, as termelétricas caracterizam-se por:

- Elevados níveis de poluição, já que, tipicamente, produzem óxido de enxofre que reage com o oxigênio do ar e forma o ácido sulfúrico, o grande responsável pela produção da chuva ácida. A produção de óxidos de enxofre, óxidos de nitrogênio, monóxido e dióxido de carbono e outros gases emitidos por essas usinas são gases de efeito estufa.

Devido aos impactos ambientais causados por essa forma de geração, em especial petróleo e carvão, o uso dessas fontes para geração de eletricidade vem caindo desde a década de 70, principalmente devido aos requerimentos de proteção ambiental e ao aumento da competitividade de fontes alternativas. Sua importância, todavia, é ímpar para o suprimento das cargas de pico e no atendimento a sistemas isolados (ANEEL, 2017). Por fim, ressalta-se que, dentre os combustíveis citados, a nuclear não impacta a qualidade do ar, enquanto o gás natural e a biomassa impactam bem menos que o carvão e o petróleo.

Nas **energias solar** e **eólica**, também inseridas no contexto de energias alternativas, a irradiação solar e a velocidade dos ventos funcionam como combustível para a produção de eletricidade. Essas formas de energia são ainda pouco representativas na matriz elétrica

nacional, mas há projeções de que no ano de 2024 a energia eólica assuma 11,6% e a solar 3,3% de participação na produção de energia elétrica no país (TOMALSQUIM, 2016).

No que se refere aos impactos ambientais causados por essas formas de geração, tem-se alguns impactos indiretos, tais como:

- **Energia Solar:** necessita de extração de grandes quantidades de minérios, que podem ser feitos de maneira não sustentável; descarte inadequado pode poluir o meio ambiente com os materiais pesados presentes na composição das placas solares etc.
- **Energia Eólica:** poluição sonora e visual; acidentes com aves; interferência com ondas de rádio e TV etc.

Vale ressaltar que as energias alternativas são livres de emissão de gases de efeito estufa durante sua operação, mas não são livres de emissão de maneira geral, já que se deve considerar o processo de fabricação e eliminação dos componentes dessas formas de geração.



Pesquise mais

Para mais informações, a CCEE disponibiliza informações sobre cada tipo de fonte de energia.

Veja no link disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/fontes?_afLoop=181284129641181#%40%3F_afLoop%3D181284129641181%26_adf.ctrl-state%3Ds7shcwlyo_4>.

Acesso em: 10 jul. 2017.

No que se refere à operação das formas de geração de energia elétrica, sabe-se que é papel do Operador Nacional do Sistema (ONS) garantir que os montantes de energia ofertados e demandados sejam iguais, de modo que se garanta a estabilidade do sistema elétrico como um todo (manutenção da frequência do sistema em 60 Hz, e dos níveis de tensão próximos aos valores nominais). Nesse cenário, o ONS dispõe de um conjunto de geradores de energia que possuem a capacidade de controlar o montante de energia a ser despachado, e outros que não possuem tal capacidade. Assim, as formas de geração podem ser classificadas como:

- **Despacháveis:** são aquelas formas de geração capazes de controlar o montante de energia a ser ofertada para o sistema elétrico. Exemplos de formas de geração despacháveis

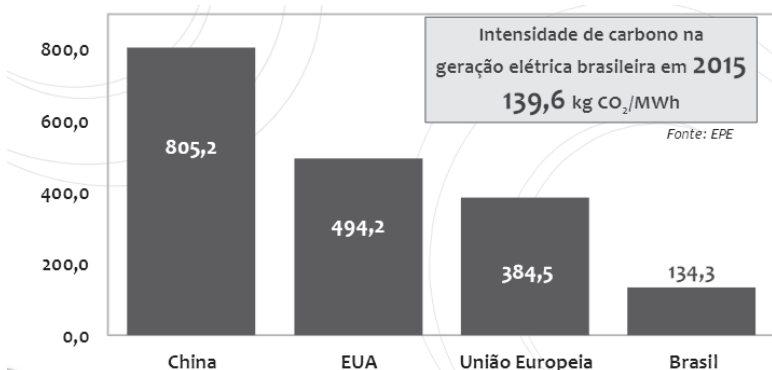
incluem as **usinas hidrelétricas** que possuem reservatório, pois, de acordo com a abertura das barragens, é possível controlar o fluxo de água que atravessará a máquina primária e, conseqüentemente, o montante de energia gerado; e as **usinas termelétricas**, pois, de acordo com a quantidade de combustível utilizado, é também possível realizar esse controle do montante de energia gerado. Vale ressaltar que nas usinas nucleares, embora despacháveis, a produção de eletricidade é tipicamente do tipo “ligado” ou “desligado”, não havendo muita flexibilidade no montante de energia gerado em valores menores que o da potência nominal da instalação.

- **Não despacháveis:** são aquelas formas de geração que não são capazes de controlar o montante de energia a ser ofertado para o sistema elétrico, tais formas produzem energia elétrica de acordo com as condições climáticas locais. Exemplos de formas de geração não despacháveis incluem a geração **solar fotovoltaica**, que depende da irradiância solar; e a **eólica**, que depende da velocidade dos ventos.

Em suma, o sistema elétrico brasileiro detém características muito peculiares, sob as quais o consumo se expande a taxas elevadas de 4% ao ano no horizonte de 2014-2023, e a hidroeletricidade é a fonte predominante na matriz elétrica nacional. A importância dessa fonte torna-se ainda maior quando se sabe que o volume de água armazenável representa uma reserva de energia equivalente a cerca de cinco meses do consumo nacional de eletricidade (ROMEIRO; ALMEIDA; LOSEKANN, 2015).

Nesse cenário, quando se comparam as emissões de gases de efeito estufa pelo Brasil em relação a países da União Europeia, EUA e China, tem-se que, para produzir 1 MWh, o setor elétrico brasileiro emite 3 vezes menos que o europeu, 4 vezes menos que o americano e 6 vezes menos que o chinês (EPE, 2016). A Figura 2.2 ilustra tais níveis de emissões de CO₂.

Figura 2.2 | Emissões na produção de energia elétrica no ano de 2013



Fonte: EPE (2016, p. 48).



Exemplificando

Sobre a participação das energias renováveis na matriz elétrica nacional, o Brasil no ano de 2015 possuía 75,5% de sua produção proveniente de fontes renováveis. Em comparação com valores mundiais, o Brasil se destaca porque a média mundial no ano de 2013 girava em torno de 21,2% (EPE, 2016, p. 35).

Cogeração de energia elétrica

A cogeração de energia (no inglês conhecido como CHP, de *Combined Heat and Power*) é definida como o processo de produção combinada de energia elétrica (ou mecânica) e energia térmica, a partir de um mesmo combustível. Esse processo é capaz de produzir benefícios sociais, econômicos e ambientais, já que a atividade de cogeração produz ambos, eletricidade e calor, a partir de uma mesma quantidade de combustível (MODESTO, 2011).

A cogeração é a forma mais eficiente de gerar calor e energia elétrica a partir de uma mesma fonte de energia. Na cogeração, a energia térmica é utilizada diretamente nos processos de manufatura, tais como fornos, caldeiras, entre outros. Desta maneira, diminuem-se as perdas e, conseqüentemente, aumentam o rendimento e o aproveitamento das fontes de energia. Comparando com a utilização de combustível fóssil e a quantidade de calor que é gasta no processo de geração de energia, a cogeração alcança níveis de eficiência 3

vezes maiores, podendo chegar a 4 vezes, do que no processo convencional de geração (MODESTO, 2011).

No que se refere aos impactos ambientais, as implicações são bem menores quando comparadas às do processo convencional de geração, não apenas pela sua maior eficiência, mas também pelo fato de ser impraticável o transporte de calor a grandes distâncias e os equipamentos de cogeração serem localizados próximos aos processos que utilizam esse calor (MODESTO, 2011).

Geração distribuída e o cenário brasileiro

A Geração Distribuída (GD) é um conceito utilizado para definir geração elétrica próxima das cargas (consumidores finais), independentemente da fonte de energia primária, da potência e da tecnologia utilizada (INEE, 2017). No Brasil, a Resolução Normativa (RN) 482/2012 define também os conceitos de micro e minigeração distribuída, sendo eles:

- **Microgeração distribuída:** sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados à rede com potência até 75 kW.
- **Minigeração distribuída:** sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados à rede com potência superior a 75 kW e inferior a 5 MW (limite de 3 MW para geração de energia através de fonte hídrica) e cogeração qualificada.

No cenário de geração distribuída, as fontes limpas e renováveis são predominantes, tais como a energia solar fotovoltaica e a energia eólica. Alguns dos principais benefícios das GDs são (PORTAL SOLAR, 2017; MME, 2017):

- Matriz energética diversificada e mais sustentável, reduzindo o uso de fontes primárias tão poluentes quanto as térmicas a combustíveis fósseis.
- Investimentos na geração centralizada e em linhas de transmissão podem ser adiados.
- São evitadas perdas por transmissão de energia, considerando que a geração distribuída tem disponibilidade próxima ao consumo e maior eficiência energética nos empreendimentos.
- Geração de empregos e maior aproveitamento dos recursos.

No Brasil, altos índices de irradiação solar e altas velocidades dos ventos (principalmente na região NE) contribuem positivamente para a expansão da utilização desse tipo de geração.

O sistema de tarifação brasileiro, quando há GDs conectados, tem como base o **sistema de compensação de energia** (*net metering*), ou seja, o consumidor-gerador, também abreviado para “prosumidor” (do termo em inglês *prosumer* = *producer* + *consumer*), que produz e consome a energia produzida por ele mesmo de modo que ele só paga o excedente consumido, e, se a diferença da energia produzida pela energia injetada à rede for positiva, esse “prosumidor” recebe um crédito em kWh em sua próxima fatura que terá validade por até 60 meses. Sendo assim, não é permitida a comercialização do montante excedente de energia entre os “prosumidores”. Vale ressaltar que, mesmo que todas as unidades consumidoras de uma cidade, por exemplo, possuam GDs instaladas, a rede elétrica ainda será indispensável porque é ela que será utilizada para o intercâmbio de energia quando a energia gerada localmente não for suficiente para satisfazer as necessidades de demanda do “prosumidor”, o que geralmente é o caso para fontes intermitentes de energia como a solar (SILVA; HOLLANDA; CUNHA, 2016).

De acordo com o MME (2017), atualmente, com um investimento aproximado de R\$ 27 mil instala-se um sistema de geração solar em uma residência de porte médio. O estímulo à geração distribuída, todavia, tem gerado expectativas de reduzir pela metade o custo de instalação desses sistemas até 2030. Isso permitirá que o investimento se torne cada vez mais viável e o retorno do investimento (ROI) seja obtido em até 10 anos. Quanto ao potencial de crescimento das GDs no Brasil, a Aneel prevê 1,23 milhão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede até 2024 (4.557 MW), sendo que, de acordo com a EPE, 78 GWp serão instalados em sistemas de geração distribuída até 2050 com grande destaque para a microgeração residencial (PORTAL SOLAR, 2017).

Sem medo de errar

Retomando o cenário desenvolvido na presente seção em que você é um engenheiro experiente do EPE que deve elaborar uma seção do relatório do BEN que aponte as potencialidades energéticas no contexto nacional, você, em conjunto com a sua equipe, deverá tratar os diversos aspectos relativos à oferta de energia no Brasil e as

potencialidades de exploração de outras fontes de energia. Para realizar essa tarefa, portanto, uma boa ideia seria organizar seu documento contemplando os seguintes tópicos: (1) o **panorama atual** da oferta nacional de energia; (2) as possibilidades de **diversificação da matriz energética** com a inserção de tecnologias de geração que fazem uso de fontes renováveis de energia e que produzem eletricidade com o mínimo de impactos ambientais; e (3) a adoção de critérios de aumento de **eficiência e segurança energética**.

Primeiramente, lembre-se de que o **panorama atual** da oferta nacional de energia dispõe de um parque gerador predominantemente hídrico, com usinas hidrelétricas que dispõem de grandes reservatórios de regularização e armazenagem que permitem guardar a energia excedente do período úmido para posterior utilização no período seco. O volume de água armazenável representa uma reserva de cinco meses da carga nacional (ROMEIRO; ALMEIDA; LOSEKANN, 2015).

Neste cenário, esses grandes reservatórios alteram o papel desempenhado pela fonte hídrica na operação do sistema, deslocando-as do papel de abastecimento nos momentos de pico de demanda para, inclusive, fornecer energia de base da carga (isto é, fora dos momentos de pico de demanda). No que se refere ao aspecto operativo da geração desses sistemas, portanto, surge o principal desafio: utilizar a água dos reservatórios no presente ou preservá-la para o futuro? (ROMEIRO; ALMEIDA; LOSEKANN, 2015). É nesse contexto que a diversificação da matriz energética se torna cada vez mais importante.

A decisão de armazenar água depende da existência de fontes firmes despacháveis que independam de fatores climáticos. Para tanto, termelétricas são essenciais de modo a viabilizar o gerenciamento dos reservatórios e a redução do risco de falta de energia.

Como o despacho térmico implica, em geral, gasto com combustível, e a capacidade de armazenagem dos reservatórios é muito significativa, a operação privilegia a geração hídrica, administrando os reservatórios de modo a minimizar as probabilidades de *déficit*.

No panorama atual, portanto, o parque termelétrico é um *backup* secundário, funcionando como uma forma de geração que aumenta a segurança energética nacional à medida que complementa o despacho hídrico em circunstâncias hidrológicas adversas (ROMEIRO; ALMEIDA; LOSEKANN, 2015).

No ano de 2001, mais de 90% da energia elétrica do Brasil era produzida por hidrelétrica. Foi neste ano, portanto, que houve um “apagão” por carência de chuvas e que acendeu o sinal de alerta para a **diversificação da matriz elétrica nacional**. Nesse cenário, associado com a conjuntura internacional de surgimento de adoção de novas tecnologias, como a solar fotovoltaica e a eólica, juntamente com o potencial brasileiro de irradiação solar e velocidade dos ventos, aproveitar tais recursos, que são limpos e ilimitados, é uma alternativa para diversificar a matriz e aumentar a **eficiência** e a **segurança energética nacional**.

Em suma, comparando com outros tipos de geração de energia, a hidrelétrica pode ser considerada uma boa solução para a questão energética nacional. Quando consideramos os riscos ambientais, as usinas nucleares, por exemplo, são muito perigosas. E, em termos de aquecimento global, as termoeletricas lançam gases na atmosfera que contribuem para o efeito estufa.

O fato é que não existe forma de geração de energia 100% limpa. Toda forma de transformação da energia em eletricidade traz algum impacto. Todavia, embora as fontes alternativas de energia estejam em alta como solução, um problema a ser solucionado ainda é o aspecto econômico. A energia solar, por exemplo, gera muito menos energia que uma usina hidrelétrica se considerarmos projetos de mesmo custo. Nesse sentido, a redução do consumo, ou o consumo consciente, pode ser uma alternativa mais imediata e viável para garantir um desenvolvimento mais sustentável para o Brasil.

Por fim, atendendo aos pontos discutidos aqui no “Sem medo de errar”, você seria capaz de concluir com sucesso essa etapa do seu relatório. Todavia, como as possibilidades de diversificação da matriz energética nacional também são muito dependentes de aspectos socioeconômicos e que nem sempre podem ser previstos com exatidão, que outras possibilidades você consideraria para o futuro energético brasileiro?

Avançando na prática

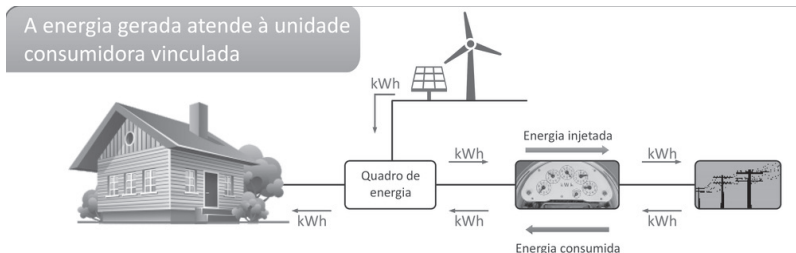
Net metering, como funciona?

Descrição da situação-problema

Caro aluno, suponha que você optou por instalar geração distribuída (GD) em sua residência e passou do papel de consumidor,

apenas, para se tornar um “prosumidor”. Sua instalação se localiza em área rural com um sistema de GD instalado (fotovoltaico + eólico), conforme Figura 2.3.

Figura 2.3 | Sistema de compensação de energia elétrica (net metering)



Fonte: adaptada de ANEEL (2016).

Vamos supor dois cenários, sendo eles:

- **Cenário A:** a instalação consumiu 550 kWh e o sistema de GDs gerou 420 kWh.
- **Cenário B:** a instalação consumiu 310 kWh e o sistema de GDs gerou 420 kWh.

Vale ressaltar que não necessariamente a geração ocorreu no mesmo momento da demanda. Com base nos cenários A e B, explique como se dará o pagamento de sua conta de energia no final do mês.

Resolução da situação-problema

Analisando as medições de energia geradas e consumidas na sua residência nos cenários A e B, tem-se que:

- No cenário A, como o sistema demandou 550 kWh e produziu apenas 420 kWh, você, o prosumidor, não gerou energia suficiente para abastecer a sua unidade consumidora, sendo essa diferença, de 130 kWh, suprida pela distribuidora local. Nesse caso, portanto, você pagará no final do mês, na sua conta de energia, o valor equivalente aos 130 kWh consumidos.
- No cenário B, como o sistema demandou apenas 310 kWh e produziu 420 kWh, você, o prosumidor, não utilizou toda a energia gerada pelo seu GD, sendo o excedente de 110 kWh injetado à rede elétrica da distribuidora local. Esse excedente

não retornará para você na forma de dinheiro, mas sim, na forma de crédito para as próximas contas, com prazo de validade de até 60 meses. Vale ressaltar que a sua conta de energia não pode ser zerada, pois você pagará a taxa mínima da conta de energia relativa à disponibilidade de utilização da rede da distribuidora local.

Assim, a partir da compreensão dos cenários A e B, aluno, você é capaz de entender como os GDs atualmente podem beneficiá-lo, caso você um dia opte por se tornar um prosumidor.

Faça valer a pena

1. As fontes primárias de energia são aquelas originadas diretamente dos recursos naturais, enquanto as fontes secundárias, por sua vez, são aquelas que passaram por um processo de transformação.

Dentre as alternativas abaixo, assinale a alternativa correta que aponta apenas fontes primárias de energia.

- a) Gasolina, gás natural e sol.
- b) Vento, sol e gasolina.
- c) Urânio, sol e gás natural.
- d) Carvão mineral, óleo diesel e urânio.
- e) Água, vento e eletricidade.

2. Sobre as formas de geração de energia elétrica e seus impactos ambientais, analise as seguintes afirmativas:

- I. A energia solar não causa impacto ambiental algum ao meio ambiente, por isso é uma energia dita 100% limpa.
- II. O petróleo e o carvão são as fontes primárias mais poluentes quando se trata de geração de energia por termelétricas.
- III. As energias hidráulica e nuclear são formas de energia limpas e renováveis.

Com base nas afirmativas acima, assinale a alternativa correta.

- a) Apenas a afirmativa I está correta.
- b) Apenas a afirmativa II está correta.
- c) Apenas a afirmativa III está correta.
- d) Apenas as afirmativas II e III estão corretas.
- e) Apenas as afirmativas I e II estão corretas.

3. De acordo com os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2016), o Brasil é um país cuja matriz elétrica é fortemente dependente da energia hidráulica, correspondendo a 64% da matriz elétrica nacional. Porém, quando há períodos de pouca chuva (estiagem) no país, os reservatórios

das usinas hidrelétricas secam e a segurança da oferta de energia no país reduz consideravelmente. Nesses casos, para garantir o abastecimento energético do país, medidas podem ser tomadas, tais como o acionamento de termelétricas para suprir a falta de energia. Que impactos isso causará para a sociedade e, diretamente, ao consumidor brasileiro?

I. A energia fornecida será de pior qualidade.

II. O custo da energia será maior.

III. Aumento dos impactos ambientais.

IV. Redução da eficiência e da segurança energética.

Com base nas afirmativas acima e no contexto apresentado, assinale a alternativa correta.

a) Apenas as afirmativas II e III estão corretas.

b) Apenas as afirmativas I e IV estão corretas.

c) Apenas as afirmativas I e II estão corretas.

d) Apenas as afirmativas II e IV estão corretas.

e) Apenas as afirmativas II, III e IV estão corretas.

Seção 2.2

Centrais Hidrelétricas

Diálogo aberto

Caro aluno, como nesta seção iremos estudar com mais profundidade as especificidades das centrais hidrelétricas e a existência das pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), você será capacitado a conhecer e compreender os fatores técnicos que indicam o potencial para a construção de uma usina hidrelétrica e, além disso, compreender que nas etapas de planejamento e dimensionamento dessa usina há um conjunto de impactos ambientais e sociais a serem considerados.

Retomando o cenário em que você é um gestor da EPE, nesta etapa você será encarregado de fornecer mais uma seção de seu relatório de Balanço Energético Nacional (BEN). Primeiramente, recorde que você propôs como solução para a expansão da oferta de energia no Brasil uma maior diversificação da matriz energética brasileira. Desse modo, você propôs a maior incorporação de energias renováveis e de geração distribuída. Supondo que esse cenário proposto se concretize, portanto, nessa etapa do seu relatório elabore um documento no formato de seção de relatório que faça uma análise preditiva a respeito de que maneira o papel das centrais hidrelétricas poderá se alterar, ou não, nessa nova conjuntura da matriz elétrica nacional. Para cumprir essa tarefa, não deixe de responder aos seguintes questionamentos:

- Em um cenário de 10 ou 20 anos à frente, qual será a importância das centrais hidrelétricas na matriz elétrica nacional?
- As fontes hidráulicas de energia não devem mais ser predominantes na matriz elétrica brasileira?
- Que impactos a redução da participação das centrais hidráulicas causa no que se refere à segurança energética no Brasil?

Caro gestor, você está preparado para resolver mais essa tarefa? Espero que você esteja animado! Bons estudos!

Não pode faltar

Centrais hidrelétricas são elementos constituintes dos sistemas de geração de energia elétrica que produzem energia elétrica por meio do acionamento de um conjunto: turbina hidráulica – gerador elétrico (também chamado de **grupo gerador**), sendo o combustível a água. Nesse conjunto, a turbina realiza a transformação da energia hidráulica em mecânica pela passagem da água ao impulsionar um conjunto de pás, enquanto o gerador (cujo rotor é acoplado mecanicamente com a turbina) tem a função de transformar essa energia mecânica em energia elétrica. Tipicamente, geradores síncronos são utilizados nesses casos porque os sistemas elétricos de potência (SEPs) devem operar com frequência fixa (constante) e tensão nominal. Para controlar a potência elétrica do conjunto, utilizam-se (REIS, 2011):

- a) **Reguladores de tensão**, que atuam na corrente de enrolamento do rotor (corrente de excitação de campo), assim controlando a tensão nos terminais do gerador.
- b) **Reguladores de velocidade**, que atuam na válvula de entrada de água da turbina, controlando a frequência.

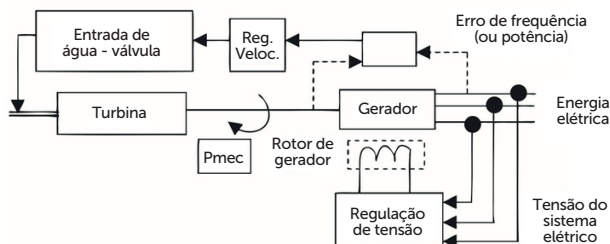


Assimile

Os geradores elétricos utilizados em centrais produtoras de eletricidade são máquinas que produzem energia elétrica de corrente alternada com a frequência definida pela rotação a que são submetidas. A energia elétrica no Brasil adota a frequência de 60 Hz. Os geradores mais utilizados são do tipo trifásico, conhecidos como alternadores síncronos em esquemas de velocidade fixa.

A Figura 2.4 apresenta, de forma simplificada, o diagrama de controle da operação de uma hidrelétrica.

Figura 2.4 | Diagrama de controle da operação de uma hidrelétrica

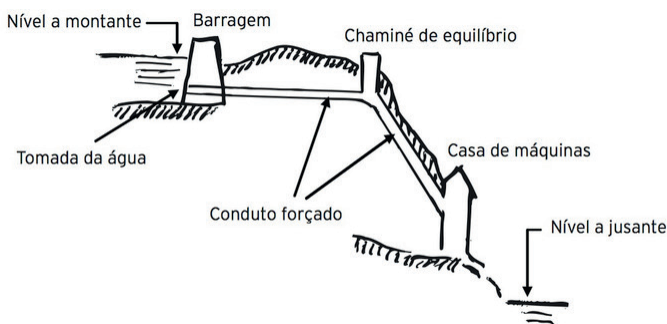


Fonte: Reis (2011, p. 84).

Principais componentes das Centrais Hidrelétricas

As centrais hidrelétricas são constituídas, basicamente, dos seguintes componentes: barragens, extravasores, comportas, tomada da água, condutos, chaminés de equilíbrio (ou câmara de descarga) e casa de força. A Figura 2.5 ilustra um esquemático de uma central hidrelétrica com diversos desses componentes. A finalidade de cada um desses componentes, portanto, é apresentada a seguir (REIS, 2011):

Figura 2.5 | Esquema de uma central hidrelétrica



Fonte: Reis (2011, p. 83).

a) **Barragens:** são responsáveis por represar a água para captação e desvio; para regularização de vazões e amortecimento de ondas de enchentes; e para elevar o nível d'água para aproveitamento elétrico e navegação. A escolha do melhor tipo de barragem é um problema tanto de viabilidade técnica quanto de custo. A solução técnica depende do relevo, da geologia e do clima. Já os custos, estes dependem principalmente da disponibilidade de materiais de construção próximos ao local da obra e da acessibilidade de transporte. Há diferentes tipos de barragens (de gravidade, em arco e de gravidade em arco) cuja avaliação e escolha são efetuadas principalmente pela equipe de engenharia civil.

b) **Extravasores:** são responsáveis por permitir a passagem direta de água para jusante. São elementos associados à segurança estrutural das barragens que, em caso de extrapolar um certo limite máximo prefixado em que o reservatório pode ficar cheio, descarregam esse excesso de água e evitam que as barragens sejam assim danificadas.

c) **Comportas:** são responsáveis por isolar o sistema final de produção da energia elétrica do fluxo contínuo de água. Isso torna possível, por exemplo, trabalhos de manutenção.

d) Tomada da água: são responsáveis por permitir a retirada de água do reservatório e proteger a entrada do conduto de danos e obstruções provenientes de congelamento, tranqueira, ondas e correntes.

e) Condutos: são responsáveis por permitir o escoamento da água. Estes podem ser classificados em condutos livres ou em condutos forçados. Os livres podem ser em canais (a céu aberto) ou aquedutos. Os forçados, por sua vez, são aqueles em que o escoamento se faz com a água a plena seção. Um problema associado aos condutos é a perda de carga (redução da vazão), resultado de fenômenos do escoamento da água, tais como atrito, características do encanamento etc. A determinação dessa perda é uma parte importante do projeto e depende fortemente do material utilizado na tubulação (aço, concreto, ferro fundido, cimento amianto etc.).

f) Chaminés de equilíbrio ou câmaras de descarga: são aberturas (chaminés) no conduto forçado responsáveis por aliviar o excesso de pressão que ocorre quando o escoamento de um líquido por uma tubulação é abruptamente interrompido pelo fechamento de uma válvula. Esse fenômeno é conhecido como *golpe de ariete*. Caso essas chaminés não existissem, um fechamento abrupto de uma válvula poderia gerar uma série de pressões positivas no interior dos condutos forçados que poderiam até causar o rompimento destes. Vale ressaltar que as câmaras de descarga apresentam funções similares às chaminés de equilíbrio, exceto pelas características construtivas.

g) Casas de força: são responsáveis por alojar uma série de elementos como as turbinas, os geradores, os reguladores, painéis etc., de modo que o projeto adequado de uma casa de força é um dos aspectos mais importantes no dimensionamento de usinas.

Tipos de Centrais Hidrelétricas

As usinas hidrelétricas podem ser classificadas quanto ao uso das vazões naturais, da potência, da queda d'água, da forma de captação de água e da função no sistema. A Tabela 2.2 classifica cada tipo de central hidrelétrica (REIS, 2011).

Tabela 2.2 | Classificação de Centrais Hidrelétricas

Quanto ao uso da vazão natural	Centrais a fio d'água (ex.: Itaipu, Jirau, Belo Monte)
	Centrais de acumulação (ex.: Tucuruí, Ilha Solteira)
	Centrais reversíveis (ex.: Pedreira, Vigário, etc.)
Quanto à potência (P) <i>Micro</i> <i>Mini</i> <i>Pequenas</i> <i>Médias</i> <i>Grandes</i>	
	$P \leq 0,1 \text{ MW}$
	$0,1 \text{ MW} < P \leq 1 \text{ MW}$
	$1 \text{ MW} < P \leq 30 \text{ MW}$
	$30 \text{ MW} < P \leq 100 \text{ MW}$
	$P > 100 \text{ MW}$
Quanto à queda (H) <i>Baixíssima</i> <i>Baixa</i> <i>Média</i> <i>Alta</i>	
	$H \leq 10 \text{ m}$
	$10 \text{ m} < H \leq 50 \text{ m}$
	$50 \text{ m} < H \leq 250 \text{ m}$
	$H > 250 \text{ m}$
Quanto à forma de captação de água	Desvio em derivação
	Leito ou represamento
Quanto à função no sistema	Operação na base da curva de carga
	Operação flutuante
	Operação na ponta da curva de carga

Fonte: adaptada de Reis (2011, p. 92-93).

Da Tabela 2.2 tem-se que: as **usinas a fio d'água (Operação flutuante)** usualmente possuem uma capacidade de armazenamento bem pequena de modo que, tipicamente, dispõem somente da vazão natural da água. As usinas a fio d'água que possuem um pequeno reservatório fazem uso desse armazenamento para, durante as horas fora de ponta, armazenar água e, nas horas de ponta, utilizá-la. Já as **usinas com reservatório de acumulação (Operação na base)** têm um reservatório de tamanho suficiente para acumular água na época das chuvas para uso na época de estiagem. Em outras palavras, essa usina

pode ter à disposição uma vazão firme, bem superior em comparação ao caso em que não existisse um reservatório (vazão mínima natural). Por fim, no que se refere às **usinas reversíveis (Operação na ponta)**, também chamadas de centrais com armazenamento por bombeamento, ou com reversão, a energia é produzida para satisfazer a carga máxima. Durante as horas de demanda reduzida, todavia, a água é bombeada de um represamento no canal de fuga para um reservatório a montante, para, assim, permitir uma posterior utilização (REIS, 2011).

Sob certas circunstâncias, as usinas reversíveis representam um complemento econômico de um sistema de potência: servem para aumentar o fator de carga de outras usinas do sistema à medida que proporcionam potência adicional para atender às demandas máximas. Como há considerável perda de energia (da eficiência do processo de bombeamento da água) na operação de centrais reversíveis, um planejamento estratégico e eficiente é necessário a fim de que se possa obter economia na operação global desse sistema. Vale destacar, portanto, que essas usinas são importantes porque convertem energia elétrica em mecânica durante as horas de baixa demanda (energia mais barata) e retornam a conversão da energia mecânica para elétrica nas horas de alto valor, ou seja, nas horas de ponta de carga (energia mais cara) (REIS, 2011).



Refleta

Com base nos tipos de centrais hidráulicas existentes, que usinas causariam mais impactos ambientais, as usinas a fio d'água ou as com reservatório de acumulação? Qual benefício de uma, ou de outra, se sobressai para justificar a escolha, considerando os diversos fatores técnicos, ambientais e sociais?

Quanto à operação de hidrelétricas, um fator extremamente preocupante é a estiagem. Como a água é o combustível das usinas hidráulicas, como garantir o suprimento de energia elétrica em caso de longos períodos de ausências de chuvas?

Tipos de turbinas hidráulicas

As turbinas hidráulicas, basicamente, são subdivididas em dois tipos: as de ação (ex.: turbina Pelton) e as de reação (ex.: turbina Francis e Kaplan). Uma turbina é de ação quando o jato de água que percorre o rotor da turbina efetivamente o impulsiona, sendo

as pressões de entrada e de saída iguais. Com base nessa premissa, turbinas de ação não funcionam imersas na água (somente ao ar livre). Uma turbina é de reação quando o jato de água que percorre o rotor da turbina não o impulsiona efetivamente, mas percorre a periferia do rotor de modo que a descarga ocorra paralelamente ao eixo de rotação, sendo a pressão de saída inferior à de entrada. Baseado nessa premissa, turbinas de reação funcionam imersas na água. Essas turbinas são normalmente utilizadas para médias e baixas quedas. Dentro das turbinas de reação há dois grandes grupos: turbinas radiais e turbinas axiais. E os arranjos típicos incluem turbinas com eixos horizontais ou verticais.

Tradicionalmente, somente três tipos de turbinas são estudados, sendo eles: turbina Pelton (de ação) e turbinas Francis e Kaplan (de reação). No que se refere ao projeto de uma turbina, dois aspectos primordiais devem ser analisados: a altura da queda d'água (em metros) e a vazão (em m^3/s). Todas as perdas envolvidas devem ser levadas em consideração. A partir desses dois parâmetros é possível, através do catálogo do fabricante, identificar a melhor opção. Para compreendermos as características de cada turbina, a seguir explicitaremos detalhes sobre as turbinas Pelton, Francis e Kaplan.



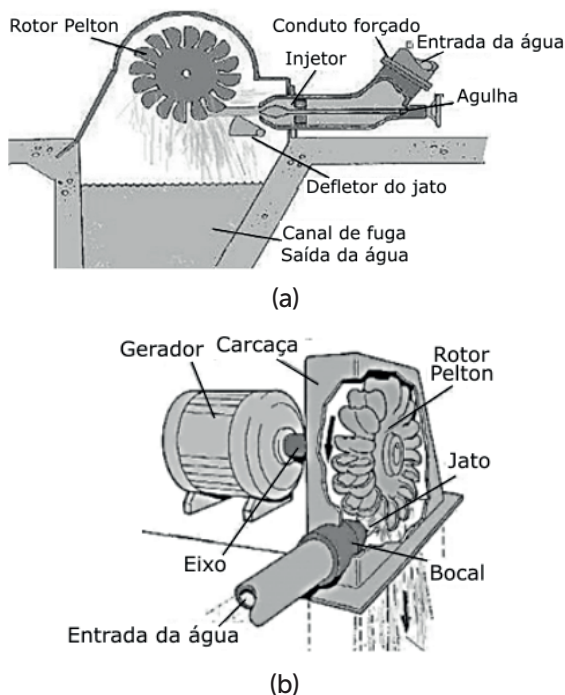
Pesquise mais

Os cálculos de potência gerada e energia produzida podem ser mais aprofundados em Reis (2011, p. 109-110). Disponível em: <<https://integrada.minhabiblioteca.com.br/books/9788520443088/pageid/132>>. Acesso em: 11 jul. 2017.

Turbina Pelton

A turbina Pelton é uma turbina de ação, também chamada de turbina de jato livre, porque o torque rotacional é gerado pela ação de um jato que atinge efetivamente as pás do rotor. A principal característica desse tipo de turbina é a alta velocidade do jato na saída do bocal, que, dependendo da queda, atinge valores de 150 a 180 m/s. A Figura 2.6 ilustra duas vistas de uma turbina Pelton com eixo horizontal.

Figura 2.6 | Desenhos ilustrativos em (a) e (b) de uma turbina Pelton com eixo horizontal



Fonte: adaptada de Mello (2015).

As turbinas Pelton são consideradas para alturas superiores a 150 m e inferiores a 2000 m, a fim de se aumentar o seu desempenho. Para alturas menores que 150 m, todavia, tipicamente são utilizadas turbinas do tipo Francis, que serão apresentadas mais adiante.

Para aplicações de porte mini e micro, todavia, aplicações para quedas com menos de 20 m ainda são possíveis. Nesses casos, todavia, um cenário desafiador surge quando há grande vazão e baixa queda d'água, pois, para atender a essas restrições o rotor deverá ser muito grande para a potência de saída desejada. Para contornar esse desafio, portanto, existem duas soluções possíveis: (i) aumentar o número de jatos ou (ii) utilizar rotores gêmeos. No primeiro caso, o uso de dois ou mais jatos permite reduzir o diâmetro do rotor para uma mesma vazão. No segundo caso, todavia, dois rotores idênticos são utilizados em paralelo sobre o mesmo eixo do gerador (esta opção só é utilizada quando aumentar o número de jatos). Por fim, uma última alternativa seria bifurcar uma única tubulação principal o mais próximo da turbina possível e instalar dois grupos de turbinas hidráulica-gerador elétrico independentes.

No Brasil há várias centrais hidrelétricas do tipo Pelton, todavia destacam-se as aplicações em pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). No que se refere aos médios ou grandes empreendimentos, o número é bem menor quando se compara com a Francis ou com a Kaplan (mais tradicionais).

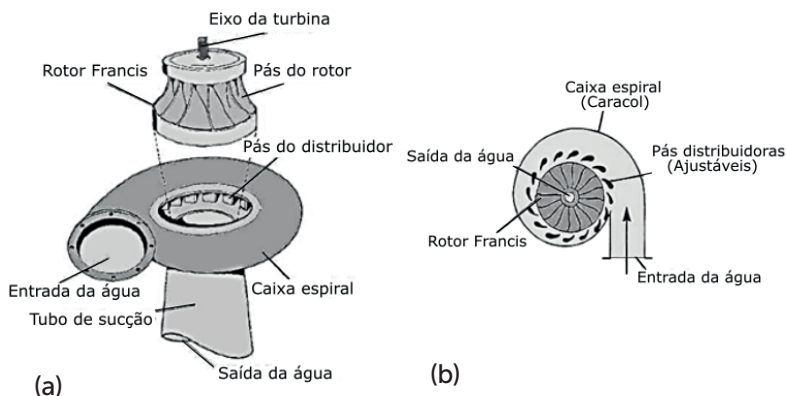
Turbina Francis

A turbina Francis é uma turbina de reação que opera da seguinte forma: a água entra no rotor pela periferia e, por diferença de pressão entre os lados do rotor, o movimento de rotação das pás ocorre. As pás do rotor são projetadas de uma maneira complexa (perfiladas) em uma caixa espiral que distribui a água ao redor do rotor.

As turbinas Francis são comumente encontradas em grandes empreendimentos (inclusive no Brasil), de modo que, nesses casos, valores tão elevados quanto potências nominais unitárias de 750 MW podem ser obtidas. Tudo isso só é possível graças ao rendimento que chega a atingir patamares superiores a 92% (para grandes máquinas), tendo sua aplicação bastante flexível no que se refere à altura de queda d'água, adaptando-se tanto para locais de baixa queda quanto de elevada queda (ANEEL, 2017).

Referente a aspectos construtivos dessa turbina, existem turbinas Francis tanto com eixo horizontal quanto com eixo vertical. Vale ressaltar que as turbinas com eixo horizontal são tipicamente utilizadas em pequeno porte por questões construtivas da necessidade, ou não, de mancais de deslizamentos radiais e mancais guias. A Figura 2.7 ilustra duas vistas de uma turbina Francis com eixo vertical.

Figura 2.7 | Desenhos ilustrativos em (a) e (b) de uma turbina Francis com eixo vertical



Fonte: adaptada de Mello (2005).

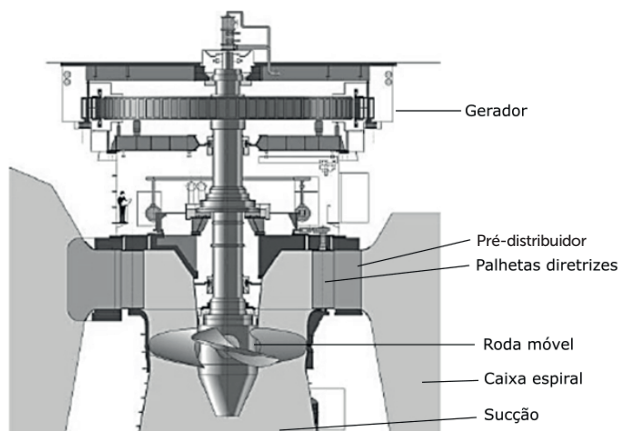
Na Figura 2.7 é possível observar que a água provém da entrada da água, circula pela caixa espiral, transfere parte de sua energia para o rotor, e deixa a turbina pelo tubo de sucção. As turbinas Francis modernas sempre possuem a função de ajuste das pás diretrizes, também chamadas de pás distribuidoras, e o seu ajuste, comandado pelo conjunto regulador, permite o controle da vazão de água que passa dentro da turbina.

A turbina Francis é uma das mais difundidas e utilizadas no Brasil, tanto para grandes quanto para pequenas, mini e microcentrais hidrelétricas. Um dos únicos inconvenientes dessa turbina é que a curva de rendimento varia bastante com a vazão.

Turbina Kaplan

São adequadas para operar entre quedas de 10 m até 70 m (ANEEL, 2017). A única diferença entre as turbinas Kaplan e Francis é o rotor. Na Kaplan, o rotor se assemelha à hélice propulsora de um navio, contendo, tipicamente, de duas a seis pás móveis. Para controle de vazão, a variação do ângulo de inclinação das pás é realizada por um sistema de êmbolo e manivelas construído no interior do rotor. O acionamento das pás é acoplado ao das palhetas do distribuidor, de modo que, para uma determinada abertura do distribuidor, um determinado valor de inclinação das pás do rotor é obtido. As turbinas Kaplan também apresentam uma curva de rendimento "plana" garantindo bom rendimento em uma ampla faixa de operação.

Figura 2.8 | Desenho ilustrativo de uma turbina Kaplan



Fonte: adaptada de Voith (2005).



Exemplificando

As usinas hidroelétricas de Tucuruí (na cidade de Tucuruí/PA) e Itaipu (na cidade de Foz do Iguaçu/PR) são exemplos de centrais com turbina Francis, a usina de Três Marias (na cidade de Três Marias/MG) com turbina Kaplan e a usina de Henry Borden (na Serra do Mar, em Cubatão/SP) com turbina Pelton.

Características da operação de geradores elétricos

A produção de energia elétrica pode ser limitada dependendo da finalidade da água além da geração de eletricidade, tais como: suprimento de água para comunidades, irrigação, navegação, recreação etc. Considerando-se as centrais hidrelétricas, portanto, o planejamento da expansão dos SEPs precisa ser adaptado aos diversos usos da água. Ao contrário das centrais termelétricas, as hidrelétricas apresentam incertezas para o fornecimento de energia e para a capacidade de suprir a demanda na ponta, pois dependem das propriedades aleatórias das vazões naturais dos rios. Para sistemas de potência em que as centrais hidrelétricas desempenham um papel importante, os efeitos aleatórios e estocásticos das vazões devem ser estudados com cuidado. A geração anual é limitada pela quantidade de água captada anualmente e pelo tamanho do reservatório (se existir); ao contrário das centrais termelétricas cuja geração anual é primordialmente determinada pelas possíveis horas anuais de operação da central.

A eficiência das usinas hidrelétricas dentro de SEPs pode ser melhorada de três maneiras, basicamente, e elas são: aumento da potência de ponta, ou seja, recapacitando as centrais já existentes; aumento da produção total de energia, ou seja, ampliando a vazão tanto por meio de um melhor gerenciamento da bacia em questão quanto pelo aumento do tamanho do reservatório (aumentar a altura das barragens já existentes); e/ou construção de novas usinas como forma de expandir os sistemas de geração.



Refleta

Para construção e operação de várias centrais hidrelétricas num mesmo rio, é necessário levar em conta o planejamento integrado de recursos hídricos da bacia hidrográfica. Como deve ser feito o planejamento de operação de modo a gerar a maior quantidade de energia possível e manter a segurança energética?

Sem medo de errar

Retomando a proposta no *Diálogo aberto*, em que você é o gestor técnico responsável por dar continuidade ao seu relatório de Balanço Energético Nacional (BEN); nesta etapa você deverá produzir mais uma seção do seu relatório, analisando preditivamente qual será o papel das centrais hidrelétricas no cenário futuro brasileiro em que se considere a possibilidade de a matriz elétrica nacional se modificar com a introdução de energias renováveis na forma de geração distribuída (fonte de energia intermitente e não despachável). Como você organizaria seu relatório? Uma sugestão é organizá-lo da seguinte forma: (1) a importância das centrais hidrelétricas na matriz elétrica nacional nas próximas décadas; (2) os desafios que surgirão caso as fontes hidráulicas deixem de ser predominantes na matriz elétrica nacional; e (3) o que os impactos no setor elétrico, resultados da redução da participação das centrais hidráulicas, causariam na segurança energética brasileira.

A evolução do setor elétrico ao longo dos anos, especialmente no que concerne à geração de energia elétrica, prioriza substituir primeiramente as fontes de energia com altos índices de emissão de gases poluentes por outras fontes limpas e renováveis. Nesse cenário, as fontes hidráulicas se destacam em duas vertentes. De um lado (ambiental), a energia hidráulica se configura como uma forma de energia limpa e renovável porque praticamente não emite gases de efeito estufa (conforme Seção 1 desta unidade). De outro lado (operacional), as centrais hidrelétricas, por meio das usinas à fio d'água, das com reservatório de acumulação (principalmente), e das reversíveis, são capazes de atuar como geradores despacháveis, ou seja, que controlam (por meio das comportas e do reservatório) o montante de água que passará pelas turbinas e, conseqüentemente, o quanto de energia elétrica que será produzido ao longo do dia. Esse fator é importantíssimo para garantir que não haja desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica (aumento da segurança energética). Assim, a importância das centrais hidrelétricas em um cenário de 10 ou 20 anos deve ser mantida como a fonte dominante na matriz elétrica nacional.

Em uma nova ótica e, seguindo essa tendência de priorizar projetos que minimizem os impactos ambientais, as construções de novas usinas hidrelétricas devem ser reduzidas para as próximas décadas. Os

impactos ambientais e sociais decorrentes da construção de novos empreendimentos são irreversíveis. Vale ressaltar que, nesse cenário de criação de tendências, o principal fator que decide a construção ou não de uma hidrelétrica é político-econômico.

Considerando o caso, todavia, em que as fontes hidráulicas deixassem de ser predominantes na matriz elétrica brasileira mediante a adoção massiva de geração distribuída, em especial a solar fotovoltaica e a eólica, e que realmente houvesse uma maior diversificação dessa matriz, sérios desafios, principalmente para a operação dos SEPs, existiriam.

A flexibilidade que os reservatórios de água e as comportas oferecem para o sistema de geração de energia elétrica como um todo viabiliza, por meio de reguladores de velocidade e reguladores de tensão, realizar a manutenção da frequência de operação (60 Hz, no Brasil) e dos níveis de tensão dentro dos valores predeterminados em legislação/padronização. Em um cenário de altos níveis de incertezas na oferta de eletricidade (decorrente da intermitência da irradiação solar e das velocidades dos ventos), todavia, estressaria os reguladores de velocidade e os reguladores de tensão de centrais hidrelétricas a fim de que tensão e frequência pudessem ser mantidas dentro dos limites e, possivelmente, existiriam casos (com maior frequência) em que esses reguladores não seriam capazes, em sua habilidade de controle, de realizar a compensação de excesso, ou de falta, de oferta com a mesma agilidade que a mudança de sol e de vento ao longo do dia, podendo haver, inclusive, *blackouts*.

Para contornar essa limitação, as centrais termelétricas continuariam sendo importantes na matriz energética brasileira, pois, como será estudado na Seção 2.3 desta unidade, reforçam a segurança energética nacional porque também são formas de geração despacháveis, e também possuem em sua composição reguladores de velocidade e de tensão.

Caro gestor, você consideraria algum outro aspecto que você considera relevante no preenchimento de seu relatório?

Com a apresentação de sua análise, seguindo os aspectos abordados anteriormente, você será capaz de concluir com sucesso essa etapa do seu relatório. Bom trabalho!

A Usina Hidrelétrica de Belo Monte

Descrição da situação-problema

Um fato recente nesse contexto de centrais hidrelétricas foi a construção, no curso do rio Xingu, da Usina Hidrelétrica de Belo Monte. Esse fato vai contra a proposta defendida no *Sem medo de errar*, pois estimula a geração hidráulica em detrimento de outras formas de diversificação da matriz energética. Tomando isso como premissa, portanto, no que diz respeito à questão ambiental e à questão energética, muito há o que se discutir. De um lado, as populações tradicionais e indígenas, bem como ativistas e grupos ambientalistas, questionavam os impactos da construção dessa usina; de outro, o governo e outros ativistas, defendiam a sua construção em prol do aumento da produção de energia no país e um maior suporte para encarar uma possível crise energética. Uma vez concluída, Belo Monte se tornará a maior usina hidrelétrica brasileira, atrás apenas de Itaipu, que é binacional, e a terceira maior do mundo, segundo dados do Governo Federal (PENA, 2014). Caro aluno, supondo o cenário que você, como engenheiro, pode tanto priorizar a defesa do meio ambiente em detrimento da construção dessa usina quanto priorizar a construção da usina em detrimento de seus impactos socioambientais, elabore uma dissertação que será levada para debate junto aos órgãos competentes locais, e que você apresente os prós e contras ao se construir a hidrelétrica de Belo Monte.

Resolução da situação-problema

Analisando os impactos ambientais e sociais causados pela construção de Belo Monte, é fato que as construções e as barragens afetam tanto índios como ribeirinhos que viviam naquelas localidades. Cerca de 100 km do trecho do rio Xingu tem sua vazão reduzida e podem até secar, segundo estimativas. Outra preocupação decorre da preservação da fauna e flora nativa, visto que parte delas está ou sendo destruída na construção da infraestrutura ou sendo inundada pela barragem (PENA, 2014). Vale ressaltar que, geralmente, obras desse porte causam danos irreversíveis à natureza.

Comunidades tradicionais, também preocupadas com o meio ambiente, terão suas vidas profundamente alteradas na região. A

barragem deverá interromper a navegação das populações afetadas nesse trecho, além de contribuir para a formação de lagos que, conseqüentemente, poderão contribuir para a difusão de doenças, principalmente devido à água parada (PENA, 2014).

No entanto, os benefícios ao Sistema Interligado Nacional (SIN) são importantíssimos considerando que a usina terá capacidade nominal de 11 GW e, em média, deverá produzir 10% do consumo nacional. Isto, associado às projeções de crescimento de demanda de energia no Brasil, poder fazer desse empreendimento um “mal necessário” para garantir a segurança energética nacional e, assim, evitar possíveis *blackouts* no futuro.

Caro engenheiro, portanto, que outros argumentos você incluiria nesse debate? Em sua dissertação, você apoiará ou não a construção da usina?

Faça valer a pena

1. Centrais hidrelétricas são elementos constituintes dos sistemas de geração de energia elétrica que produzem energia elétrica por meio do acionamento de um conjunto turbina hidráulica – gerador elétrico, sendo o combustível a água. Nesse conjunto turbina hidráulica – gerador elétrico, a turbina realiza a transformação da energia hidráulica em mecânica pela passagem da água ao impulsionar um conjunto de pás, enquanto o gerador (cujo rotor é acoplado mecanicamente com a turbina) tem a função de transformar essa energia mecânica em energia elétrica. Tipicamente, geradores síncronos são utilizados nesses casos porque os sistemas elétricos de potência (SEPs) devem operar com frequência fixa (constante) e tensão nominal. Para controlar a potência elétrica do conjunto, alguns dispositivos são utilizados.

Com base no texto acima, assinale a alternativa correta a respeito do dispositivo de controle de frequência.

- a) Reguladores de tensão.
- b) Reguladores de velocidade.
- c) Reguladores de corrente.
- d) Reguladores de impedância.
- e) Reguladores de potência.

2. As usinas hidrelétricas são comumente classificadas de acordo com o uso das vazões naturais, a potência, a queda d'água, a forma de captação de água e a função que exerce no sistema. Dentre essas funções, existem aquelas que têm um reservatório de tamanho suficiente para acumular água na época das chuvas para uso na época de estiagem, outras que

pouco têm, ou mesmo não têm um reservatório e, por fim, aquelas que possuem um reservatório, mas que bombeiam água para que tenham "combustível" assim que desejar.

Considerando esse contexto e as classificações de usinas quanto ao uso das vazões naturais, é possível afirmar que, tipicamente, as _____ fundamentalmente têm operação _____.

No que se refere à classificação das centrais hidrelétricas, assinale a alternativa que corretamente preenche as lacunas.

- a) Centrais reversíveis, na base do perfil de carga.
- b) Centrais com acumulação, flutuante.
- c) Centrais a fio d'água, na base do perfil de carga.
- d) Centrais reversíveis, na ponta do perfil de carga.
- e) Centrais a fio d'água, na ponta do perfil de carga.

3. As turbinas hidráulicas, basicamente, são subdivididas em dois tipos: as de ação e as de reação. Uma turbina é de ação quando o jato de água que percorre o rotor da turbina efetivamente o impulsiona, sendo as pressões de entrada e de saída iguais. Com base nessa premissa, turbinas de ação não funcionam imersas na água (somente ao ar livre). Uma turbina é de reação quando o jato de água que percorre o rotor da turbina não o impulsiona efetivamente, sendo a pressão de saída inferior à de entrada.

Nesse contexto, assinale a alternativa que corretamente ordena uma turbina de ação e uma turbina de reação, sendo esta comumente utilizada apenas em baixas quedas d'água.

- a) Turbinas Pelton e Francis.
- b) Turbina Francis e Kaplan.
- c) Turbina Kaplan e Pelton.
- d) Turbina Pelton e Kaplan.
- e) Turbina Francis e Pelton.

Seção 2.3

Centrais termelétricas

Diálogo aberto

Caro aluno, lembre-se de que estudamos anteriormente as centrais hidrelétricas, que são a principal forma de geração de energia no Brasil. Nesta seção daremos prosseguimento ao nosso estudo apresentando as centrais termelétricas que, como já sabemos, são a segunda forma de geração predominante na matriz elétrica nacional e, ao redor do mundo, são predominante, considerando que muitos países não têm potencial para explorar a energia hidráulica, por exemplo.

As centrais termelétricas operam pela queima de combustíveis. Estes produzem vapor (ou gás) para gerar torque rotacional em uma turbina que, acoplada a um gerador, produz eletricidade. Nesta seção você será introduzido aos principais componentes e tipos de centrais termelétricas, os combustíveis comumente utilizados e os impactos ambientais causados por esses empreendimentos. Neste último item, não perca de vista que as usinas termelétricas são os maiores vilões da matriz elétrica mundial no que se refere à emissão de gases de efeito estufa, mas ainda são necessárias para garantir a segurança energética de uma nação.

Nesse contexto, portanto, vamos retomar o cenário em que você é um gestor da EPE e que você é o encarregado por produzir algumas seções do relatório de Balanço Energético Nacional (BEN). Nesta etapa, a última, você deverá concluir o seu relatório a respeito do papel das centrais termelétricas na matriz elétrica nacional.

Em sua análise, você ponderou até então a importância das centrais termelétricas na matriz energética brasileira, principalmente no que se refere à segurança energética nacional. Além disso, os impactos ambientais e as emissões de gases de efeito estufa provenientes da queima de combustíveis fósseis praticadas durante as etapas de transformação da energia térmica em energia elétrica nessas usinas são fatores a serem analisados em seu relatório.

Para cumprir essa tarefa, não deixe de responder aos seguintes questionamentos:

- Diante da conjuntura nacional prevista para os próximos 20 anos de aumento de demanda por energia elétrica, qual sua projeção para o futuro das usinas termelétricas na matriz energética nacional?
- Que fatores você entende como preponderantes para uma maior/menor adoção de centrais termelétricas?

Caro gestor, você está preparado para concluir o seu relatório? Aprenda as informações que serão apresentadas nesta seção, pois são de vital importância para a sua formação e contribuirão para torná-lo um engenheiro capacitado a realizar uma análise crítica entre diferentes tipos de formas de geração de energia elétrica.

Esperamos que você esteja animado para conhecer os novos conhecimentos que você está para adquirir!

Desde já, então, desejamos uma boa jornada nos estudos!

Não pode faltar

As centrais termelétricas, essencialmente, produzem energia elétrica por meio da conversão de energia térmica em energia mecânica, para, por fim, haver eletricidade sendo gerada. Essa energia térmica é transformada em mecânica por meio do uso de um fluido que, quando aquecido, expande e realiza trabalho em turbinas térmicas.

Na prática, a queima de um combustível gera calor para transformar um líquido em vapor (ou gás) em uma caldeira. O vapor (ou gás) se expande (ou seja, há redução da pressão) na turbina a vapor (ou a gás), produz torque ao eixo de uma turbina mecanicamente acoplada a um gerador elétrico, concretizando a conversão da energia mecânica em energia elétrica. O processo segue com o vapor (ou gás) na saída da turbina, sendo direcionado para dentro de um condensador de modo que o calor possa ser removido, obtendo um estado líquido novamente e, assim, recomeçando o ciclo com o bombeamento desse líquido mais uma vez à caldeira.

A produção da energia térmica pode se dar pela transformação da energia química dos combustíveis, por meio do processo da combustão, ou da energia nuclear dos combustíveis radioativos, com a fissão nuclear. Centrais com geração baseada em combustão são denominadas de centrais termelétricas. Centrais com geração baseada em fissão nuclear são denominadas centrais nucleares. Assim, tem-

se que as centrais termelétricas (convencionais) são classificadas de acordo com o método de combustão utilizado (REIS, 2011):

(i) Combustão interna: ocorre principalmente em turbinas a gás e em motores diesel (máquinas térmicas a pistão, de modo geral) de modo que o combustível entre em contato com o fluido de trabalho. A combustão ocorre na mistura ar-combustível.

(ii) Combustão externa: ocorre principalmente em turbinas a vapor de modo que o combustível não entre em contato com o fluido de trabalho. Nesta, o combustível aquece o fluido de trabalho (em geral a água) em uma caldeira para produzir vapor. Essa transformação de líquido para vapor causa uma expansão do fluido no interior de uma turbina para produzir torque mecânico.

Além disso, ressalta-se que as máquinas térmicas operam ciclicamente. Quando o fluido de trabalho não passa por um ciclo termodinâmico, embora passe por um mecânico, tem-se uma operação em ciclo aberto em que o estado termodinâmico inicial é diferente do final. Entretanto, quando o fluido de trabalho sofre uma série de processos, mas retorna ao estado inicial, tem-se uma operação em ciclo fechado (GUILHERME, 2017).

A grande diversidade da geração termelétrica está principalmente nos combustíveis utilizados, que compreendem uma variada gama de recursos energéticos primários não renováveis e renováveis. A maioria dos combustíveis fósseis (derivados do petróleo, carvão mineral, gás natural), assim como os nucleares (elementos radioativos: urânio, tório, plutônio etc.) é classificada como fonte primária não renovável, devido ao tempo para reposição pela natureza. Outros são classificados como fontes renováveis, como a biomassa advinda de plantações manejadas (florestas energéticas e o bagaço de cana-de-açúcar, por exemplo), porque são repostos pela natureza em "pouco" tempo (REIS, 2011).

Neste cenário, os principais combustíveis aplicados nas centrais a vapor são o óleo, o carvão, a biomassa (madeira, bagaço de cana, lixo etc.) e derivados de petróleo. Os principais combustíveis usados nas máquinas térmicas a gás são o gás natural e o óleo diesel. No caso da central nuclear, o urânio enriquecido se destaca. As centrais a vapor, a gás e nucleares formam os grandes grupos de centrais termelétricas.

No quesito emissão de gases de efeito estufa, derivados do petróleo e carvão mineral se destacam como os maiores poluidores.

A Tabela 2.3 apresenta qualitativamente e de maneira sucinta os principais impactos causados principalmente pela queima desses dois combustíveis.

Tabela 2.3 | Impactos ambientais de centrais termelétricas

Efluentes aéreos	Dióxido de carbono (CO ₂), óxido de enxofre (SO), cinzas (material particulado), óxidos de nitrogênio (NOx), Monóxido de carbono e hidrocarbonetos.
Efluentes líquidos	Sistema de Refrigeração (elevação de temperatura do efluente final em relação ao captado pode afetar a fauna e a flora local); Sistema de Tratamento da Água (produtos químicos poluidores do lençol freático são utilizados para desmineralizar a água utilizada para produção de vapor); Líquidos para Limpeza de Equipamentos (retira depósitos incrustados que dificultam as trocas de calor).
Efluentes sólidos	Cinzas e poeiras.

Fonte: adaptada de Reis (2011, p. 179-184).

Quanto às usinas nucleares, os impactos ambientais se destacam principalmente quanto à contaminação pelos rejeitos radioativos que permanecem nocivos por milhares de anos. Sendo assim, os riscos maiores estão no descarte desses rejeitos, que devem ser armazenados em recipientes de chumbo ou concreto e monitorados constantemente, e também na contaminação derivada de acidentes e vazamentos, tais como em Chernobyl (1986) e Fukushima (2011).



Assimile

As centrais termelétricas, de maneira geral, causam diversos impactos ambientais, principalmente porque operam por meio da queima de combustíveis, em sua maioria derivados de petróleo ou carvão mineral.

No quesito das etapas de transformação dos fluidos (entre estado líquido e gasoso, ou vapor), princípios de transformações isotérmicas, isobáricas e adiabáticas devem ser (re)visitados.



Pesquise mais

De acordo com os princípios da Termodinâmica, há várias formas de realizar transformações gasosas. Em uma transformação **isotérmica**, a temperatura (T) permanece constante havendo variação na pressão (P) e

no volume (V). Em uma transformação **isobárica** P é constante havendo uma variação diretamente proporcional entre V e T . Em uma expansão **adiabática** quando V aumenta, P e T diminuem e, em uma contração **adiabática**, quando V diminui, P e T aumentam. Uma característica das transformações adiabáticas é que não há trocas de calor com o meio externo ($Q = 0$). Para mais informações, consulte capítulos 18, 19 e 20 de Halliday, Walker e Resnick (2012).

No quesito de geração de potência e de energia por centrais termelétricas, um sistema térmico ideal (sem perdas) produz energia de acordo com a seguinte expressão: $P = m(h_1 - h_2)$, sendo P a potência disponível (em kW), m a massa de fluido sendo transformado ao longo do tempo (em kg/seg), e h a entalpia específica do fluido (em kJ/kg), de modo que h_1 e h_2 são as entalpias na entrada e na saída da máquina, respectivamente. Para um sistema térmico real (com perdas): $P = \eta m(h_1 - h_2)$, sendo η o rendimento da máquina.



Assimile

Na prática, as variáveis usualmente medidas para quantificar a geração de potência e de energia por centrais termelétricas são a pressão (P) e a temperatura (T).

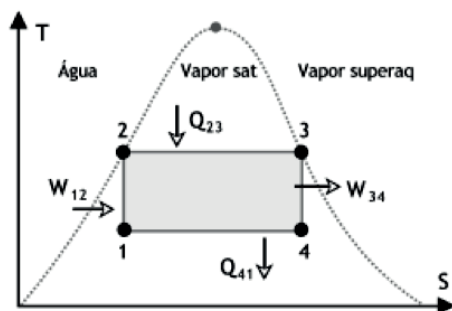
Principais tipos de Centrais Termelétricas e princípios de funcionamento

Nesse cenário, portanto, os principais tipos de centrais termelétricas de interesse nesse material serão apresentados, sendo eles: as centrais a vapor não nucleares e nucleares, as centrais a gás e as centrais a diesel.

a) Centrais a vapor (não nucleares): são caracterizadas por operarem tanto em ciclo aberto quanto em ciclo fechado. Para a operação em ciclo aberto, somente o vapor é utilizado no processo. Em ciclos fechados, utiliza-se um ou mais fluidos em ciclos superpostos.

O ciclo teórico de funcionamento das termelétricas a vapor baseia-se no ciclo de Carnot (conforme Figura 2.9).

Figura 2.9 | Ciclo de Carnot



Fonte: MSPC (2008).



Pesquise mais

Mais detalhes a respeito da máquina de Carnot podem ser consultados em MSPC (2008a). Disponível em: <<http://www.mspc.eng.br/termo/termo0510.shtml>>. Acesso em: 11 jul. 2017.

Da Figura 2.9, temos que Q e W correspondem, respectivamente, ao calor cedido e ao trabalho realizado e, considerando $T_Q = T_2 = T_3$ (temperatura da fonte quente) e $T_F = T_4 = T_1$ (temperatura da fonte fria), temos a eficiência do processo como: $\eta = 1 - \frac{T_F}{T_Q}$. O ciclo de Carnot, entretanto, é uma situação ideal. Processos reais não são isotérmicos ou adiabáticos perfeitos.

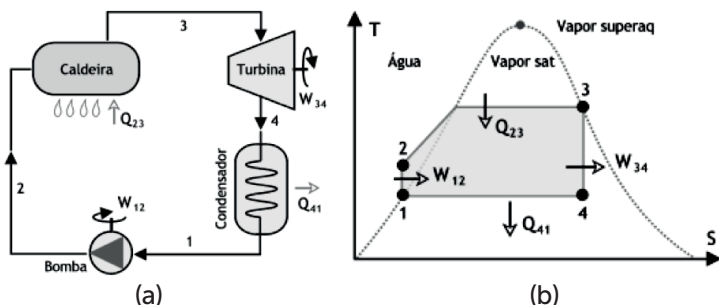


Reflita

Os trechos 3-4 e 1-2 do ciclo de Carnot mostram que água e vapor estariam presentes simultaneamente tanto na turbina quanto na bomba, reduzindo, portanto, a vida útil e a eficiência mecânica do processo. Sendo assim, será que a eficiência dessa máquina seria das melhores, considerando que há pequenas diferenças de temperatura na região de vapor saturado?

Na prática, todavia, o princípio de funcionamento baseia-se no **ciclo de Rankine**. Vale ressaltar que, fazendo uma analogia do ciclo de Carnot, será apresentado a seguir o esquema de funcionamento de termelétricas a vapor sem e com superaquecimento do vapor, conforme Figuras 2.10 e 2.11, respectivamente.

Figura 2.10 | (a) Esquemático de termelétrica a vapor sem superaquecimento e respectivo (b) Diagrama Temperatura (T) x Entropia (S) no Ciclo de Rankine



Fonte: MSPC (2008).

Da Figura 2.10 é possível observar que a modificação básica em relação ao ciclo ideal de Carnot do tópico anterior é o deslocamento do final da condensação (ponto 1) para a linha de equilíbrio água/vapor. Nessa hipótese a bomba trabalha apenas com líquido (o que é positivo em termos operacionais), embora a turbina continue operando com água e vapor (não desejável). Em suma:

Ciclo de Rankine sem superaquecimento do vapor:

1-2: Bombeamento adiabático reversível ($dQ = 0$).

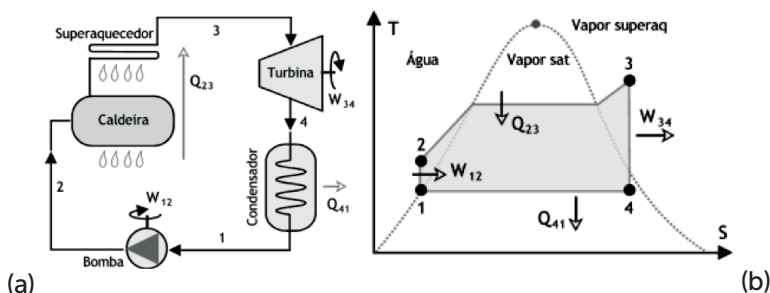
2-3: Troca de calor à pressão constante na caldeira.

3-4: Expansão adiabática reversível, na turbina ($dQ = 0$).

4-1: Troca de calor à pressão constante no condensador.

Uma forma possível de aumentar a eficiência do processo é aumentar T_3 , deslocando também o T_4 mais à direita, reduzindo assim o teor de água no processo. Para tal, instalar um dispositivo de superaquecimento na saída da caldeira é a alternativa. Assim, as termelétricas a vapor com superaquecimento propostas e mostradas na Figura 2.11.

Figura 2.11 | (a) Esquemático de termelétrica a vapor com superaquecimento e respectivo (b) Diagrama Temperatura (T) x Entropia (S) no Ciclo de Rankine



Fonte: MSPC (2008).

Ciclo de Rankine com superaquecimento do vapor:

1-2: Trabalho consumido pela bomba (ideal), sendo $w_{12} = h_1 - h_2$.

2-3: Calor fornecido pela caldeira, sendo $Q_{23} = h_3 - h_2$.

3-4: Trabalho fornecido pela turbina (ideal), sendo $w_{34} = h_3 - h_4$.

4-1: Calor cedido pelo condensador, sendo $Q_{41} = h_1 - h_4$.

$$\text{Eficiência do ciclo: } \eta = \frac{(w_{34} + w_{12})}{Q_{23}} = \frac{(h_3 - h_4) + (h_1 - h_2)}{(h_3 - h_2)}$$

Os estudos mostrados anteriormente ainda são ideais porque não consideraram: perdas na tubulação e no condensador por atrito e transferência de calor para o meio que os envolvem; perdas de carga na caldeira; e perdas na turbina e na bomba devido ao rendimento desses elementos.

b) Centrais a vapor (nucleares): as tecnologias utilizadas em reatores modernos são bastante seguras e confiáveis. As tecnologias de reatores nucleares consideradas neste livro didático (as mais comuns), portanto, são apresentadas a seguir:

(i) Reatores a água leve (LWR – *Light Water Reactor*): são aplicados a mais de 75% de todas as usinas nucleares em operação no mundo, por se tratarem de uma tecnologia bem econômica. Sendo assim, as PWR (*Pressurized Water Reactor*) surgiram como um aperfeiçoamento das LWR, pois fazem uso de técnicas que possibilitam produzir mais potência elétrica por unidade de reator (uma PWR produz 1400 MWe por unidade de reator, enquanto uma LWR apenas 900 MWe).

(ii) Reatores a água pesada (HWR – *Heavy Water Reactor*): são aplicados a aproximadamente 8% das usinas ao redor do mundo. Trata-se também de um reator econômico e possui uma base regulatória e de infraestrutura muito bem estabelecida em países como Canadá, Argentina e Índia. Reatores a tubos de pressão e a vasos de pressão surgiram como variantes (adaptações) das HWR. As usinas HWR são limitadas a produzir até 900 MWe por unidade de reator, sendo que o seu tamanho físico é o principal limitador do aumento dessa capacidade.

(iii) Reatores super-regenerados rápidos (*Fast Breeder Reactors*) ou reatores refrigerados a metal líquido: é uma tecnologia que não se destaca tanto, principalmente por causa da crescente disponibilidade de urânio a custos competitivos. Todavia, essa tecnologia merece destaque dentre as nucleares porque ela possui um rendimento

bastante acima das demais formas que fazem uso de urânio para produção de energia elétrica.



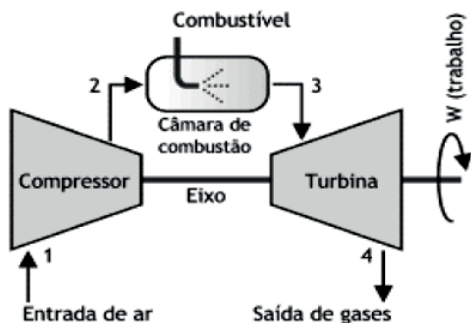
Exemplificando

Na usina nuclear de Angra dos Reis (Angra I) foi utilizado um reator nuclear com as seguintes características: refrigerado e moderado a água leve pressurizada (PWR); pastilhas de urânio enriquecidas a 3% são o combustível; 1876 MW de potência térmica; gerador turbo de 1800 rpm e 857 MW de capacidade instalada; e seu condensador usa água do mar em circuito aberto.

c) Centrais a gás: esse tipo de central trabalha tanto em circuito aberto como em circuito fechado. Nesse cenário, há dois tipos de turbina a gás, sendo eles: **Turbinas aeroderivativas** (circuito aberto): são compactas e de peso reduzido, sendo indicadas para operação de pico ou regime de emergência (são baseadas em turbinas de aviões); e **Turbinas industriais** (circuito fechado): são muito resistentes e robustas, sendo indicadas para operação na base.

As turbinas a gás, de modo geral, ainda possuem uma série de desafios tecnológicos, tais como: altas temperaturas são necessárias para um rendimento razoável; há uma limitação de potência devido a um excessivo número de estágios do turbocompressor; só mais recentemente se melhorou o rendimento dos turbo compressores (até 85%). Nos casos das turbinas a circuito fechado, essas operam a temperaturas altíssimas (por volta de 1260 °C), superior às turbinas a vapor (cerca de 540 °C). Essas últimas, como foco do nosso estudo, têm seu princípio de funcionamento baseado no **ciclo de Brayton**. A Figura 2.12 ilustra um esquemático de uma central termelétrica a gás.

Figura 2.12 | Esquemático de termelétrica a gás



Da Figura 2.12, tem-se que:

Ciclo de Brayton:

1-2: Compressão adiabática do ar.

2-3: Aquecimento e expansão isobárica do ar na câmara de combustão.

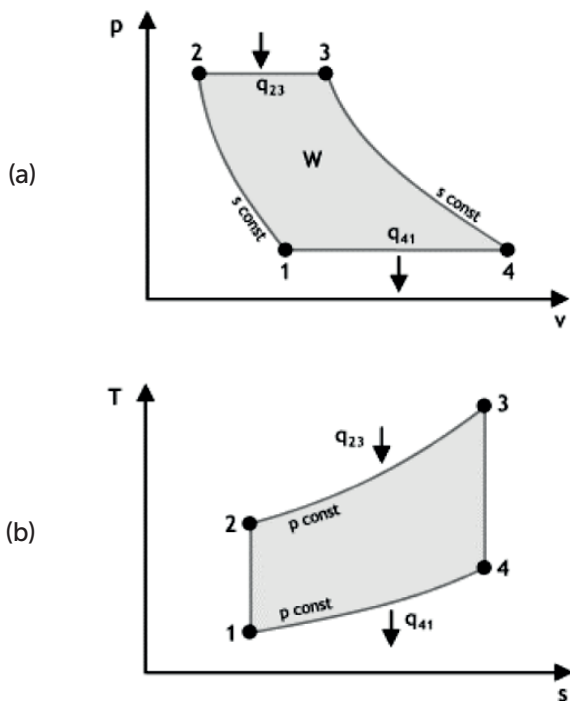
3-4: O ar aquecido movimenta uma turbina num processo adiabático.

4-1: Resfriamento e contração isobárica do ar com o ambiente.

Obs.: Os processos 2-3 e 4-1 ocorrem sob pressão hipoteticamente constante devido a aspectos construtivos da câmara que oferecem pouca resistência ao ar.

Na Figura 2.13 são apresentados os diagramas Pressão (P) x Volume (V) e Temperatura (T) x Entropia (S) para o ciclo de Brayton, facilitando o entendimento da Figura 2.12 e seu processo de funcionamento.

Figura 2.13 | Diagramas (a) Pressão x Volume e (b) Temperatura x Entropia no Ciclo de Brayton



Fonte: MSPC (2007).

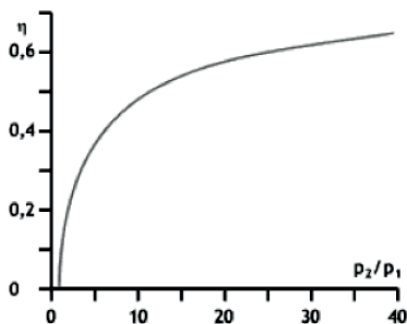
Da Figura 2.13, tem-se que a eficiência do processo pode ser quantificada pela seguinte equação: $\eta = 1 - \frac{T_4}{T_3} = 1 - \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{(k-1)/k}$, sendo $k = \frac{c_p}{c_v}$ a relação de calores específicos a pressão (c_p) e volume (c_v) constantes.



Exemplificando

A Figura 2.14 ilustra como se comporta a eficiência do ciclo de Brayton.

Figura 2.14 | Curva aproximada de eficiência do ciclo de Brayton



Fonte: MSPC (2007).

A Figura 2.14 indica que quanto maior a relação $\frac{P_2}{P_1}$, maior a eficiência. Se, por exemplo, $\frac{P_2}{P_1} \approx 10$, então $\eta \approx 50\%$. Se $\frac{P_2}{P_1} \approx 35$, então $\eta \approx 60\%$.

d) Centrais a diesel: essas centrais são tipicamente utilizadas para fornecer energia para sistemas isolados, que operem isoladamente por determinado período de tempo. Seu uso, portanto, é comum em regiões afastadas de grandes centros de consumo, onde há acesso à geração convencional (ex.: Amazônia, Rondônia etc.), ou em hotéis, hospitais, shoppings, e outros empreendimentos usualmente de grande porte, que fazem uso desses geradores em horas de pico e em caso de emergência (falta de energia por parte da concessionária).

Os valores de potência das centrais a diesel não ultrapassam 40 MW, logo, são limitadas com relação à potência fornecida. Além disso, ruído, vibração, dificuldade de aquisição de peças de reposição e os altos custos do combustível são fatores desvantajosos à sua aplicação. Suas vantagens, por outro lado, referem-se à simplicidade de operação, a facilidade de manutenção e a capacidade de atuar rapidamente em uma eventual entrada de carga.

e) Ciclo combinado: trata-se de um processo que recupera o calor dos gases expelidos da turbina a gás para acionar uma turbina a vapor, incorporando, deste modo, tanto o ciclo de Brayton quanto o ciclo de Rankine. Nesse processo a eficiência global é maior do que quando se consideram apenas os processos de maneira individual. Sendo assim, estima-se que o ciclo combinado tenha uma eficiência de 60%, enquanto que ciclo simples seria de 30% (REIS, 2011).

Sem medo de errar

Retomamos nossa proposta em que você é o gestor técnico da EPE. Nesta etapa você irá produzir a última seção de sua responsabilidade, que constará no relatório final do BEN, analisando qual será o papel das centrais termelétricas na conjuntura nacional prevista para os próximos 20 anos. Vale ressaltar que, em sua análise, não podemos dissociar o fato de que é previsto um aumento de demanda de 4,5% ao ano até 2030, em média.

Nesse cenário, portanto, sugere-se que você explique em seu relatório os seguintes tópicos: (1) a importância das centrais termelétricas na matriz elétrica nacional nas próximas duas décadas; (2) os fatores que serão determinantes para que haja uma maior/menor adoção de centrais termelétricas; e (3) como lidar com os impactos ambientais resultantes dessa forma de geração.

Sabemos que a expansão da matriz elétrica nacional ainda está baseada na filosofia da geração centralizada, ou seja, a construção de mais hidrelétricas e termelétricas deve ser prevista para as próximas décadas. A justificativa disso é pautada, basicamente, em dois quesitos:

- Da operação: como estamos tratando especificamente das termelétricas nesta seção, é importante conhecer o princípio de funcionamento das turbinas termelétricas para compreender os seus benefícios.

Observe que as turbinas termelétricas, para produzir eletricidade, realizam a queima de um combustível para a transformação de energia térmica em mecânica, para, por fim, ter-se a produção de energia elétrica. Note também que a potência útil gerada pelas turbinas depende essencialmente da temperatura e da pressão do fluido que realiza trabalho. Tais variáveis podem ser controladas por um centro de operação, de modo que o montante de energia produzido

pode ser despachado com precisão suficiente a garantir que a quantidade de energia demandada não esteja em descasamento com a ofertada, viabilizando a manutenção da frequência e dos níveis de tensão do sistema como um todo e aumentando a sua estabilidade.

- Do planejamento de expansão: como as centrais termelétricas podem ser acionadas por uma variedade de combustíveis (óleo, biomassa, gás natural, urânio, petróleo, carvão etc.), diferentemente da energia hidráulica, que só opera em períodos em que não há estiagem, a energia termelétrica pode ser aproveitada sob diferentes circunstâncias e independentemente de fatores climáticos, o que adiciona a ela uma característica associada ao aumento da segurança energética nacional.

No entanto, um quesito negativo é o impacto socioambiental causado. Na Europa, EUA e China, por exemplo, regiões do globo terrestre cuja matriz elétrica ainda é predominantemente termelétrica, há uma incidência muito alta de efluentes aéreos (gases de efeito estufa) que prejudicam a qualidade do ar, a saúde dos habitantes, e a camada de ozônio. Os seus efeitos vêm sendo “sentidos” desde a Revolução Industrial e são reconhecidos pela comunidade científica como um dos grandes responsáveis pelas recentes mudanças climáticas e desastres naturais. Por esse motivo, então, profundas transformações vêm ocorrendo no setor elétrico nos últimos anos, principalmente no que se refere à aposentadoria das termelétricas a carvão, e substituição por outras formas de energia limpas e renováveis.

Outro quesito negativo das termelétricas refere-se ao custo do combustível. No Brasil, a energia termelétrica é consideravelmente mais cara que a energia hidráulica; por isso gerenciar adequadamente os recursos energéticos nacionais e diversificar a matriz é de crucial importância. Por fim, no caso das usinas nucleares, recentemente tivemos o desastre nuclear de Fukushima, que acendeu um alerta mundial a respeito do uso das centrais termelétricas que fazem uso de combustível nuclear.

Considerando os quesitos positivos e negativos, estima-se que as centrais termelétricas ainda terão vida por mais algumas décadas na matriz elétrica nacional, de modo que elas continuarão a ser importantes para a segurança energética e para a estabilidade do sistema.

Caro gestor, que outros aspectos você consideraria na finalização do seu relatório?

Com a apresentação da sua análise de acordo com a linha de raciocínio traçada, portanto, você seria capaz de finalizar com sucesso essa etapa do seu relatório. Agora, elabore com as suas palavras o seu relatório completo contemplando todos os aspectos aqui abordados e complementando com o que julgar importante.

Esperamos que você tenha gostado de aprender mais sobre geração de energia elétrica. Bons estudos.

Avançando na prática

Termelétrica a ciclo combinado

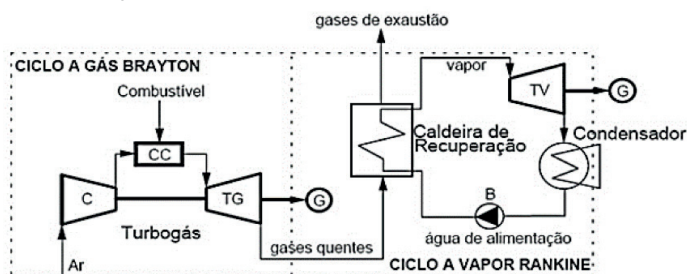
Descrição da situação-problema

Caro aluno, suponha que você é o engenheiro líder de uma equipe, e foi contratado para projetar a obra da maior usina de ciclo combinado do Brasil. Para tal, você tem o dever de apresentar um diagrama esquemático da sua usina de ciclo combinado com os seus respectivos componentes. Caro engenheiro, como você resolveria essa tarefa?

Resolução da situação-problema

Analisando primeiramente a definição de ciclo combinado, tem-se que este se trata de um processo que recupera o calor dos gases expelidos da turbina a gás (ciclo de Brayton) para acionar uma turbina a vapor (ciclo de Rankine). Deste modo, incorporando o diagrama esquemático de ambos os ciclos, Brayton e Rankine, de maneira que o segundo aproveite os gases expelidos pelo primeiro, temos, conforme Figura 2.15, a seguinte configuração:

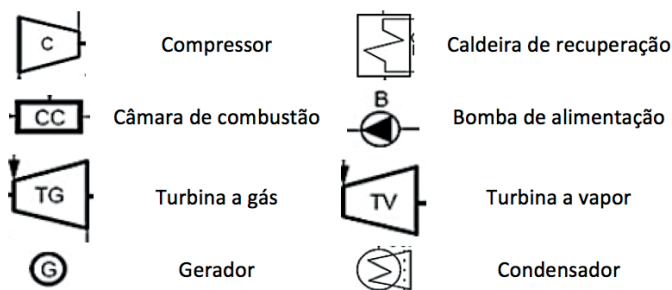
Figura 2.15 | Geração termelétrica a ciclo combinado



Fonte: Reis (2012, p. 28).

Os elementos ilustrados na Figura 2.15 são definidos a seguir:

Quadro 2.1 | Componentes de uma central termelétrica a ciclo combinado



Fonte: adaptado de Reis (2012, p. 28).

Assim, a partir da montagem do diagrama esquemático da sua usina de ciclo combinado, você, engenheiro, finaliza sua tarefa. Sendo assim, você e sua equipe agora são capazes de compreender com clareza como se dará o aproveitamento energético dos gases quentes do ciclo de Brayton para o ciclo de Rankine.

Faça valer a pena

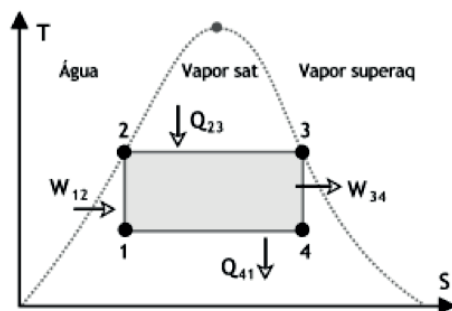
1. A produção da energia térmica pode se dar pela transformação da energia química dos combustíveis, por meio do processo da combustão, ou da energia nuclear dos combustíveis radioativos, com a fissão nuclear. Centrais com geração baseada em combustão são denominadas de centrais termelétricas. Centrais com geração baseada em fissão nuclear são denominadas centrais nucleares.

Nesse cenário, com base nos combustíveis tipicamente utilizados por usinas a gás e a vapor, assinale a afirmativa abaixo que classifica um combustível típico de usinas a gás.

- | | | |
|-------------------|----------------|-------------|
| a) Carvão mineral | c) Óleo diesel | e) Petróleo |
| b) Carvão vegetal | d) Biomassa | |

2. As centrais a vapor podem trabalhar tanto em ciclo aberto como em ciclo fechado. A operação em ciclo aberto é comum quando se pretende utilizar calor (vapor) para o processo. Na operação em ciclo fechado se trabalha com um ou mais fluidos por meio da superposição de ciclos. A figura a seguir ilustra o princípio de funcionamento (ciclo de Rankine) de uma central a vapor sem reaquecimento.

Figura 2.9 | Ciclo de Carnot



Fonte: MSPC (2008).

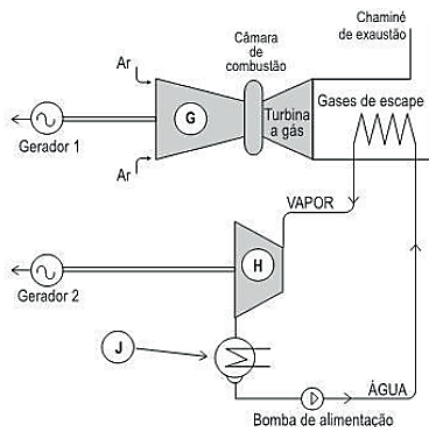
As variáveis Q e W correspondem, respectivamente, ao calor cedido ao vapor e ao trabalho realizado.

De acordo com a figura acima, uma **expansão adiabática** ocorre em qual(is) etapa(s) de funcionamento do ciclo de Rankine?

- a) 1-4 e 2-3.
- b) 1-2 e 3-4.
- c) 3-4.
- d) 1-2.
- e) 2-3.

3. A geração de energia elétrica a partir de usinas termelétricas ganhou espaço no parque gerador brasileiro nos últimos anos. A tecnologia a ciclo combinado, na qual sistemas de geração a gás e vapor operam em conjunto, tem sido empregada nessas usinas. A figura a seguir apresenta um esquema simplificado do princípio de funcionamento de uma usina termelétrica a ciclo combinado.

Figura 2.16 | Usina termelétrica a ciclo combinado



Fonte: Lora e Nascimento (2004, p. 715).

No ciclo de Rankine da Figura 2.15, assuma que $k = 1,4$ e $P_2 = 25 \times P_1$, sendo a eficiência do processo dada por: $\eta = 1 - \frac{T_4}{T_3} = 1 - \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^{(k-1)/k}$, onde $k = \frac{C_p}{C_v}$ é a relação de calores específicos a pressão (C_p) e volume (C_v) constantes.

Com base na figura, assinale a alternativa que corretamente corresponde aos elementos indicados pelas letras G, H e J, e que corretamente determina o valor da eficiência do processo no ciclo de Rankine.

- a) (G) admissão – (H) turbina a vapor – (J) evaporador – (η) maior que 55%.
- b) (G) condensador – (H) bomba de circulação – (J) evaporador – (η) menor que 55%.
- c) (G) compressor – (H) turbina a gás – (J) torre de resfriamento – (η) maior que 55%.
- d) (G) compressor – (H) turbina a vapor – (J) condensador – (η) maior que 55%.
- e) (G) turbina a vapor – (H) condensador – (J) evaporador – (η) menor que 55%.

Referências

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Petróleo**: o uso de derivados de petróleo na geração de eletricidade. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/petroleo/7_3.htm>. Acesso em: 11 jul. 2017.

_____. **Energia hidráulica**: tecnologias de aproveitamento. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_hidraulica/4_4.htm>. Acesso em: 11 jul. 2017.

_____. **Micro e minigeração distribuída**: sistema de compensação de energia elétrica. 2. ed – Brasília: ANEEL, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 11 jul. 2017.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Fontes**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/fontes?_afLoop=418139441729364#%40%3F_afLoop%3D418139441729364%26_adf.ctrl-state%3Dai48hyopx_4>. Acesso em: 11 jul. 2017.

ELETRONORTE. **Usina Hidrelétrica de Tucuruí**. Disponível em: <http://cidadedetucuruui.com/inicio/usina_hidreletrica_tucuruui/USINA_HIDRELETRICA_TUCURUI.htm>. Acesso em: 11 jul. 2017.

EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. **Usina Hidroelétrica Henry Borden**. Disponível em: <<http://emaee.com.br/conteudo.asp?id=Usina-Hidroeletrica-Henry-Borden>>. Acesso em: 11 jul. 2017.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2016**: síntese do relatório final. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioSintese.aspx?anoColeta=2016&anoFimColeta=2015>>. Acesso em: 11 jul. 2017.

GUILHERME, A. **Máquinas térmicas**: introdução. Disponível em: <http://www.antonioguilherme.web.br.com/Arquivos/maq_termica.php> Acesso em: 11 jul. 2017.

HALLIDAY, D.; WALKER, J.; RESNICK, R. **Fundamentos de física**: gravitação, ondas e termodinâmica. 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2012. v. 2.

INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética. **O que é geração distribuída**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 11 jul. 2017.

LORA, E. E. S.; NASCIMENTO, M. A. R. **Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação** – v. 2. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.

MELLO, A (2005). **Tipos de Turbinas Hidráulicas Aplicadas às Pequenas, Mini e Microcentrais Hidráulicas**. Notas de aula do curso de Engenharia Mecânica da Universidade Mackenzie. Disponível em: <http://meusite.mackenzie.com.br/mellojr/>.

Acesso em: 08 jun. 2017.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para a energia solar.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em: 11 jul. 2017.

MODESTO, A. M. **Apostila referente à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.** Curso promovido pela Universidade Paulista (UNIP), São Paulo, maio de 2011.

MSPC (2007). **Termodinâmica V-30:** introdução ciclo de Brayton. Disponível em: <<http://www.mspc.eng.br/termo/termod0530.shtml>>. Acesso em: 11 jul. 2017.

MSPC (2008). **Termodinâmica V-40:** introdução ciclo de Rankine. Disponível em: <<http://www.mspc.eng.br/termo/termod0540.shtml>>. Acesso em: 11 jul. 2017.

MSPC (2008a). **Termodinâmica 05-10 Ciclos.** Disponível em: <<http://www.mspc.eng.br/termo/termod0510.shtml>>. Acesso em: 11 jul. 2017.

PENA, R. F. A. **Usina de Belo Monte.** Disponível em: <<http://mundoeducacao.bol.uol.com.br/geografia/usina-belo-monte.htm>>. Acesso em: 11 jul. 2017.

PORTAL SOLAR. **O que é geração distribuída.** Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/o-que-e-geracao-distribuida.html>>. Acesso em: 11 jul. 2017.

REIS, L. B. **Geração de energia elétrica.** 2. ed. Barueri: Manole, 2011.

_____. **Geração Termelétrica:** conceitos básicos, configurações, potência gerada e energia produzida. Notas de aula de agosto de 2012. Disponível em: <<https://edisciplinas.usp.br/mod/resource/view.php?id=22511>>. Acesso em: 11 jul. 2017.

ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. **A escolha de tecnologias de geração elétrica despacháveis versus intermitentes e o caso brasileiro,** 5th Latin American Energy Economics Meeting, 2015.

SILVA, T. B. da; HOLLANDA, L. R. de; CUNHA, P. C. F. da. **Caderno de Recursos Energéticos Distribuídos,** FGV Energia, nº 7, ano 3, maio 2016. ISSN 2358-5277.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia termelétrica:** gás natural, biomassa, carvão, nuclear. EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. 2016.

VOITH Hydro Power Generation (2005). **Kaplan-Turbin vert. Schema.** Disponível em: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:S_vs_kaplan_schnitt_1_zoom.jpg. Acesso em: 8 jun. 2017.

Transmissão de energia elétrica

Convite ao estudo

Caro aluno, até o presente momento foram apresentados a você os fundamentos dos sistemas elétricos de potência, bem como os sistemas de geração de energia elétrica. Nesta terceira unidade, portanto, aprofundaremos nosso estudo na temática de linhas de transmissão de energia elétrica, apresentando tanto os tipos de condutores e estruturas utilizados nesses sistemas, como os procedimentos de rede no Brasil. Os cálculos de parâmetros técnicos como resistências, indutâncias e capacitâncias também serão apresentados, assim como os modelos matemáticos que representam esses elementos nos sistemas elétricos de potência (tais modelos são importantíssimos para avaliar a operação das redes de transmissão).

Na primeira seção desta unidade abordaremos os conceitos básicos de sistemas de transmissão de energia elétrica, destacando principalmente o funcionamento de linhas de transmissão e seus principais componentes (torres, isoladores e condutores). O conhecimento desses conceitos permite a compreensão de todos os elementos no que se refere à capacidade de transporte da energia e as principais causas de perdas de energia elétrica nesse transporte.

Na segunda seção, por sua vez, você será introduzido às formas de determinação de parâmetros de linhas de transmissão, o que inclui o cálculo de resistência, indutância e capacitância de linhas. Essa seção é fundamental para a elaboração de projetos de linhas de transmissão.

Na terceira seção, por fim, apresentaremos a modelagem de linhas de transmissão e a representação dessas linhas em modelos de circuitos elétricos, destacando que os modelos podem ser diferentes dependendo do comprimento da linha (curtas, médias e longas). O efeito corona e os principais fatores

que determinam o custo do transporte da energia elétrica também serão discutidos.

Neste contexto, suponha que você é um engenheiro projetista de linhas de transmissão e que trabalha em uma empresa de projetos. O governo federal anunciou uma licitação para o projeto de uma linha que transmitirá energia no SIN para diversos centros consumidores na região amazônica. Você, como um especialista, sabe que é um desafio projetar e executar a obra de instalação de linhas de transmissão que cruzam rios caudalosos e mata densa. Todavia, como você é um engenheiro preparado para desafios, você contatou o seu gestor e solicitou que a empresa participasse da licitação, e vocês a venceram.

Para a execução desse projeto, portanto, é essencial que você conheça as especificidades do dimensionamento de linhas de transmissão (LTs) no que se refere a listar e definir todos os itens necessários das etapas de projeto, a calcular os parâmetros das LTs a serem projetadas, e a analisar os fatores que determinarão o custo do transporte dessa energia. Você também precisará, no contexto desse projeto, dimensionar uma linha de transmissão rural monofásica. Por fim, você foi convidado para apresentar o projeto para os acionistas da empresa, que também desejam aprofundar seus conhecimentos sobre o SIN e o impacto de sua adoção para os negócios da empresa. Esperamos que você esteja entusiasmado com esse desafio!

Bons estudos e ótimo trabalho!

Seção 3.1

Introdução aos sistemas de transmissão de energia elétrica

Diálogo aberto

Caro aluno, nesta seção você será introduzido aos fundamentos dos sistemas de transmissão de energia elétrica no contexto dos sistemas elétricos de potência (SEPs). Além disso, serão apresentados os principais componentes desses sistemas (torres, condutores e isoladores) juntamente com diversas características de cada (dimensão, forma, materiais utilizados na confecção, arranjo topológico típico, etc.). O conteúdo apresentado, portanto, é muito relevante na formação do engenheiro, principalmente porque trata de aspectos não apenas teóricos, mas também construtivos das linhas de transmissão, que são tão importantes na cadeia de fornecimento de energia elétrica.

Retomando o cenário em que você é um engenheiro projetista de linhas de transmissão, no qual a empresa que você trabalha venceu a licitação para a execução de um projeto na região amazônica para transportar grandes montantes de energia em uma distância de 1.500 km, suponha que você será o encarregado de coordenar a execução desse projeto. Para tal, é necessário que você elabore as diretrizes do serviço a ser prestado, especificando em detalhes as etapas do projeto.

Para iniciar a sua tarefa, portanto, elabore uma lista dos itens que a empresa deverá definir no projeto da linha de transmissão em questão, e descreva esses itens esclarecendo a importância de cada um. Tendo em vista as características geográficas e topológicas do projeto pelo qual você é responsável, que desafios você deverá estar preparado para enfrentar em cada um dos itens citados?

Caro engenheiro, vamos nos preparar para resolver essa tarefa?

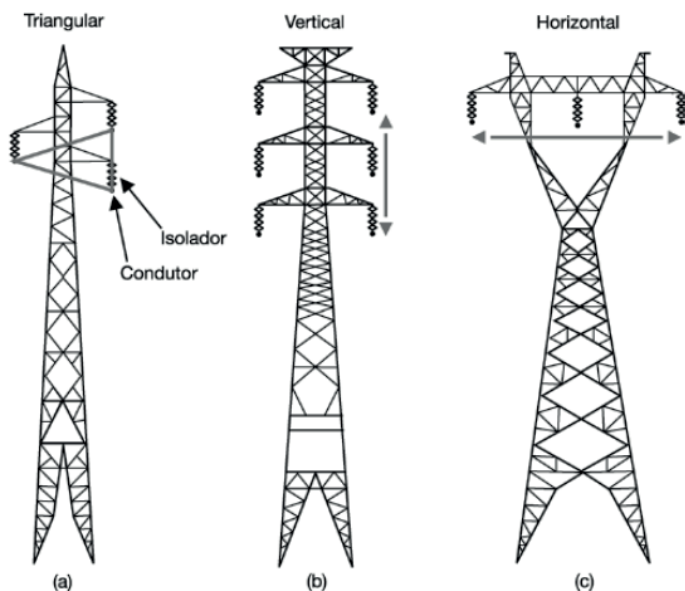
Dedique-se aos estudos e bom trabalho!

Não pode faltar

Estudamos na última unidade, na cadeia de fornecimento da energia elétrica, a geração de energia elétrica pela qual a produção de enormes montantes de energia, (ex.: centrais hidrelétricas e termelétricas) normalmente instaladas a grandes distâncias dos centros consumidores, percorrem de dezenas a milhares de quilômetros até os consumidores finais. Esse caminho que a energia percorre até os centros consumidores engloba os sistemas de transmissão de energia elétrica.

Os sistemas de transmissão, de maneira geral, constituem-se de linhas de transmissão (LTs), sistemas de proteção (relés, disjuntores, etc.) e subestações, de modo que as LTs são constituídas de cabos condutores, de isoladores e ferragens, de torres e de cabos para-raios (também conhecidos como “cabos de guarda”) (TECNOGERA, 2017; FUCHS, 1977). O número de circuitos de uma LT pode ser simples, duplo ou múltiplo, e a disposição dos condutores triangular, vertical ou horizontal, conforme Figura 3.1.

Figura 3.1 | Torres de transmissão com disposição dos condutores (a) triangular, (b) vertical e (c) horizontal, sendo (a) e (c) de circuito simples e (b) duplo



Fonte: Pinto (2014, p. 88).

Vale ressaltar que as torres do sistema de transmissão sempre terão 3 ou 6 condutores, ou conjuntos de condutores, pois tais redes são tipicamente trifásicas.

Nesta seção o estudo das características físicas das LTs será voltado para as linhas aéreas de transmissão (as mais comuns), porém, saiba que existem também as linhas com cabos subterrâneos e até as linhas com cabos submarinos, e estas não serão o foco deste material. Sendo assim, a classificação das LTs é apresentada na Tabela 3.1 (PINTO, 2014).

Tabela 3.1 | Classificação das Linhas de Transmissão

Quanto aos níveis de tensão	
Transmissão	750, 500, 230, 138 e 69 kV
Subtransmissão	138, 69 e 34,5 kV
Quanto ao comprimento (L)	
Curtas	$L < 80 \text{ km}$
Médias	$80 < L < 249 \text{ km}$
Longas	$L > 249 \text{ km}$
Quanto às condições gerais de fornecimento	
Subgrupo A1	tensão igual ou superior a 230 kV
Subgrupo A2	tensão de 88 a 138 kV
Subgrupo A3	tensão de 69 kV
Subgrupo A3a	tensão de 30 a 44 kV
Subgrupo A4	tensão de 2,3 a 25 kV
Subgrupo AS	tensão inferior a 2,3 kV (atendida em sistema subterrâneo)

Fonte: adaptada de Pinto (2014, p. 65).

Da Tabela 3.1, sabe-se que os subgrupos A1 e A2 são os que compõem o que conhecemos como **rede básica** (ou SIN – Sistema Interligado Nacional).

Como no transporte da energia (sistemas de transmissão e de distribuição de energia) há uma série de transformações (elevações e abaixamentos) de níveis de tensão, é importante que você se familiarize com os termos: baixa tensão (BT ou LV do inglês) para valores inferiores a 1 kV, média tensão (MT ou MV do inglês) para valores entre 1 e 50 kV, alta tensão (AT ou HV do inglês) para valores

entre 50 e 230 kV, extra-alta tensão (EAT ou EHV do inglês) para valores entre 230 e 750 kV, e ultra-alta tensão (UAT ou UHV do inglês) para valores acima de 750 kV.

Nos sistemas de transmissão, os níveis de tensão são elevados apropriadamente, principalmente com base na distância percorrida e no montante de energia a ser transportado, de modo que se evite “ao máximo” as perdas elétricas ao longo do transporte dessa energia. Em outras palavras, as tensões são elevadas para valores compatíveis que melhor atendam o compromisso de custos dos equipamentos que condicionam e transportam a energia, e custo das perdas elétricas envolvidas.

Vale lembrar que os níveis de tensão nas redes de transmissão devem ser elevados porque reduzem as perdas elétricas de acordo com a associação da Lei de Ohm ($V = Z \times I$) com o cálculo de potência ativa ($P = V \times I \times \cos \varphi$), sendo V a tensão, Z a impedância, I a corrente, φ o ângulo de fase (defasagem angular entre V e I). Logo, substituindo a Lei de Ohm no cálculo da potência, têm-se que: **$Perdas = Z \times I \times I \times \cos \varphi \Rightarrow Perdas = Z \times I^2 \times \cos \varphi$** . Por fim, como Z tipicamente é um parâmetro constante associado à impedância dos cabos, o aumento de V implica redução de I e, consequentemente, redução de perdas ativas.



Assimile

As perdas são diretamente proporcionais ao quadrado da corrente que flui no condutor elétrico (**$Perdas = I^2$**).

Cabos condutores

Os condutores constituem os elementos ativos propriamente ditos da LT. É por meio deles que se realiza o processo de transmissão de energia elétrica. Esses devem possuir características especiais para se obter um bom desempenho com custo adequado, como:

- Alta condutividade elétrica, baixa perda por efeito Joule.
- Boa resistência mecânica e baixo peso específico.
- Alta resistência à oxidação e à corrosão por agentes químicos poluentes.
- Baixo custo do investimento e de manutenção.

No atendimento das condições acima o cobre e o alumínio são os metais que possuem o maior número dessas propriedades. Atualmente o alumínio é o mais usado, por ser mais leve e mais barato que o cobre, desde 1908 com a invenção do cabo de alumínio com alma de aço.

As normas NBR 5.369/1971 e NBR 7.270/1998 especificam os cabos de alumínio (CA) e os cabos de alumínio com alma de aço (CAA) para fins elétricos, com referência comercial no Brasil igual à adotada na codificação canadense, que identifica cada família CA ou CAA, a seção e formação do condutor.

A utilização de condutores múltiplos teve início em 1950 na Suécia e em seguida em outros países. A aplicação de condutores múltiplos ou feixe de condutores por fase nas LT é feito para a redução do gradiente de potencial nas superfícies dos condutores. É comum dois ou quatro cabos por feixe de condutores por fase (FUCHS, 1977).

No Brasil, os cabos ACSR (do inglês, *Aluminum Conductor Steel Reinforced*) são os mais frequentemente usados nas linhas de transmissão. São também chamados de CAA (alumínio com alma de aço), tendo o núcleo feito de aço galvanizado e uma camada externa de alumínio. Diferentes combinações de aço e alumínio proporcionam uma melhor resistência do cabo contra cargas de ruptura, não prejudicando a sua ampacidade (máxima capacidade de condução da corrente). Há diversas classificações para os cabos; os mais usuais em linhas de transmissão são (PINTO, 2014):

(a) AAC (*all aluminium conductor*): composto por vários condutores de alumínio encordoados.

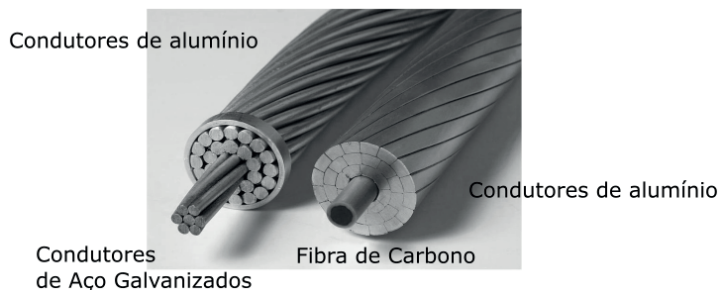
(b) AAAC (*all aluminium alloy conductor*): composto por ligas de alumínio de alta resistência. Tem a menor relação peso-carga de ruptura e as menores flechas (i.e., o arco que forma pelo desnível entre os pontos de fixação dos cabos), porém é o cabo que apresenta a maior resistência elétrica entre os quatro tipos aqui citados.

(c) ACSR (*aluminium conductor steel-reinforced*): composto por camadas concêntricas de condutores de alumínio sobre uma alma de aço, podendo ter um condutor ou diversos. A alma de aço procura dar maior resistência mecânica ao cabo.

(d) ACAR (*aluminium conductor, aluminium alloy reinforced*): composição idêntica à dos cabos ACSR, fazendo uso, porém, da

alma com condutores de alumínio de alta resistência (em vez da alma com cabos de aço), tendo como consequência uma relação peso-carga de ruptura um pouco maior do que a do cabo ACSR.

Figura 3.2 | Condutores (a) de alumínio com alma de aço (ACSR, do inglês) e (b) de alumínio com núcleo composto de fibra de carbono (ACCC, do inglês).



Fonte: adaptada de Wikimedia (2013).

Isoladores e ferragens

Os isoladores fornecem o necessário isolamento entre os condutores de linha de transmissão e as torres, evitando qualquer corrente de fuga para o solo. Além disso, eles também têm a função de sustentar mecanicamente os cabos. Geralmente, os isoladores precisam ter as seguintes características:

- (a) Alta rigidez mecânica, a fim de resistir à carga do condutor e ao vento.
- (b) Alta resistência elétrica, a fim de evitar correntes de fuga para o solo.
- (c) Alta permissividade relativa, para que a rigidez dielétrica também seja alta.
- (d) Não porosidade e livre de rachaduras.

Bons isoladores oferecem uma baixa corrente de fuga, a qual pode ocorrer até mesmo por meio da massa do próprio isolador (chamada de corrente volumétrica). A corrente de fuga, entre outras circunstâncias, também acontece em situações conhecidas como *flash-over* (faíscas), quando há a disrupção da rigidez elétrica do ar em que o isolador está imerso, gerando um arco elétrico entre o condutor e a estrutura de suporte.

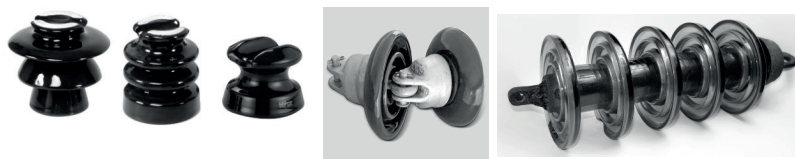
O material mais comumente usado para os isoladores de linhas de transmissão aéreas é a porcelana. Outros materiais, como vidro ou

esteatite, também são utilizados. A porcelana é mecanicamente mais forte do que o vidro e oferece menos problemas de fuga de corrente, sendo ainda menos afetada pelas mudanças de temperatura. Há diversos tipos de isoladores, como os rígidos (pino, bastão, roldana, pilar) e os de campânula simples. Basicamente, existem três tipos:

- (a) De pino (porcelana ou vidro): geralmente, destinados às redes de distribuição de até 34,5 kV.
- (b) De disco (porcelana ou vidro): usados em linhas de alta e extra-alta-tensão.
- (c) Rígidos (fibra de vidro, resina epóxi e vários materiais): usados em linhas compactas.

A Figura 3.3 ilustra os diferentes tipos de isoladores.

Figura 3.3 | Tipos de isoladores: (a) de pino, (b) de disco e (c) rígido



Fonte: (a) Eléctric (2017), (b) Embramat (2017) e (c) Glassian (2017).

As ferragens, por sua vez, constituem-se de peças que devem suportar os condutores e conectá-los às cadeias de isoladores e estas às estruturas das torres. As ferragens são compostas dos seguintes dispositivos:

- **Grampo de suspensão:** é responsável por conectar os cabos condutores aos isoladores e evita o esmagamento dos fios que constituem o cabo condutor.
- **Anel anticorona:** é responsável por distribuir o potencial elétrico que se concentra nas arestas ou ângulos das ferragens, sendo esse elemento tipicamente instalado na lateral do grampo de suspensão.
- **Espaçador:** é responsável por impedir que diferentes condutores se toquem devido à ação dos ventos, por exemplo.
- **Amortecedor de vibração:** é responsável por reduzir a amplitude das vibrações, sendo dispositivos instalados a cada 50 ou 60 m.

Vale ressaltar que projetos de ferragens exigem atenção especial principalmente no que se refere aos efeitos eletromagnéticos e eletrostáticos, tais como a rádio interferência e o efeito corona (o qual será estudado na Seção 3 desta unidade).

Torres (estrutura)

As estruturas ou suportes constituem os elementos de sustentação dos condutores da linha aérea de transmissão, e elementos associados como isoladores, ferragem e cabos para-raios; suas dimensões dependem basicamente do número de circuitos, distância e disposição dos condutores, dimensão e forma dos isoladores, flecha dos condutores e da altura de segurança em relação ao solo, dos esforços mecânicos originados pelas cargas: verticais, horizontais transversais e horizontais longitudinais, e dos materiais empregados na fabricação da estrutura.

Nas linhas trifásicas empregam-se fundamentalmente três disposições de condutores nas estruturas:

- Disposição triangular: os condutores estão dispostos segundo os vértices de um triângulo.
- Disposição vertical: os condutores são dispostos no plano vertical, muito usado em circuito duplo na LT área urbana.
- Disposição horizontal: os condutores são fixados no plano horizontal. Sua principal vantagem reside em permitir estruturas de menor altura para um mesmo vão ou distância entre estruturas da LT.

Classificação das estruturas quanto aos esforços, estas podem ser estruturas autoportantes e estruturas estaiadas.

Quanto à função: estruturas de suspensão; estruturas de ancoragem; estrutura para ângulo; estrutura de derivação; estrutura de transposição ou rotação de fase.

Quanto aos materiais usados na fabricação das estruturas:

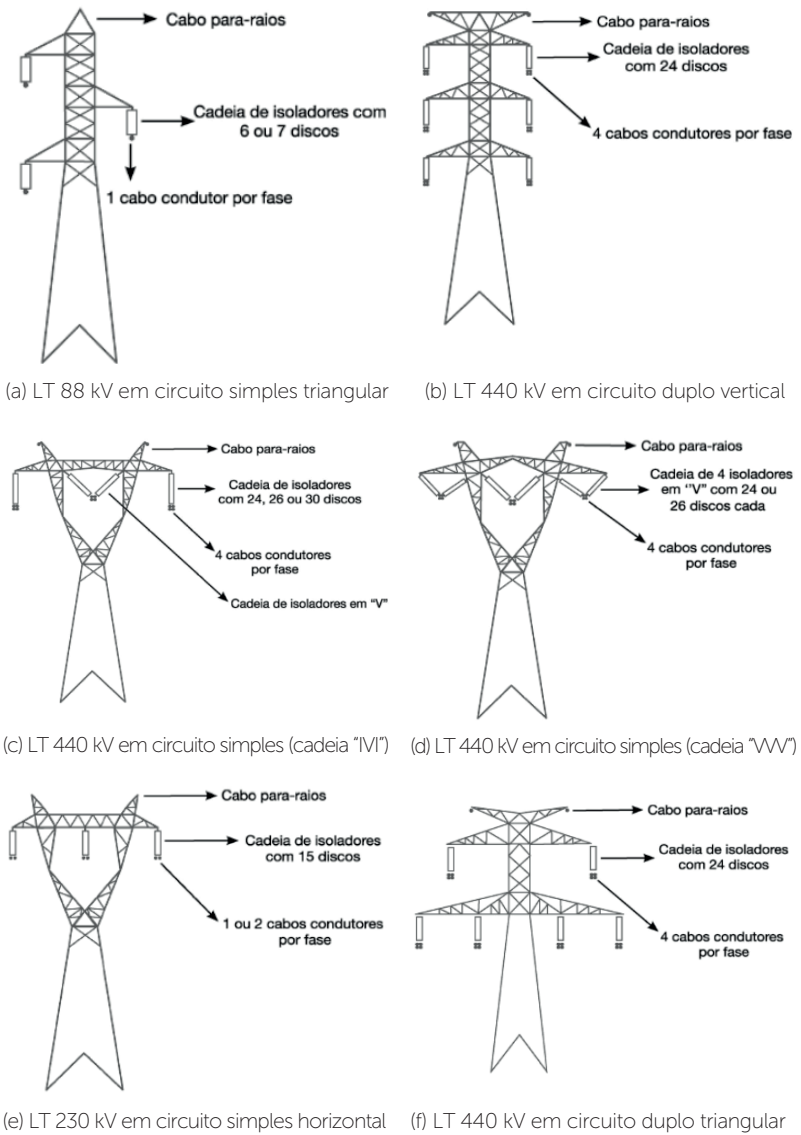
- Estruturas de madeira: atualmente não são usadas, de modo que a sua maior aplicação se deu no passado, particularmente nos Estados Unidos.

- Estruturas de concreto armado: passaram a ter aplicação em grande escala a partir de 1940 e com o maior emprego nas tensões de 69 e 138 KV.

- Estruturas metálicas, fabricadas normalmente em aço carbono com galvanização a quente, de uso geral, com grande aplicação em locais de difícil acesso e nas de tensões acima de 138 kV.

A Figura 3.4 ilustra algumas configurações de torres de LTs aéreas.

Figura 3.4 | Algumas configurações de torres de LTs aéreas



Fonte: adaptada de Pinto (2014, p. 82-87).



Pesquise mais

Há uma variedade de configurações de torres de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica. Para mais possibilidades de arranjo dessas linhas, verifique a Figura 4.15 do Capítulo 4 do livro *Energia Elétrica – Geração, Transmissão e Sistemas Interligados* de Milton Pinto. Disponível em: <[https://integrada.minhabiblioteca.com.br/books/978-85-216-2526-1/epubcfi/6/38\[vnd.vst.idref=chapter04\]/4/526/2@0:31.1](https://integrada.minhabiblioteca.com.br/books/978-85-216-2526-1/epubcfi/6/38[vnd.vst.idref=chapter04]/4/526/2@0:31.1)>. Acesso em: 16 ago. 2017.

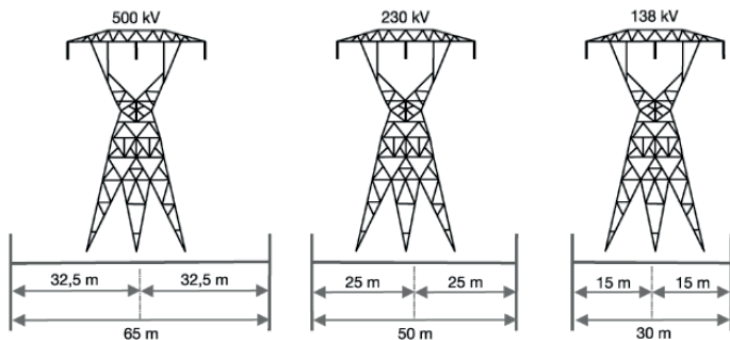
A respeito das torres, sabe-se que a corrente elétrica que flui pelos cabos sustentados por esses elementos produz efeitos eletromagnéticos nas instalações ao redor, dependendo das distâncias entre as torres e as instalações. A fim de garantir a segurança da operação e limitar as perturbações causadas às instalações próximas, portanto, determinam-se distâncias mínimas entre a rede e as demais instalações. Essa distância mínima no entorno da rede é chamada de faixa de servidão, ou faixa de segurança, e estas são diretamente proporcionais aos níveis de tensão das torres, conforme Figura 3.1 (PINTO, 2014).



Exemplificando

No Brasil, a norma ABNT NBR 5.422/85 estabelece as diretrizes para se determinar as faixas de servidão, sendo que essa faixa é maior quanto maiores forem os níveis de tensão da rede. A Figura 3.5 ilustra alguns valores típicos de faixas de servidão de LTs brasileiras.

Figura 3.5 | Faixa de servidão (ou de segurança) no Brasil para torres de 500, 230 e 138 kV



Fonte: Pinto (2014, p. 93).

Cabos para-raios

Esses elementos das LTs são responsáveis por interceptar as descargas atmosféricas e conduzi-las para o solo, evitando, assim, prejuízos na operação do sistema.

Os cabos para-raios são comumente aterrados de duas formas: (a) rigidamente aterrados e (b) por meio de isoladores de baixa rigidez dielétrica (FUCHS, 1977). Em (a), os cabos são eletricamente conectados ao solo diretamente por meio das estruturas das torres metálicas, enquanto em (b), os cabos ficam eletricamente isolados do solo até que um determinado valor de tensão (em kV) atinja esse isolador ionizando os átomos que compõem esse elemento e fazendo com que ele deixe de ser isolante. Neste último caso, a eficiência dos cabos de proteção não é afetada e, inclusive, tal aplicação surgiu com o intuito de utilizar esses cabos para-raios para telecomunicações e telemedicações.

Vale ressaltar que há estudos que determinam critérios para a colocação dos cabos para-raios em LTs, pois a sua colocação é o que define o grau de proteção oferecido à linha (FUCHS, 1977). Todavia, para a sua determinação, ressaltaremos seis fatores que influenciam na escolha principalmente em cabos de extra-alta-tensão: (a) desempenho mecânico, (b) atenuação do sinal de comunicação, (c) corrosão, (d) capacidade de suportar correntes de curto-circuito, (e) perdas e (f) considerações econômicas (PINTO, 2014).



Refleta

Sabe-se que as linhas de transmissão estão constantemente energizadas e que comumente podem ficar em alturas muito elevadas. Caro aluno, você consegue imaginar como inspeções são realizadas nos condutores a fim de identificar fissuras ou rachaduras? É necessário desligar a linha para essa identificação? E para a manutenção? Qual a importância dessa manutenção?

Ressalva-se que atualmente há projetos que utilizam *drones* para tal finalidade.

Por fim, ressalta-se que nos cabos para-raios são instaladas “bolas laranjas” denominadas de **sinalizadores** ou **esferas de sinalização**, aquelas que vemos nas LTs sempre que estamos viajando, e sua função é aumentar a segurança contra acidentes de aeronaves com a rede elétrica.

Sem medo de errar

Retomando o cenário em que você é um engenheiro projetista de linhas de transmissão, no qual você é o responsável por coordenar a execução de um projeto na região amazônica, você foi requisitado, primeiramente, para elaborar uma lista dos itens necessários ao projeto, descrevendo cada um. Posteriormente, e tendo em vista as características geográficas da região em que a LT será inserida, faça comentários a respeito dos desafios a serem enfrentados em cada item.

Para realizar essa tarefa, você precisa seguir as premissas necessárias para a especificação técnica do projeto de linhas de transmissão. Para determinar os dimensionamentos de cada item de projeto, todavia, faremos primeiramente uma análise global a respeito dos pontos que devem ser considerados:

- Classificação da rede: definir em qual subgrupo da Resolução ANEEL 414/2010 a rede se enquadra e, a partir disso, listar as regras para sua instalação e operação.
- Faixa de segurança: deverão ser feitos os cálculos para definir as medidas da faixa de segurança e, com isso, fazer o levantamento de imóveis que devem ser desapropriados.
- Tipo de condutores: deverá ser definido o tipo e o material dos cabos condutores a serem utilizados, fazendo-se uma análise dos custos e vantagens, ou seja, uma análise da viabilidade técnica e econômica.
- Tipo de isolador: também deverá ser definido o tipo e o material dos isoladores a serem utilizados, fazendo-se uma análise dos custos e vantagens, ou seja, uma análise da viabilidade técnica e econômica. Os isoladores devem ter alta rigidez mecânica, a fim de resistir à carga do condutor e ao vento; alta resistência elétrica, a fim de evitar correntes de fuga para o solo; alta permissividade relativa, para que a rigidez dielétrica também seja alta; e não porosidade e livre de rachaduras.
- Modelo das torres: o projeto deverá definir quais serão os modelos de torres a serem utilizadas na rede de transmissão, considerando a corrente, a tensão e outras definições que tenham sido feitas.

Especificamente, tomando como base que o seu projeto visa transportar grandes quantidades de eletricidade em uma LT longa (a uma distância de 1.500 km), você poderia ser capaz de definir que a classificação da rede se enquadra como do subgrupo A1, assumindo algum valor de tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV.

A subestação transformadora, portanto, deverá elevar os níveis de tensão para algum dos valores de extra-alta tensão (230 a 750 kV) – mais provável – ou até ultra-alta (superior a 750 kV). Vamos assumir que você foi capaz de determinar, com bom compromisso entre perdas elétricas e custos de aquisição de equipamentos, instalação e operação, o valor de 500 kV.

Para o valor de tensão especificado, portanto, a faixa de servidão utilizada poderá ser no valor de 65 m. Vale ressaltar que como se trata de um empreendimento instalado em mata densa (região amazônica), é indispensável que haja o desflorestamento de toda essa área ao longo de toda a extensão da LT, a fim de que não haja perturbações tanto da LT para com a sua redondeza, e vice-versa, não afetando assim tanto a segurança da operação da LT assim como a segurança das pessoas e do meio ambiente ao seu redor.

Os cabos condutores de energia elétrica dessa rede preferencialmente deverão ser de alumínio do tipo CAA (alumínio com alma de aço). Apesar de esses cabos serem menos eficientes em condução de energia elétrica do que outros (ex.: cabos de cobre), essa escolha poderá ser feita levando em consideração que os custos de cabos de alumínio são inferiores aos de cobre, e isso, inclusive, é uma das razões pelas quais estes são os mais usados nas linhas de transmissão brasileiras. O cabo CAA (ou ACSR, do inglês) tem o núcleo de aço galvanizado envolto por camadas de fios de alumínio ao redor de seu núcleo.

Os isoladores, basicamente, poderão ser de porcelana, vidro ou esteatite. Todavia, como estamos projetando uma linha longa e que está sujeita a rajadas de ventos em toda a sua extensão, a opção pela porcelana pode ser mais adequada principalmente porque ela é mais resistente que o vidro e oferece menos problemas de fuga de corrente. Além disso, como na região amazônica há grandes mudanças de temperatura entre os dias e as noites, a porcelana é um material menos afetado pelas mudanças de temperatura. Trata-se do material mais comumente empregado em isoladores de LTs aéreas.

Por fim, as estruturas das torres poderiam ser metálicas e montadas sobre uma disposição vertical em circuito duplo com 4 condutores por fase em uma cadeia de isoladores com pouco mais de 24 discos. Cabos para-raios bem dimensionados são importantíssimos nesse projeto porque o Brasil é recordista em incidência de descargas atmosféricas.

Caro engenheiro, que outras considerações você adicionaria a essa etapa de projeto?

Com essas especificações você seria capaz de finalizar a sua tarefa? Bom trabalho!

Avançando na prática

(Projeto básico de uma LT curta)

Descrição da situação-problema

Caro aluno, entender os conceitos relacionados aos sistemas de transporte de energia elétrica é muito importante quando estamos estudando a eficiência e a qualidade da energia. Por isso, considere que você é o engenheiro responsável pelo projeto básico de uma rede de transmissão de energia elétrica com tensão de 138 kV e extensão de 75 km, que transporta energia de uma usina termelétrica a centros consumidores dentro do estado de São Paulo, e passa por dentro de áreas bastante urbanizadas.

Na primeira fase da elaboração do projeto básico, você precisa dar orientações para sua equipe de projeto sobre algumas escolhas e definições que irão balizar todo a execução. Para isso, irá elaborar um resumo executivo do projeto básico, respondendo às perguntas a seguir e justificando cada decisão sua.

A qual subgrupo essa rede de transmissão pertenceria, segundo a classificação da Agência Nacional de Energia?

Segundo a extensão, como seria classificada?

Os condutores de energia elétrica serão de qual material?

Quais seriam as distâncias referentes à faixa de segurança da linha de transmissão?

Caro engenheiro, espero que você esteja animado para resolver essa nova tarefa.

Resolução da situação-problema

Sabendo que a rede de transmissão que está sendo projetada terá 75 km e tensão de 138 kV, sendo classificada como do subgrupo A2 (tensão de 88 a 138 kV), segundo a classificação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Além disso, é considerada uma rede curta, por ter menos de 80 km.

Os cabos condutores de energia elétrica dessa rede, como se trata de uma rede curta que passa por dentro de áreas urbanas, o cabo AAAC (*all aluminium alloy conductor*) pode ser uma escolha adequada considerando que estes têm as menores flechas, ou seja, maiores serão as distâncias para o solo e menor será a influência no que se refere às perturbações em suas redondezas. De outro modo, a utilização desse cabo pode permitir a construção de uma torre de menor porte (mais barata) em comparação à utilização de outros cabos. Por fim, o fato de o ACCC ser um cabo que apresenta maior resistência elétrica, este não será um inconveniente já que a energia está sendo transportada a curtas distâncias.

Como a LT é de 138 kV, definiremos a faixa de segurança no entorno da mesma no valor de 30 m, sendo cada metade de 15 m a partir da linha central para ambos os lados. Isto será o suficiente para mitigar quaisquer perturbações decorrentes dos efeitos eletromagnéticos das LTs nas instalações ao seu redor. Assim, com as respostas para cada pergunta, sua tarefa está cumprida!

Faça valer a pena

1. No contexto dos sistemas de transmissão de energia elétrica, as linhas de transmissão (LTs), parte fundamental desses sistemas, são constituídas basicamente por: cabos condutores, isoladores e ferragens, torres e cabos para-raios. Os condutores são os elementos ativos da LT, sendo por meio deles que se realiza o processo de transmissão de energia elétrica. Os isoladores fornecem o necessário isolamento entre os condutores da linha de transmissão e as torres, evitando qualquer corrente de fuga para o solo. As ferragens são os conjuntos de peças que devem suportar os condutores e conectá-los às cadeias de isoladores, e estas às estruturas das torres. As estruturas (torres) constituem os elementos de sustentação dos condutores da linha aérea de transmissão. Por fim, os cabos para-raios são os elementos das LTs que são responsáveis por interceptar as descargas atmosféricas e conduzi-las para o solo, evitando, assim, possíveis prejuízos ao sistema.

Com base no texto acima e nas partes constituintes das LTs, analise as alternativas a seguir e assinale a correta.

- a) Os condutores do tipo AAC são compostos por ligas de alumínio de alta resistência e possuem a menor relação peso-carga de ruptura e formam as menores flechas.
- b) Os isoladores são considerados ideais quando eles possuem: alta rigidez mecânica, alta resistência elétrica, baixa permissividade relativa, não porosidade e estão livres de rachaduras.
- c) As ferragens são constituídas de grampos de suspensão, anéis anticorona, espaçadores e amortecedores de vibração, sendo este último responsável por impedir que diferentes condutores se toquem (ex.: devido à ação dos ventos).
- d) As estruturas das torres de transmissão podem fazer uso de estruturas de madeira, de concreto armado ou de materiais metálicos em sua composição, sendo essas classificadas quanto aos esforços em estruturas autoportantes ou em estruturas estaiadas.
- e) Os cabos para-raios são comumente aterrados de duas maneiras, sendo elas: rigidamente aterrados ou por meio de isoladores de alta resistência disruptiva.

2. Os condutores em linhas de transmissão (LTs) são os principais elementos que o constituem, principalmente porque são eles que efetivamente conduzem a eletricidade dos grandes centros geradores de energia até os centros consumidores. Vale ressaltar que, para que esses elementos tenham eficiência no seu papel de conduzir a eletricidade, devem possuir algumas características especiais, tais como: _____ condutividade elétrica, _____ resistência mecânica e _____ peso específico, _____ resistência à oxidação e à corrosão e _____ custo de investimento e de manutenção.

A respeito dos condutores em LTs, assinale a alternativa que corretamente preenche as lacunas do texto acima.

- a) Alta – baixa – alto – alta – baixo.
- b) Alta – alta – baixo – alta – baixo.
- c) Baixa – baixa – alto – baixa – alto.
- d) Baixa – alta – alto – alta – baixo.
- e) Alta – alta – alto – alta – baixo.

3. O Ministério do Planejamento do governo federal anunciou em março de 2015 a seguinte notícia:



“Mais de três mil quilômetros de linhas de transmissão de energia do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) receberam licenças do Instituto Brasileiro do Meio

Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) neste mês de março. Juntos, os projetos relacionados às licenças concedidas somam investimento de mais de R\$ 3,5 bilhões do programa.

A maior delas, a linha Miracema – Sapeaçu, que recebeu Licença de Instalação no último dia 16, terá 1.854 quilômetros de extensão e atravessará 47 municípios de Tocantins, Maranhão, Piauí e Bahia, cruzando os rios Tocantins, Parnaíba e São Francisco.

O empreendimento, que conta com R\$ 1,47 bilhão em recursos do PAC, permitirá que a região Nordeste receba energia gerada pela Usina Hidrelétrica Belo Monte e faz parte das obras estruturantes que ampliarão para seis mil megawatts a capacidade de transferência de energia para a região Sudeste. Também fazem parte deste investimento as seis subestações de energia que esta linha de transmissão interligará, sendo que quatro serão ampliadas e duas construídas. [...]

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME), em 2014, foram implantados 8.876 quilômetros de novas linhas de transmissão e, em 2015, devem ser acrescentados 7.120 quilômetros. Somente o PAC, entre 2011 e 2014, concluiu 51 linhas de transmissão, totalizando 15.312 quilômetros. (BRASIL, 2015)



Fonte: <<http://www.pac.gov.br/noticia/3ee196a9>>. Acesso em: 27 out. 2017.

É sabido que as linhas de transmissão podem assumir uma série de configurações. A figura acima ilustra duas configurações possíveis. Sendo assim, com base na figura, assinale a alternativa que corretamente classifica as torres “da esquerda” e “da direita” com base na disposição dos condutores e no número de circuitos.

- a) Esquerda: circuito simples horizontal em cadeia “IVI”. Direita: circuito duplo vertical.
- b) Esquerda: circuito duplo vertical. Direita: circuito simples horizontal.
- c) Esquerda: circuito múltiplo horizontal. Direita: circuito duplo horizontal.
- d) Esquerda: circuito simples vertical em cadeia “VVV”. Direita: circuito duplo vertical.
- e) Esquerda: circuito simples horizontal. Direita: circuito duplo vertical.

Seção 3.2

Parâmetros de linhas de transmissão

Diálogo aberto

Caro aluno, na seção anterior você iniciou sua jornada de estudos a respeito das linhas de transmissão (LTs). Você foi apresentado aos principais componentes de LTs (condutores, isoladores e estruturas) juntamente com diversas características construtivas de cada componente (material utilizado, nível de tensão suportado, etc). Assim, continuando o seu estudo de LTs, nesta seção você aprenderá a projetar LTs por meio da determinação de seus parâmetros elétricos (resistência, indutância e capacitância).

Retomando o cenário em que você é um engenheiro projetista de linhas de transmissão, que está trabalhando em um grande projeto na região amazônica, suponha que você precisa especificar tecnicamente um trecho de uma linha rural monofásica em 60 Hz construída com 2 condutores de cobre maciço nº 6 AWG, espaçados entre si de 2,24 m em cruzeta plana horizontal. A Tabela 3.2, de uma extensa tabela de características de cabos de cobre, apresenta alguns exemplos de informações encontradas tanto no padrão AWG (*American Gauge Wire*) como no MCM (*1000 Circular Mills*).

Tabela 3.2 | Características de cabos de cobre

Seção nominal		Nº de fios	Raio Médio Geométrico a 60 Hz	Corrente máxima a 60 Hz
MCM	AWG		(m)	(A)
41,74	4	3	0,002185	180
41,74	4	1	0,002020	170
26,25	6	3	0,001731	130
26,25	6	1	0,001603	120

Fonte: adaptada de Fuchs (1977, p. 554).

Para tal, você deve ser capaz de especificar os seguintes parâmetros:

- Quais as reatâncias indutivas de condutor e de linha? Com apenas essas informações como você faria esse cálculo?
- Considerando agora que você sabe que os condutores estão a uma altura média de 6,78 m do solo, determine, portanto, o valor da reatância indutiva considerando os efeitos do solo. Qual o significado físico do resultado obtido?
- Quais as capacitâncias parciais e de serviço considerando que o comprimento da linha é de 22 km?

Caro engenheiro, espero que você esteja animado para resolver essa tarefa!

Bons estudos!

Não pode faltar

No estudo da operação de linhas de transmissão (LTs), sabe-se que o seu desempenho é decisivamente dependente de seus parâmetros elétricos. Tais parâmetros são a resistência (R), a indutância (L) e a capacitância (C). A determinação desses parâmetros é fundamental, pois conhecer R , L e C é uma etapa que precede a determinação da impedância de LTs, que pode ser dada como: $\mathbf{Z} = \mathbf{R} + j(\mathbf{X}_L - \mathbf{X}_C)$; sendo $\mathbf{X}_L$ a reatância indutiva (dependente de L) e $\mathbf{X}_C$ a reatância capacitiva (dependente de C). Nesta seção estudaremos as formas de determinar esses valores.

Vale ressaltar que o desenvolvimento matemático que será apresentado considerará somente tensões e correntes senoidais (i.e., alternada) e se desenrolará apenas para as linhas aéreas, não sendo abordados os mesmos cálculos para cabos (subterrâneos e submarinos).

Indutância das Linhas de Transmissão

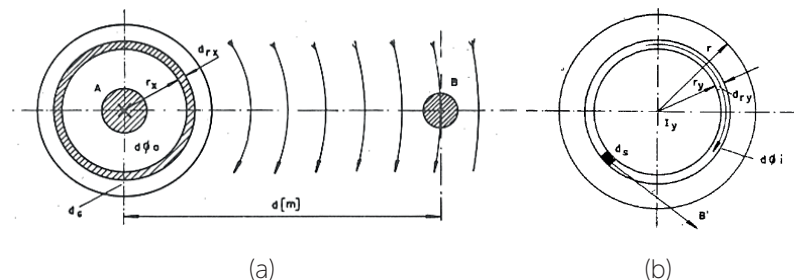
A indutância de uma LT é o mais importante dos parâmetros de linha, pois é por meio dela que é possível obter a reatância da LT, que é o elemento predominante no cálculo de sua impedância. Sendo assim, é necessário que atenção especial seja dada a esse parâmetro, em particular, se estivermos preocupados em buscar formas de

reduzir o seu valor. Neste contexto, vale ressaltar, de antemão, que os valores das indutâncias das LTs dependem de sua configuração física e do meio no qual se encontram os condutores (FUCHS, 1977).

Antes de iniciarmos nosso estudo, esteja atento desde já às unidades que serão utilizadas ao longo desta seção: Weber [Wb] é unidade do Sistema Internacional (SI) para fluxo magnético. Henry [H] é unidade do SI para indutância. Farad [F] é unidade do SI para capacitância. Ohm [Ω] é unidade do SI para resistência. Coulomb [C] é a unidade do SI para carga elétrica.

Para iniciarmos, portanto, o estudo do cálculo de indutâncias de LTs, precisamos primeiramente compreender como calcular o fluxo magnético total de um condutor cilíndrico maciço. Para tal, observe a Figura 3.6 que mostra que condutores têm tanto fluxo magnético externo como interno.

Figura 3.6 | Fluxo magnético (a) externo e (b) interno de um condutor



Fonte: Fuchs (1977, p. 283-4).

O fluxo magnético total de um condutor cilíndrico maciço será:

$$\phi_{total} = \phi_{externo} + \phi_{interno} \quad (1)$$

Sabe-se, todavia, que

$$\phi_{externo} = 2 \times 10^{-7} \times i \times \ln\left(\frac{d}{r}\right) \text{ [weber / m]}$$

$$\text{e } \phi_{interno} = \frac{1}{2} \times i \times 10^{-7} \text{ [weber / m]} \quad (2)$$

sendo d a distância entre dois condutores, r o raio dos condutores e i o vetor de corrente elétrica que atravessa o condutor.



A obtenção dos valores de fluxo magnético interno e externo do condutor foi feita a partir de desenvolvimentos matemáticos que partem do cálculo de intensidade de campo magnético. Para a compreensão da obtenção de tais equações, consulte Fuchs (1977, p. 282-286).

Substituindo as equações (2), em (1), tem-se que

$$\phi_{total} = 2 \times 10^{-7} \times i \times \left(\frac{1}{4} + \ln \left(\frac{d}{r} \right) \right) \text{ [weber / m]} \quad (3)$$

Se lembrarmos que uma representação matemática utilizando “ln” pode ser feita como segue:

$$\frac{1}{4} = \ln(e^{1/4}) \quad (4)$$

Teremos:

$$\phi_{total} = 2 \times 10^{-7} \times i \times \left(\ln(e^{1/4}) + \ln \left(\frac{d}{r} \right) \right) = 2 \times 10^{-7} \times i \times \ln \left(\frac{d}{re^{-1/4}} \right) \quad (5)$$

Se fizermos $r' = re^{-1/4}$, obteremos, por fim, que:

$$\phi_{total} = 2 \times 10^{-7} \times i \times \ln \left(\frac{d}{r'} \right) \text{ [weber / m]} \quad (6)$$

O raio $r' = re^{-1/4}$ pode ser compreendido como sendo o raio de um condutor fictício, teórico, que, não possuindo fluxo interno, produz o mesmo fluxo total que seria produzido pela corrente i [A] ao percorrer o condutor sólido real.

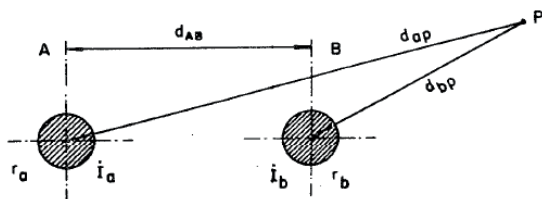


Nos cálculos do fluxo produzido por condutores cilíndricos maciços, substitui-se seus raios externos reais por: $r' = re^{-1/4} = 0,7788r$. O conceito de r' é também denominado de Raio Médio Geométrico (RMG) do condutor ou metade do Diâmetro Médio Geométrico (DMG). Esses termos são comumente encontrados especificados em tabelas de condutores.

Para dar andamento ao estudo do cálculo da indutância de LTs, portanto, devemos ser capazes de compreender como o fluxo magnético de um condutor influencia no que está ao seu redor e,

especialmente, em outro condutor (fluxo de acoplamento entre dois condutores). Para tal, observe a Figura 3.7 em que os fluxos magnéticos de um condutor a e de um condutor b interagem entre si, e P é um ponto qualquer no espaço pelo qual é possível calcular o fluxo magnético total.

Figura 3.7 | Fluxo de acoplamento entre dois condutores



Fonte: Fuchs (1977, p., 287).

Se admitirmos que os dois condutores formam um circuito, isto é, $i_b = -i_a$, é possível encontrar com algum desenvolvimento matemático que os fluxos magnéticos totais de cada condutor são:

$$\phi_a = 2 \times 10^{-7} \times \left[i_a \times \ln\left(\frac{1}{r'_a}\right) + i_b \times \ln\left(\frac{1}{d_{AB}}\right) \right] \text{ [weber / m]} \quad (7)$$

$$\phi_b = 2 \times 10^{-7} \times \left[i_a \times \ln\left(\frac{1}{d_{AB}}\right) + i_b \times \ln\left(\frac{1}{r'_b}\right) \right] \text{ [weber / m]} \quad (8)$$

Por fim, por definição, indutância tem relação com o fluxo magnético e com a corrente elétrica que atravessa o condutor pela seguinte expressão:

$$\begin{bmatrix} \phi_a \\ \phi_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_a \\ L_b \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \end{bmatrix} \text{ [weber / m]} \quad (9)$$

Substituindo as equações (7) e (8), em (9), determina-se a indutância de uma LT com dois condutores formando um circuito como:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \times \left[\ln\left(\frac{1}{r'_a}\right) - \ln\left(\frac{1}{d_{AB}}\right) \right] = 2 \times 10^{-7} \times \ln\left(\frac{d_{AB}}{r'_a}\right) \text{ [henry / m]} \quad (10)$$

$$L_b = 2 \times 10^{-7} \times \left[-\ln\left(\frac{1}{d_{AB}}\right) + \ln\left(\frac{1}{r'_b}\right) \right] = 2 \times 10^{-7} \times \ln\left(\frac{d_{AB}}{r'_b}\right) \text{ [henry / m]} \quad (11)$$

e, se $r'_a = r'_b = r'$, então:

$$L_{Total} = L_a + L_b = 4 \times 10^{-7} \times \ln\left(\frac{d_{AB}}{r'}\right) \text{ [henry / m]} \quad (12)$$

A reatância indutiva dos condutores, portanto, por definição, é calculada como:

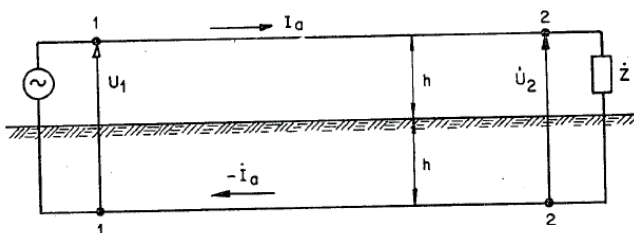
$$x_{L_a} = (2\pi f) L_a = 4\pi f \times 10^{-7} \times \ln\left(\frac{d_{AB}}{r'_a}\right) \text{ [ohm / m]} \quad (13)$$

$$x_{L_b} = (2\pi f) L_b = 4\pi f \times 10^{-7} \times \ln\left(\frac{d_{AB}}{r'_b}\right) \text{ [ohm / m]} \quad (14)$$

As equações (10) e (11), portanto, concluem a etapa de cálculo de indutâncias, e respectiva reatância, de uma LT com dois condutores. Sabe-se, no entanto, que o solo exerce influência nesses parâmetros e ainda não foi considerado.

Admitamos que um condutor A esteja suspenso a uma altura h [m] sobre o solo, sendo paralelo ao mesmo. Suponhamos também que o solo seja ideal, ou seja, funciona como um condutor perfeito e homogêneo. O solo será o retorno do circuito do condutor A. Uma vez que o percurso da corrente por meio do solo não pode ser estabelecido, podemos admitir que existe um condutor equivalente em seu lugar. Esse condutor, por ora considerado ideal, é paralelo ao condutor A, encontrando-se em uma profundidade da superfície do solo igual à altura do condutor A sobre o mesmo, como mostra a Figura 3.8. Esse condutor recebe o nome de *condutor-imagem*.

Figura 3.8 | Condutor com retorno pelo solo



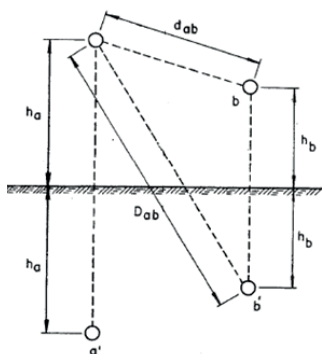
Fonte: Fuchs (1977, p. 290).

Seguindo a mesma lógica do que já foi apresentado, a indutância, para o caso descrito, tomará a seguinte formulação matemática:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \times \ln\left(\frac{2h}{r'_a}\right) \text{ [henry / m]} \quad (15)$$

No caso de considerarmos dois condutores com retorno pelo solo, nas mesmas condições anteriores, cada condutor terá seu *condutor-imagem* conforme Figura 3.9.

Figura 3.9 | Dois condutores com retorno pelo solo



Fonte: adaptada de Fuchs (1977, p. 382).

Por definição, e a partir da realização de desenvolvimentos matemáticos, as indutâncias dos condutores serão:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \times \left[\ln \left(\frac{2h_a}{r'_a} \right) + \ln \left(\frac{D_{AB}}{d_{AB}} \right) \right] \text{ [henry / m]} \quad (16)$$

$$L_b = 2 \times 10^{-7} \times \left[\ln \left(\frac{D_{AB}}{d_{AB}} \right) + \ln \left(\frac{2h_b}{r'_b} \right) \right] \text{ [henry / m]} \quad (17)$$



Assimile

Matricialmente, as expressões acima podem ser dadas como:

$$\begin{bmatrix} L_a \\ L_b \end{bmatrix} = 2 \times 10^{-7} \times \begin{bmatrix} \ln \left(\frac{2h_a}{r'_a} \right) & \ln \left(\frac{D_{AB}}{d_{AB}} \right) \\ \ln \left(\frac{D_{AB}}{d_{AB}} \right) & \ln \left(\frac{2h_b}{r'_b} \right) \end{bmatrix} \text{ [henry / m]} \quad (18)$$

sendo os termos da diagonal principal da matriz chamados de **indutâncias próprias** de cada condutor da LT, e os termos fora da diagonal de **indutâncias mútuas** entre dois condutores, representando a influência de um condutor sobre os seus vizinhos.



Refleta

Como seria para obter a expressão geral do cálculo de indutâncias considerando um grupo n de condutores?

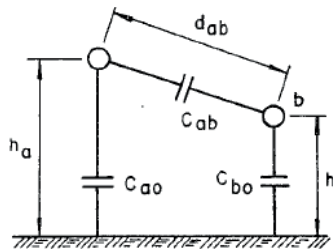
Capacitância das Linhas de Transmissão

Para iniciarmos o estudo do cálculo de capacitâncias de LTs, precisamos compreender que as definições matemáticas são respaldadas em cálculos de intensidade de campo elétrico [Volt /

Metro ou Newton / Coulomb] e cálculo de diferença de potencial entre condutores carregados e entre condutores e o solo.

Em seguida, precisamos compreender o que é capacitância, e saber que existem as *capacitâncias parciais* entre os condutores *a* e *b* (C_{ab}), e entre eles e o solo (C_{ao} e C_{bo}). Para tal, observe a Figura 3.10 que mostra as capacitâncias parciais em uma linha monofásica.

Figura 3.10 | Capacitâncias parciais formadas em uma linha monofásica



Fonte: Fuchs (1977, p. 391).

Por definição, capacitância é definida como a carga por unidade de potencial, como mostrado:

$$C_{ab} = \frac{q_a}{U_{ab}} \text{ [F / m]} \quad (19)$$

sendo *q* a carga elétrica em [Coulomb/ m], e U_{ab} a diferença de potencial entre os pontos *a* e *b*.

Realizando uma série de desenvolvimentos matemáticos semelhantes à lógica dos cálculos das indutâncias, a partir de (19), obtêm-se que:

$$\begin{bmatrix} U_a \\ U_b \end{bmatrix} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \times \begin{bmatrix} \ln\left(\frac{2h_a}{r_a}\right) & \ln\left(\frac{D_{ab}}{d_{ab}}\right) \\ \ln\left(\frac{D_{ab}}{d_{ab}}\right) & \ln\left(\frac{2h_b}{r_b}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \end{bmatrix} \text{ [V]} \quad (20)$$

sendo ϵ a permissividade do meio, sendo usualmente adotado o valor de $\epsilon = \epsilon_o = 8,859 \times 10^{-12}$ [farad / m], que equivale ao valor da permissividade absoluta, ou do vácuo.



Assimile

Da mesma forma que nas indutâncias, os termos da diagonal principal da capacitância representam os potenciais devido às cargas dos próprios condutores e de suas imagens. São, então, os termos **próprios**. Os termos fora da diagonal principal representam a influência das cargas do condutor vizinho e de sua imagem sobre cada um dos condutores. São os termos **mútuos**.

Define-se, portanto, os *coeficientes de potencial*, que relacionam tensões e carga, *próprios* (a_{aa}) e *mútuos* (a_{ab}), respectivamente, como:

$$a_{aa} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \times \ln\left(\frac{2h_a}{r_a}\right) \text{ [m / F]}; \quad a_{ab} = \frac{1}{2\pi\epsilon} \times \ln\left(\frac{D_{ab}}{d_{ab}}\right) \text{ [m / F]} \quad (21)$$

sendo a distância de um condutor e sua imagem calculada por:

$$D_{ab} = \sqrt{4h_a h_b + d_{ab}^2} \text{ [m]}. \quad (22)$$

E, substituindo valores, tem-se que:

$$a_{aa} = 4,14468 \times 10^4 \times \log\left(\frac{2h_a}{r_a}\right) \text{ [m / F]} \quad (23)$$

$$a_{ab} = 4,14468 \times 10^4 \times \log\left(\frac{D_{ab}}{d_{ab}}\right) \text{ [m / F]}. \quad (24)$$

Note que nesses equacionamentos, diferentemente das indutâncias, utiliza-se o raio externo do condutor nos cálculos e não o raio médio geométrico (RMG).

Por fim, após mais alguns tratamentos matemáticos, é possível obter que $[C]=[A]^{-1}$ e que as C_{ao} , C_{bo} , C_{ab} e a capacitância de serviço (C_s) correspondem a:

$$C_{ao} = \frac{a_{bb} - a_{ab}}{a_{aa}a_{bb} - a_{ab}^2}; \quad C_{bo} = \frac{a_{aa} - a_{ab}}{a_{aa}a_{bb} - a_{ab}^2}; \quad C_{ab} = \frac{a_{ab}}{a_{aa}a_{bb} - a_{ab}^2}; \quad C_s = C_{ab} + \frac{C_{ao}C_{bo}}{C_{ao} + C_{bo}} \text{ [F / m]}.$$

A capacitância de serviço é um valor que representa um capacitor equivalente ao efeito de todas as capacitâncias parciais.



Exemplificando

Para linhas monofásicas, tem-se que:

$$C_{ao} = C_{bo} = \frac{1}{a_{aa} + a_{ab}}; \quad C_{ab} = \frac{a_{ab}}{a_{aa}^2 - a_{ab}^2}; \quad C_s = \frac{1}{2(a_{aa} - a_{ab})} \text{ [F / m]}.$$

No mais, a reatância capacitiva dos condutores é, por definição, dada como:

$$X_c = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C} \text{ [ohm} \cdot \text{m]} \quad (25)$$

Para concluir, vale ressaltar que os cálculos para linhas trifásicas são bem mais complexos e não estão sendo apresentados.

Resistência das Linhas de Transmissão

A resistência dos condutores é a principal causa da perda de energia das linhas de transmissão. Portanto, os condutores apresentam resistências diferentes à passagem das correntes contínuas e à passagem das correntes alternadas.

Com o valor da resistência total dos condutores se determinam as perdas na transmissão. Isso é comumente obtido por meio de tabelas de fabricantes de condutores, que apresentam uma padronização de resistências efetivas dos condutores, seja à corrente contínua, seja à corrente alternada, em diversas frequências industriais.

Uma corrente variável com o tempo (em corrente alternada) provoca densidade de corrente desuniforme e, à medida que aumenta a sua frequência, se acentuam as desuniformidades da distribuição de corrente alternada. Esse fenômeno é chamado efeito pelicular. Em um condutor circular, a densidade de corrente usualmente cresce do interior para a superfície.

A resistência efetiva de um condutor é dada por

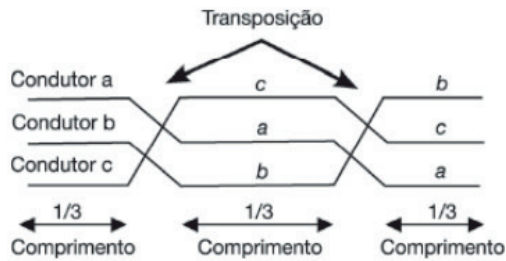
$$R = \frac{\text{potência perdida no condutor}}{|I|^2} \text{ [ohm]} \quad (26)$$

em que a potência é dada em Watts e I é o valor eficaz em Ampères da corrente do condutor.

Transposição de uma Linha de Transmissão

Imagine o cenário em que LTs trifásicas são dispostas em cabos em paralelo por todo o percurso, da geração ao consumo. Além disso, tais condutores não podem ser espaçados simetricamente entre si por questões construtivas. O efeito da indutância nos condutores desse cenário descrito será diferente em cada fase, gerando uma queda de tensão desequilibrada nas três fases e a um desbalanceamento da linha, o que não é desejável. Para compensar essa assimetria e o desequilíbrio de linha, portanto, as posições dos condutores são alteradas, conforme Figura 3.11, em intervalos regulares ao longo do seu comprimento. Essa prática é a transposição de LT (PINTO, 2014).

Figura 3.11 | Esquema de transposição de uma LT trifásica



Fonte: Pinto (2014, p. 76).

A transposição baseia-se em rotacionar as posições das fases de uma linha de transmissão em intervalos, atentando para que cada uma delas percorra todas as posições em uma dada configuração da linha. O objetivo dessa prática é igualar as impedâncias próprias e mútuas. A Figura 3.9 mostra o exemplo de uma linha dividida em três partes iguais, com cada fase ocupando aproximadamente 1/3 do comprimento total, fazendo, assim, uma transposição completa. A transposição é feita a partir de uma determinada extensão, geralmente acima de 100 km (PINTO, 2014).



Exemplificando

No Brasil, o ONS (Operador Nacional do Sistema), por meio do Submódulo 2.4 – *Requisitos mínimos para linhas de transmissão aéreas*, estabelece que linhas superiores a 100 km devem ser transpostas com um ciclo completo de transposição — de preferência, com trechos de 1/6, 1/3, 1/3 e 1/6 do comprimento total (PINTO, 2014).



Refleta

A transposição de LTs afeta a determinação da resistência dos condutores? E da indutância, como afeta? E da capacitância?

Sem medo de errar

Retomando o cenário em que você é um engenheiro projetista de linhas de transmissão, como você faria para especificar tecnicamente um trecho de uma linha rural monofásica em 60 Hz construída na região amazônica com 2 condutores de cobre maciço nº 6 AWG, e espaçados entre si de 2,24 m em cruzeta plana horizontal?

Caro engenheiro, primeiramente, determine as reatâncias $\mathbf{X}_{L_a}$ tanto de condutor, como de linha, de acordo com a expressão a seguir:

a) Por condutor: $L_a = 4,6052 \times 10^{-4} \log\left(\frac{d_{ab}}{r'_a}\right)$ [henry / km];

de modo que, da tabela característica dos condutores, o raio médio geométrico r'_a é:

$$r'_a = 0,001603 \text{ [m]}.$$

Assim,

$$L_a = 4,6052 \times 10^{-4} \log\left(\frac{2,24}{0,001603}\right) = 4,6052 \times 10^{-4} \log(1.397,38) = 1,44848 \text{ [mH / km]}.$$

A reatância de condutor, portanto, é: $x_{La} = 2\pi f \times 1,44848 \times 10^{-3} = 0,546$ [ohm / km].

b) Por circuito monofásico: $L_a = 9,2104 \times 10^{-4} \log\left(\frac{d_{ab}}{r'_a}\right)$ [henry / km] de linha.

Substituindo os valores de d_{ab} e D_{sa} , tem-se que:

$$L_a = 9,2104 \times 10^{-4} \log\left(\frac{2,24}{0,001603}\right) = 9,2104 \times 10^{-4} \log(1397,38) = 2,89696 \text{ [mH / km]}.$$

Assim, a reatância de linha será de: $x_{La} = 2\pi f \times 2,89696 \times 10^{-3} = 1,09215$ [ohm / km].

Se admitirmos que os condutores estão a uma altura média de 6,78 [m], e que em condutores monofásicos $i_b = -i_a$, temos que as reatâncias de condutor são:

$$x_{La} = 4 \times \pi \times f \times 10^{-4} \times \left[\ln\left(\frac{2h_a}{r'_a}\right) - \ln\left(\frac{D_{ab}}{d_{ab}}\right) \right] \text{ [ohm / km]; e}$$

$$x_{Lb} = 4 \times \pi \times f \times 10^{-4} \times \left[-\ln\left(\frac{D_{ab}}{d_{ab}}\right) + \ln\left(\frac{2h_a}{r'_b}\right) \right] \text{ [ohm / km]}.$$

Considerando que, para $f = 60$ Hz, e

$$h_a = 6,78 \text{ [m]; } r'_a = r'_b = 0,001603 \text{ [m]; } d_{ab} = 2,24 \text{ [m];}$$

determina-se D_{ab} , pelo Teorema de Pitágoras para triângulos retângulos, como a distância da imagem do condutor a (refletida para o solo) até o condutor b, de modo que:

$$D_{ab} = \sqrt{(2h_a)^2 + (d_{ab})^2} = \sqrt{(2 \times 6,78)^2 + (2,24)^2} = 13,7438 \text{ [m]}.$$

Assim,

$$x_{La} = x_{Lb} = 4 \times \pi \times 60 \times 10^{-4} \times \left[\ln\left(\frac{2 \times 6,78}{0,001603}\right) - \ln\left(\frac{13,7438}{2,24}\right) \right],$$

$$x_{La} = x_{Lb} = 753,98224 \times 10^{-4} \times \left[\ln\left(\frac{13,56}{0,001603}\right) - \ln\left(\frac{13,7438}{2,24}\right) \right],$$

$$x_{La} = x_{Lb} = 0,545 \text{ [ohm / km]}.$$

Comparando esse último resultado (em que se consideram os efeitos do solo) com o anterior (em que não se consideram tais efeitos), é possível verificar que o erro relativo causado pela não consideração do efeito do solo é de 0,183%, portanto, para esse tipo de linhas, desprezar a presença do solo nos cálculos das reatâncias indutivas não será um problema.

Já as capacitâncias parciais e de serviço, todavia, podem ser obtidas conforme segue:

$$C_{ao} = C_{bo} = \frac{1}{a_{aa} + a_{ab}}; C_{ab} = \frac{a_{ab}}{a_{aa}^2 - a_{ab}^2}; C_s = \frac{1}{2(a_{aa} - a_{ab})} \text{ [F / km];}$$

de modo que os coeficientes de campo a_{aa} e a_{ab} serão:

$$a_{aa} = 4,14468 \times 10^7 \times \log\left(\frac{2h_a}{r_a}\right) \text{ e } a_{ab} = 4,14468 \times 10^7 \times \log\left(\frac{D_{ab}}{d_{ab}}\right);$$

sendo r_a o raio externo do condutor no valor de $r_a = 0,0020575$ [m] – obtido de tabela de condutores de cobre – mas que também pode ser obtido pela expressão:

$$r'_a = 0,7788 \times r_a \Rightarrow r_a \cong \frac{0,001603}{0,7788} \Rightarrow r_a \cong 0,0020575 \text{ [m]}$$

Assim,

$$a_{aa} = 4,14468 \times 10^7 \times \log\left(\frac{2 \times 6,78}{0,0020575}\right) = 15,8282 \times 10^7;$$

$$a_{ab} = 4,14468 \times 10^7 \times \log\left(\frac{13,7438}{2,24}\right) = 3,2654 \times 10^7.$$

E os valores das capacitâncias parciais são:

$$C_{ao} = C_{bo} = \frac{1}{(15,8282 + 3,2654) \times 10^7} = 0,52374 \times 10^{-8} \text{ [F / km];}$$

$$C_{ab} = \frac{15,8282 \times 10^7}{\left((15,8282 \times 10^7)^2 - (3,2654 \times 10^7)^2\right)} = 0,13613 \times 10^{-8} \text{ [F / km];}$$

$$C_s = \frac{1}{2 \times (15,8282 - 3,2654) \times 10^7} = 0,398 \times 10^{-8} \text{ [F / km].}$$

Os valores das capacitâncias totais, portanto, são obtidos pela multiplicação das capacitâncias parciais pelo comprimento da linha (22 km). Assim, tem-se que:

$$C_{ao} = C_{bo} = (0,52374 \times 10^{-8}) \times 22 = 11,5223 \times 10^{-8} \text{ [F];}$$

$$C_{ab} = (0,13613 \times 10^{-8}) \times 22 = 2,9949 \times 10^{-8} \text{ [F];}$$

$$C_s = (0,398 \times 10^{-8}) \times 22 = 8,756 \times 10^{-8} \text{ [F].}$$

Assim, você seria capaz de determinar as indutâncias e capacitâncias do seu projeto de linha de transmissão, concluindo mais uma etapa.

Avançando na prática

Fórmula aproximada para cálculo de capacitância de LT

Descrição da situação-problema

Saber realizar o cálculo de parâmetros de LTs é de fundamental importância nas etapas de projeto de LTs. Existem várias formulações e considerações que podem ser realizadas nos cálculos desses

parâmetros de maneira que, mesmo que haja algumas simplificações, dependendo do caso, não afetem significativamente os resultados dos valores dos parâmetros a serem encontrados.

Sendo assim, imagine que você é um engenheiro projetista de LTs e que seu objetivo é obter uma expressão simplificada para calcular a capacitância em LTs monofásicas construídas com condutores de mesmo diâmetro e suspensos a uma mesma altura.

Resolução da situação-problema

Para linhas monofásicas construídas com condutores de mesmo diâmetro e suspensos a uma mesma altura, teremos que:

$$C_{ao} = C_{bo} = \frac{1}{a_{aa} + a_{ab}}; C_{ab} = \frac{a_{ab}}{a_{aa}^2 - a_{ab}^2}; C_s = \frac{1}{2(a_{aa} - a_{ab})} \text{ [F / km]}.$$

Substituindo os valores das capacitâncias parciais na capacitância de serviço, tem-se:

$$C_s = \frac{1}{2 \times 4,14468 \times 10^7 \left(\log \left(\frac{2h_a}{r_a} \right) - \log \left(\frac{D_{ab}}{d_{ab}} \right) \right)}$$

Realizando os cálculos, obtém-se que:

$$C_s = \frac{0,0120616 \times 10^{-6}}{\left(\log \left(\frac{2h_a}{r_a} \right) - \log \left(\frac{D_{ab}}{d_{ab}} \right) \right)} = \frac{0,0120616 \times 10^{-6}}{\log \left(\frac{2h_a}{r_a} \cdot \frac{D_{ab}}{d_{ab}} \right)} = \frac{0,0120616 \times 10^{-6}}{\log \left(\frac{2h_a}{D_{ab}} \cdot \frac{d_{ab}}{r_a} \right)}$$

Nas linhas monofásicas reais, em geral d_{ab} é consideravelmente menor que h_a , portanto $\frac{2h_a}{D_{ab}}$ pode ser geralmente considerado igual à unidade, sem incorrerem em erros apreciáveis. Assim, para a maior parte das aplicações, basta empregar a expressão:

$$C_s = \frac{0,0120616 \times 10^{-6}}{\log \left(\frac{d_{ab}}{r_a} \right)} \text{ [F / km]}$$

para determinar a capacitância de serviço por quilômetro de linha. Experimente utilizar essa equação no *Sem medo de errar* desta seção para comparar os resultados.

Faça valer a pena

1. As linhas de transmissão (LTs) são elementos dos sistemas elétricos de potência (SEPs) responsáveis por transportar a energia elétrica a grandes distâncias, desde as subestações elevadoras próximas à geração até as subestações abaixadoras que transformarão os níveis de tensão para

valores adequados e seguros para o consumo pelas mais variadas unidades de distribuição.

Esses sistemas transmitem tensão e corrente de uma extremidade para outra, de modo que, em sua constituição, há condutores com seção transversal uniforme ao longo de todo o comprimento da linha. Para linhas aéreas, que é o foco do estudo na área, o ar atua como meio isolante ou dielétrico entre os condutores.

A respeito das LTs, seus parâmetros, efeitos e formas de calcular indutâncias, capacitâncias, resistências e reatâncias, analise as afirmativas a seguir e assinale a correta.

- a) A capacitância de uma LT depende da corrente elétrica (I) e da diferença de potencial (U).
- b) A resistência de uma LT varia em uma relação diretamente proporcional à corrente que atravessa o condutor.
- c) A indutância própria de uma LT depende apenas da distância do condutor para o solo.
- d) A reatância capacitiva é diretamente proporcional às capacitâncias próprias e mútuas do condutor e à frequência de operação da rede elétrica.
- e) A reatância indutiva para linhas monofásicas depende apenas do raio médio geométrico do condutor, da frequência de operação e da distância entre os condutores.

2. Na obtenção dos parâmetros de linhas de transmissão (LTs), destaca-se a indutância dos condutores de uma LT. Neste contexto, portanto, analise a afirmação.

Afirmação: O passo a passo para a obtenção dos parâmetros indutivos de uma LT segue, tipicamente, uma sequência lógica de desenvolvimentos matemáticos que precisam ser fundamentados em teorias e definições para, posteriormente, realizar-se cálculos que permitam a determinação desses parâmetros.

Essa afirmação pode ser justificada a partir dos seguintes argumentos, cuja ordem não é necessariamente a apresentada:

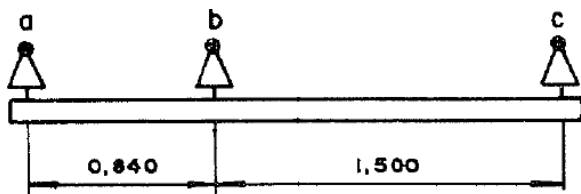
- I. Calcular o fluxo de acoplamento de dois condutores.
- II. Calcular a reatância indutiva de um condutor.
- III. Calcular o fluxo magnético total de um condutor.
- IV. Calcular a indutância de um condutor.
- V. Calcular o fluxo magnético interno e externo de um condutor.

De acordo com o texto-base acima, assinale a alternativa correta a respeito da ordem mais adequada para os argumentos I, II, III, IV e V.

- a) III – I – V – IV – II.
- b) I – V – IV – III – II.
- c) V – I – III – II – IV.
- d) V – III – I – IV – II.
- e) I – III – V – II – IV.

3. Considere uma linha primária rural de 13,8 [kV], construída com cabos CAA nº 4 AWG (i.e., de tabela, RMG = 0,00127 [m]) conforme ilustrado na Figura 3.12, e cujas distâncias também estão apresentadas em [m].

Figura 3.12 | Cruzeta para 15 kV



Fonte: Fuchs (1977, p. 347).

Para determinar a capacitância de serviço dessa LT, considerando que os condutores estão a 15 [m] de altura em relação ao solo, tem-se que a expressão que normalmente é utilizada para cálculo da capacitância de serviço em redes trifásicas é sutilmente diferente das monofásicas, e é:

$$C_s = \frac{0,02412 \times 10^{-6}}{\log\left(\frac{D_m}{r}\right)} = \frac{0,02412 \times 10^{-6}}{\log\left(\frac{\sqrt[3]{d_{ab}d_{ac}d_{bc}}}{r}\right)} [\text{F} / \text{km}]$$

sendo D_m a distância média geométrica entre condutores; d_{ab} , d_{ac} e d_{bc} a distância entre condutores e a-b, a-c e b-c, respectivamente; e r o raio do condutor considerando que são todos iguais.

De acordo com o texto-base acima analise as afirmativas a seguir e assinale a correta com relação ao cálculo da capacitância de serviço.

- A capacitância de serviço da rede é inferior a 1 mF e superior a 1 μF .
- A capacitância de serviço da rede é inferior a 1 μF e superior a 1 nF.
- A capacitância de serviço da rede é inferior a 1 nF e superior a 1 pF.
- A capacitância de serviço da rede é inferior a 1 fF e superior a 1 pF.
- A capacitância de serviço da rede é inferior a 1 pF e superior a 1 fF.

Seção 3.3

Modelagem de linhas de transmissão

Diálogo aberto

Caro aluno, na seção anterior analisamos os parâmetros de linhas de transmissão (LTs) e nesta seção nos prepararemos para considerar a LT como um elemento dos sistemas elétricos de potência (SEPs). Nesta última etapa desta unidade aprenderemos a modelar esses componentes, apresentando fórmulas para calcular tensões e correntes em qualquer ponto de uma LT, que é um problema determinante nas etapas de projeto e de operação de SEPs.

Nesse cenário, é uma prática comum que os modernos SEPs sejam continuamente monitorados (em tempo real) por uma avançada infraestrutura de informação e monitoramento, também conhecida como sistema **SCADA** (Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados, do inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition*), de modo que, para atender à necessidade de supervisionar e controlar o SEP como um todo, tem como uma das suas principais funções a de manter os níveis de tensão dentro dos limites especificados. Daí surge a importância de se conhecer e compreender os modelos das LTs, pois isso permite que o engenheiro seja capaz de não apenas projetar LTs, mas também de avaliar resultados fornecidos pelo SCADA a respeito do estado atual da rede elétrica, que pode ser normal-seguro, alerta, emergência e outros.

Dessa forma, sabendo da importância de se projetar e monitorar adequadamente as LTs, lembre-se de que na seção anterior você, como engenheiro, concluiu os cálculos de determinação de parâmetros do projeto de uma LT. Supondo que o projeto nessa etapa esteja então concluído, agora chegou a hora de apresentá-lo para os acionistas da empresa.

Você deve construir uma apresentação destacando a importância do projeto com base na decisão do governo brasileiro que, desde a década de 1960, optou por estabelecer projetos de expansão da malha de linhas de transmissão do país de modo que uma enorme malha fosse formada (Sistema Interligado Nacional – SIN). Seu objetivo

foi o de interligar todas as regiões do país e fortalecer a seguridade no fornecimento de energia elétrica no território nacional.

Após a sua apresentação, a fim de compreender as razões para se investir em empreendimentos dessa natureza, suponha que um dos executivos indagou você com o seguinte questionamento: “Caro engenheiro, como você é um projetista de linhas de transmissão de energia elétrica e especialista no assunto, supondo que você trabalhasse na década de 1960, apoiaria tal decisão do governo federal ou recusaria em prol de outras alternativas talvez mais eficientes e/ou menos custosas?” Como você responderia tal questionamento? Considere na sua reflexão todos os fatores que determinam o custo do transporte de energia e as particularidades do território brasileiro.

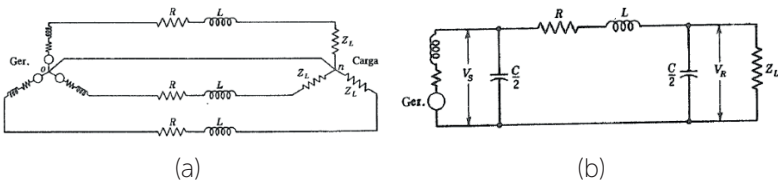
Esperamos que você esteja animado para finalizar mais essa etapa do seu estudo dos sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia. Então arregace as mangas e vamos finalizar mais uma etapa dessa jornada?

Bons estudos!

Não pode faltar

Para iniciar nosso estudo, primeiramente assumiremos a premissa de que as linhas de transmissão (LTs) funcionam como cargas trifásicas equilibradas, mesmo que não possuam espaçamento equilátero e não sejam transpostas. A assimetria resultante é tipicamente pequena e, assim, as fases podem ser consideradas equilibradas. O objetivo dessa premissa é que um estudo que seria aplicado a sistemas trifásicos possa ser simplificado para sistemas equivalentes monofásicos sem perdas significativas de generalidade. Isso reduz significativamente a complexidade da modelagem e das análises. A Figura 3.13a ilustra um circuito trifásico e a Figura 3.13b o seu equivalente monofásico.

Figura 3.13 | (a) Circuito trifásico de um gerador alimentando uma carga equilibrada em Y através de uma LT com parâmetros concentrados para a resistência R e para a indutância L , tendo a capacitância omitida; e seu (b) equivalente monofásico com a adição da capacitância ao neutro, sendo esta dividida entre os dois terminais da LT.



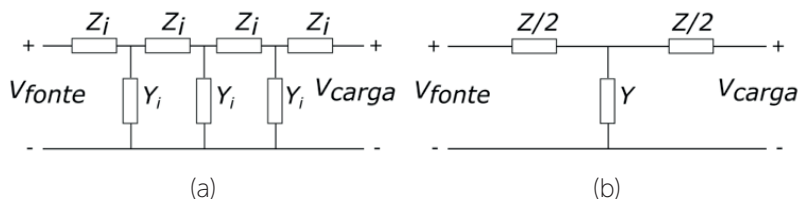
Fonte: adaptada de Stevenson (1986, p. 95-6).

Lembre-se de que R , L e C são a resistência, a indutância e a capacitância da LT, respectivamente; Z_L a impedância da carga; e V_s e V_R as tensões do gerador (na fonte) e da carga, respectivamente.

Outro fator que é importante diferenciarmos são as definições de parâmetros distribuídos e de parâmetros concentrados.

Um circuito de parâmetros distribuídos é um circuito de comprimento finito, no qual qualquer elemento constituinte, por menor que seja, origina uma variação de tensão no sentido longitudinal e uma derivação de corrente no sentido transversal. Esquemáticamente tal circuito pode ser representado como na Figura 3.14a. Circuitos de parâmetros concentrados, por sua vez, representam valores totais de impedâncias e originam uma variação de tensão no sentido longitudinal e uma derivação de corrente no sentido transversal somente entre os nós terminais da LT em análise. A Figura 3.14b ilustra o caso.

Figura 3.14 | (a) Circuito de parâmetros distribuídos e (b) circuito de parâmetros concentrados



Fonte: elaborada pelo autor.

Nos casos de estudos com parâmetros distribuídos, consideram-se o comprimento das linhas, dados pela letra ℓ , e as nomenclaturas são dadas como: a impedância em série por fase, por unidade de comprimento é dada pela letra minúscula $\mathbf{z}$; e a admitância em derivação (ou *shunt*, do inglês) por fase ao neutro por unidade de comprimento é dada pela letra $\mathbf{y}$. Nos estudos com parâmetros concentrados, as nomenclaturas básicas são: a impedância total em série por fase é dada pela letra maiúscula $\mathbf{Z}$, sendo $\mathbf{Z} = \mathbf{z} \cdot \ell$; e a admitância total em derivação (ou *shunt*, do inglês) por fase ao neutro é dada pela letra $\mathbf{Y}$, sendo $\mathbf{Y} = \mathbf{y} \cdot \ell$.



Parâmetros distribuídos correspondem a valores infinitesimais de impedância e parâmetros concentrados correspondem a valores totais.

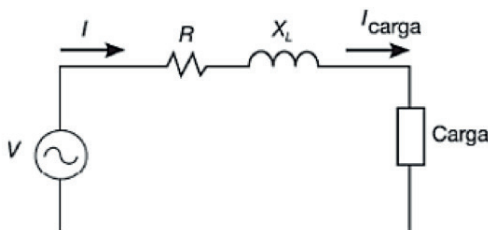
Modelagem de Linhas de Transmissão

Após apresentarmos tais convenções, você, aluno, deve atentar ao iniciar o estudo desta seção; apresentaremos a seguir os modelos de linhas de transmissão, que, de acordo com o comprimento da linha são classificados em três tipos:

a) Modelo de linhas curtas (até 80 km) – utiliza parâmetros concentrados.

Nos modelos de LTs curtas, o efeito do capacitor *shunt* pode ser desprezado, sendo consideradas apenas a resistência e a reatância indutiva (parâmetros série). Assumidas as condições de equilíbrio, a linha pode ser representada por um circuito equivalente monofásico, com uma resistência R e uma reatância indutiva X_L em série, conforme Figura 3.15 (PINTO, 2014).

Figura 3.15 | Circuito equivalente de uma LT curta



Fonte: Pinto (2014, p. 74).

Da Figura 3.14, tem-se que:

$$Z = R + jX_L \Rightarrow Z = R + j(\omega L), \text{ sendo } \omega = 2\pi f \text{ a frequência angular (1)}$$

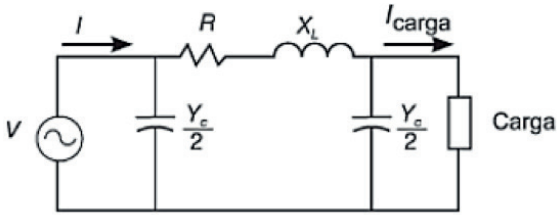
$$\dot{I} = \dot{I}_{carga} \quad (2)$$

$$\dot{V} = \dot{V}_{carga} + Z \times \dot{I} \quad (3)$$

b) Modelo de linhas médias (entre 80 e 240 km) – utiliza parâmetros concentrados.

Nos modelos de LTs médias, o efeito do capacitor *shunt* (Y_c) é dividido em duas partes iguais, dispostas no início e no fim da linha. Esta é representada também por um circuito equivalente monofásico, sendo chamada de configuração π , devido ao formato semelhante ao dessa letra grega, conforme mostra Figura 3.14 (PINTO, 2014).

Figura 3.16 | Circuito equivalente de uma LT média



Fonte: Pinto (2014, p. 74).

Da Figura 3.14 tem-se que:

$$\dot{V} = \left(\dot{V}_{carga} \frac{Y}{2} + i_{carga} \right) Z + \dot{V}_{carga} \quad (4)$$

$$i = \dot{V} \frac{Y}{2} + \dot{V}_{carga} \frac{Y}{2} + i_{carga} \quad (5)$$

Fazendo todos os rearranjos matemáticos e substituições, temos as seguintes equações finais:

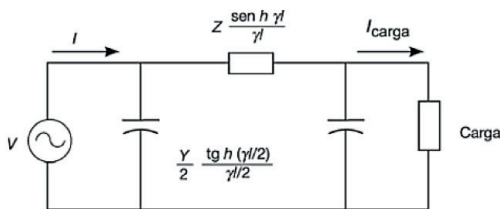
$$\dot{V} = \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) \dot{V}_{carga} + Zi_{carga} \quad (6)$$

$$i = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) \dot{V}_{carga} + \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) i_{carga} \quad (7)$$

c) Modelo de linhas longas (acima de 240 km) – utiliza parâmetros distribuídos.

Nos modelos de LTs longas os parâmetros têm de ser considerados uniformemente, distribuídos ao longo da linha. A impedância e a capacitância *shunt* são determinadas por meio da solução de equações diferenciais, em que a tensão e a corrente são descritas em função da distância e do tempo. A Figura 3.15 mostra o circuito equivalente de uma LT longa (PINTO, 2014).

Figura 3.17 | Circuito equivalente de uma LT longa



Fonte: Pinto (2014, p. 74).

Da Figura 3.15, não é trivial compreendermos como surgiram tais equações, pois são considerados os efeitos das equações de Maxwell do Eletromagnetismo na resolução de um problema de equações diferenciais, e o que será mostrado a seguir corresponde ao resultado final da formulação por meio de funções hiperbólicas, que é mais utilizada para representação de um circuito equivalente de uma LT longa, de modo que as equações são:

$$Z_{equivalente} = Z \times \frac{\text{sen } h(\gamma \times \ell)}{\gamma \times \ell} \quad (8)$$

$$Y_{equivalente} = Y \times \frac{\tan h\left(\gamma \times \frac{\ell}{2}\right)}{\gamma \times \frac{\ell}{2}} \quad (9)$$

$$\gamma = \sqrt{Z \cdot Y} \text{ a constante de propagação} \quad (10)$$

$$Z = z \times \ell \text{ e } Y = y \times \ell, \text{ sendo } \ell \text{ o comprimento da LT.} \quad (11)$$

E as funções hiperbólicas básicas, ($\text{sen } h$) e ($\text{cos } h$), por definição, são expressas como:

$$\text{sen } h(\theta) = \frac{e^{\theta} - e^{-\theta}}{2} \text{ e } \text{cos } h(\theta) = \frac{e^{\theta} + e^{-\theta}}{2} \quad (12)$$

sendo e a função exponencial.

Fazendo todos os rearranjos matemáticos e substituições, temos as seguintes equações finais:

$$\dot{V} = \cosh(\gamma \ell) \dot{V}_{carga} + Z_c \sinh(\gamma \ell) \dot{i}_{carga} \quad (13)$$

$$\dot{i} = \frac{\sinh(\gamma \ell)}{Z_c} \dot{V}_{carga} + \cosh(\gamma \ell) \dot{i}_{carga} \quad (14)$$

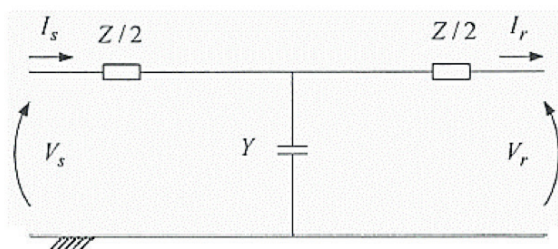
$$\text{e } Z_c = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \text{ é a impedância característica de uma LT.} \quad (15)$$



Para mais detalhes a respeito da formulação de LTs longas, recomenda-se leitura de outras bibliografias que abordem o tema e o tratem com aprofundado detalhamento matemático, tal como Zanetta Jr. (2006, p. 134-140).

Vale ressaltar que, além do modelo π de representação de LTs, que é o mais usual, existe também o modelo T, que é dado conforme Figura 3.18.

Figura 3.18 | Modelo T de linha de transmissão



Fonte: Zanetta Jr. (2006, p. 142).



Para todos os tipos de LTs podemos representar as equações dos circuitos por meio de **constante ABCD** (STEVENSON, 1986, p. 451):

$$\dot{V}_{fonte} = A \times \dot{V}_{carga} + B \times \dot{I}_{carga} \quad (16)$$

$$\dot{I}_{fonte} = C \times \dot{V}_{carga} + D \times \dot{I}_{carga} \quad (17)$$

de modo que, para:

- LTs curtas: impedância série (vide Figura 3.13)

$$A = 1 \quad B = Z \quad C = 0 \quad D = 1 \quad (18)$$

- LTs médias e longas: configuração π (vide Figura 3.14)

$$A = 1 + \frac{Y_c}{2} Z \quad B = Z \quad C = \frac{Y_c}{2} + \frac{Y_c}{2} + Z \frac{Y_c}{2} \frac{Y_c}{2} \quad D = 1 + \frac{Y_c}{2} Z \quad (19)$$

- LTs médias e longas: configuração T (vide Figura 3.16)

$$A = 1 + Y \frac{Z}{2} \quad B = \frac{Z}{2} + \frac{Z}{2} + Y \frac{Z}{2} \frac{Z}{2} \quad C = Y \quad D = 1 + Y \frac{Z}{2} \quad (20)$$

Alguns cálculos não foram simplificados porque as componentes podem ser utilizadas para LTs, cujas componentes em derivação sejam assimétricas, ou seja, a admitância *shunt* próxima ao gerador pode ser diferente do valor próximo à carga nos modelos π (vide Figura 3.16), e a impedância série próxima ao gerador pode ser diferente do valor próximo à carga nos modelos T (vide Figura 3.18). Assim, se há termos repetidos se multiplicando, ou somando, substituir adequadamente pelos valores correspondentes assimétricos, caso existam.



Exemplificando

Suponha uma linha de transmissão de 60 Hz de circuito simples de comprimento de 370 km. A carga na linha é de 125 MW a 215 kV com fator de potência unitário, ou seja, potência reativa nula. Determine a tensão e a corrente na fonte, sabendo que a impedância série é $0,2 + j1,28 [\Omega / km]$ e a admitância *shunt* $j8,17 \times 10^{-6} [\text{Siemens} / km]$. Lembre-se de que a unidade *Siemens* corresponde ao inverso de Ohms (Ω).

Solução:

Para resolver essa tarefa, primeiro separamos os dados de carga:

$$V_{\text{carga(fase-neutro)}} = \frac{215}{\sqrt{3}} = 124,13 \text{ kV} \therefore I_{\text{carga}} = \frac{125 \text{ MW}}{\sqrt{3} \times 215 \text{ kV}} = 335,7 \text{ A}$$

Após isso, devemos calcular a impedância e a admitância total, dada por:

$$Z = z \times \ell \Rightarrow Z = (0,2 + j1,28) \times 370 = 74 + j473,6 [\Omega], \text{ e}$$

$$Y = y \times \ell \Rightarrow Y = (j8,17 \times 10^{-6}) \times 370 = j3,0229 \times 10^{-3} [\text{Siemens}]$$

Posteriormente, tem-se que a constante de propagação é dada por:

$$\begin{aligned} \gamma &= \sqrt{z \cdot y} = \sqrt{(0,2 + j1,28) \cdot (j8,17 \times 10^{-6})} \\ &= \sqrt{(j1,634 \times 10^{-6} + j^2 1,0458 \times 10^{-5})}, \text{ lembrando que } j = \sqrt{-1}, \\ &= \sqrt{(-10,458 + j1,634) \times 10^{-6}} \\ &= (0,25188 + j3,2436) \times 10^{-3} \end{aligned}$$

note que γ é uma variável adimensional (sem unidade) e a impedância característica é:

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} = \sqrt{\frac{(0,2 + j1,28)}{(j8,17 \times 10^{-6})}} = (39,70154 - j3,08298) \times 10^1 [\Omega]$$

Por fim, para aplicarmos os resultados nas equações (13) e (14), temos que:

$$\cosh((0,25188 + j3,2436) \times 10^{-3} \times 370) = 0,3638 + j0,0870$$

$$\sinh((0,25188 + j3,2436) \times 10^{-3} \times 370) = 0,0338 + j0,9361$$

e, assim, a equação (13) que define a **tensão** é dada por:

$$\begin{aligned} V &= \cosh(\gamma) V_{carga} + Z_c \sinh(\gamma) I_{carga} \\ &= (0,3638 + j0,0870) \times 124,13 \times 10^3 + \\ &\quad (39,70154 - j3,08298) \times 10 \times (0,0338 + j0,9361) \times 335,7 \\ &= (59,3515 + j135,2111) \times 10^3 = 147,67 \angle 66,3^\circ \text{ kV} \end{aligned}$$

e, a equação (14) que define a **corrente** é dada por:

$$\begin{aligned} i &= \frac{\sinh(\gamma \ell)}{Z_c} \dot{V}_{carga} + \cosh(\gamma \ell) i_{carga} \\ &= \frac{(0,0338 + j0,9361)}{(39,70154 - j3,08298) \times 10} \times 124,13 \times 10^3 + (0,3638 + j0,0870) \times 335,7 \\ &= 110,0407 + j320,9464 = 339,29 \angle 71,08^\circ \text{ A} \end{aligned}$$

O efeito corona

O efeito corona é uma descarga elétrica gerada pela ionização do ar nos arredores do condutor quando a diferença de potencial entre uma das fases e o solo ultrapassa determinado valor crítico de ruptura. O valor dessa tensão de ruptura depende, dentre outros fatores, da pressão atmosférica, da quantidade de vapor d'água no ar e do tipo de tensão em questão (CA ou CC).

As consequências do efeito corona são estudadas há mais de 50 anos e são bastante indesejadas na operação de LTs, embora "inevitáveis", especialmente para LTs acima de 100 kV. Ressalta-se que ferragens defeituosas e pinos mal ajustados podem gerar pulsos eletromagnéticos que interferem na faixa de frequência modulada (FM). Em suma, os seus efeitos podem ser sintetizados em quatro características: ruído sonoro, produção de ozônio, perda de energia e interferência eletromagnética, especialmente nas frequências das rádios AM (amplitude modulada) (PINTO, 2014).

As perdas que acontecem nas linhas de transmissão decorrentes do corona estão relacionadas principalmente com as condições meteorológicas do local, da geometria dos condutores, das tensões de operação e dos gradientes de potencial nas superfícies desses condutores. Para dar uma ideia da gravidade, as perdas por efeito corona em linhas com tensões extraelevadas podem variar de alguns kW/km até algumas centenas de kW/km sob condições climáticas adversas (PINTO, 2014).

Fatores que determinam o custo do transporte da energia elétrica

O dimensionamento de LTs, em suma, segue uma regra simples: *Transportar uma dada potência [kW], a uma dada distância [km], com o menor custo possível, dentro de padrões técnicos aceitáveis, e com grau de confiabilidade preestabelecido*. Neste sentido, o objetivo é satisfazer dois fatores aparentemente antagônicos: **custo da energia perdida no transporte x custo das instalações**. Assim, uma análise técnico-econômica deve incluir todos os fatores que afetam tanto os custos das perdas como os custos das instalações. Neste contexto, portanto, podemos sintetizar na Tabela 3.2 a lista dos principais fatores que determinam o custo do transporte de energia elétrica, que são (FUCHS, 1977):

Quadro 3.1 | Fatores que determinam o custo do transporte de energia elétrica

Custo anual das perdas de transmissão	a) Perdas por Dispersão	- Principalmente pelo efeito Corona.
	b) Perdas por Efeito Joule	- Causadas pelas impedâncias das LTs.
	Quanto maior o custo da energia perdida, maiores deverão ser as bitolas dos condutores e, portanto, mais robustas deverão ser as estruturas (torres) para suportarem o peso, e, consequentemente, maiores os investimentos. Além disso, deve-se lembrar dos custos dos equipamentos que suprem energia reativa à rede que são tão indispensáveis à operação do sistema elétrico.	
Custo de instalação	a) Custo da obra, em quotas anuais	- Custos de estudos e projetos; administração e fiscalização da obra; desapropriações; custo dos materiais, inclusive seguros e transportes; e mão de obra, inclusive encargos sociais e trabalhistas.
	b) Encargos financeiros anuais	- Despesas para obtenção de financiamentos, taxas, emolumentos etc.; e juros passivos totais até o final da amortização dos empréstimos.
	c) Custo anual de manutenção e operação	- Custo de substituição de materiais de acordo com a vida útil estimada; custo de limpeza periódica das faixas de serviço etc.
	No cálculo dos custos de instalação, as variáveis em análise tipicamente são: custo inicial da instalação; custo de manutenção e operação; taxa anual de aumento de custos; despesas financeiras e taxa de recuperação de capital.	

Fonte: adaptado de Fuchs (1977, p. 522-537).



Caro aluno, como você interpreta a importância de conhecer os modelos de LTs para se realizar uma análise mais precisa dos custos do transporte de energia? Elas são importantes para calcular os custos das perdas ou os custos de instalação?

Sem medo de errar

Retomando o cenário em que você é um engenheiro projetista de linhas de transmissão, e sabendo de sua capacidade e experiência, você foi convidado para apresentar o projeto aos acionistas da empresa. Por solicitação dos próprios executivos, você também deve falar sobre as vantagens e desvantagens do SIN. Em sua palestra, você foi requisitado para abordar o tema com maior ênfase aos fatores que determinam os custos do transporte de energia.

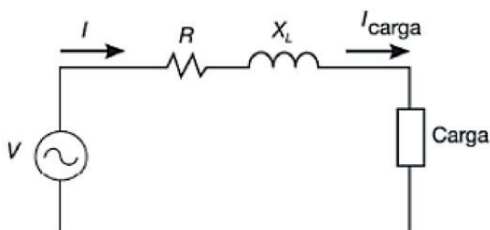
Para realizar essa tarefa, portanto, sugere-se que você organize a sua apresentação da seguinte forma: (a) apresente os fundamentos básicos das LTs de maneira sucinta, em seguida, (b) destaque quais são os parâmetros das LTs essenciais em um projeto e os (c) modelos que representam as LTs, para, por fim, destacar (d) os fatores que determinam os custos do transporte da energia.

Primeiramente, seguindo a ordem sugerida, você apresenta e discute as características básicas dos condutores, das estruturas (torres), dos isoladores e ferragens e dos cabos para-raios. Em seguida, apresenta e define a resistência, a indutância e a capacitância de LTs, destacando que a resistência, por exemplo, é um parâmetro fundamental que depende das propriedades do material condutor, que é responsável pelas perdas por Efeito Joule (aquecimento). As indutâncias, por sua vez, produzem efeitos somente quando há corrente alternada (CA), como resultado das variações dos campos magnéticos produzidos pelas correntes que atravessam os condutores. E as capacitâncias, enfim, existem como resultado dos campos elétricos entre dois condutores e entre um condutor e o solo.

Em um segundo momento da sua palestra, após apresentar os parâmetros das LTs, você apresenta como esses parâmetros realmente afetam os níveis de tensão e como as correntes que fluem no sistema, e isso poderia ser feito com ilustrações dos modelos matemáticos das LTs. Na Figura 3.19, a seguir, você explicaria como

um projeto mal dimensionado, ou seja, com altos valores de R e X_L poderia acarretar em sérios prejuízos na operação da rede, tanto por altas perdas por efeito Joule como por altas perdas por dispersão (efeito corona), até como por não viabilizar que limites de tensão estabelecidos em normas regulatórias pudessem ser atendidos devido aos altos valores de queda de tensão nas LTs.

Figura 3.20 | Circuito equivalente de uma LT curta



Fonte: Pinto (2014, p. 74).

Por outro lado, valores muito baixos de R e X_L poderiam acarretar sérios prejuízos relacionados aos custos de instalação dessa LT, pois significaria que condutores de maior bitola estariam sendo utilizados, tornando o custo de aquisição de condutores mais elevado, além de requerer uma torre (estrutura) de suporte e isoladores mais robustos para suportarem o maior peso desses condutores.

Neste sentido, você conclui que realizar um projeto de LT é otimizar dois aspectos conflitantes: o custo das perdas e o custo de instalação de equipamentos. Sendo assim, saber ponderar adequadamente o custo de cada um é o maior desafio do engenheiro projetista de LTs a fim de se obter o máximo retorno do investimento satisfazendo os padrões de qualidade exigidos pelos órgãos regulatórios.

No que se refere ao Sistema Interligado Nacional (SIN), você pondera suas vantagens e desvantagens pelos seguintes aspectos:

(i) No sentido de custo de perdas, o SIN contribui significativamente para reduzir tais custos, porque, em redes malhadas, como temos no SIN, o fluxo de potência pode seguir diferentes caminhos nas malhas existentes, aliviando, principalmente, as perdas por efeito Joule. No Brasil, isto é um fator importantíssimo, principalmente quando se sabe que o país tem geração de energia elétrica predominantemente centralizada e localizada a grandes distâncias dos centros consumidores.

(ii) No sentido de custo de instalação, o SIN contribui para aumentar tais custos, porque, em redes malhadas, como temos no SIN, a redundância de caminhos formados pelas malhas para o fluxo de potência entre regiões requer que mais condutores tenham sido instalados, mais torres, e que haja mais custos de operação e manutenção e mais encargos financeiros, mais mão de obra tenha sido empregada etc.

No final de sua palestra, após apresentar e discutir as vantagens e desvantagens do SIN, você foi requisitado para responder a uma questão de maneira crítica, que seria se você apoiaria ou não a decisão do governo federal de criar um Sistema Interligado Nacional, em vez de outras soluções, caso você exercesse a profissão de projetista de LTs na década de 1960. Caro engenheiro, que decisão você toma com base nos fatores considerados? Você apoiaria ou não a criação do SIN? Que argumentos você utilizaria para justificar sua resposta?

Avançando na prática

Praticidade dos modelos matemáticos de LTs

Descrição da situação-problema

O primeiro passo a ser dado na análise de uma LT é saber que esta é caracterizada pelo fato de seus parâmetros serem distribuídos ao longo de seu comprimento. Deste modo, as tensões e correntes envolvidas na linha se comportarão como ondas, encontrando soluções matemáticas nas chamadas equações diferenciais, que podem ser resolvidas em duas “frentes”: no domínio do tempo ou no domínio da frequência. De modo geral, a solução no domínio da frequência se torna mais acessível do que no domínio do tempo (PINTO, 2014).

Imagine que você é um engenheiro projetista de LTs de uma grande multinacional, logo você sabe que as LTs, de maneira genérica, deveriam ser modeladas “sempre” com base na formulação apresentada para linhas longas (parâmetros distribuídos), todavia você não o faz em seus projetos. Como você explicaria para o seu gestor que para linhas curtas e para linhas médias a utilização de parâmetros concentrados em modelos mais simplificados é o suficiente para obter projetos de alta qualidade?

Resolução da situação-problema

Um condutor elétrico de uma linha de transmissão tem quatro parâmetros elétricos básicos, que são combinações de resistência, indutância, capacitância e condutância (os dois primeiros em série, e os dois últimos em combinação *shunt*), simbolizados respectivamente por R , L , C e G . Tais parâmetros são uniformemente distribuídos ao longo do comprimento da linha, não sendo possível uma representação independente dessas grandezas em qualquer ponto dela. Diz-se também que tais parâmetros não são caracterizáveis discretamente. Optou-se, então, por expressá-los em função do comprimento da linha (PINTO, 2014).

R , L e C dependem do material usado e das dimensões físicas do condutor. A indutância e a capacitância são produzidas pela presença de campos magnéticos e elétricos em torno dos condutores, dependendo de sua disposição geométrica. A indutância está presente exclusivamente nas linhas de transmissão em CA e a capacitância se torna mais relevante em linhas superiores a 80 km e com tensões a partir de 34,5 kV (aproximadamente). A condutância ocorre devido a correntes de fuga que fluem por meio dos isoladores e do ar. Como a corrente de fuga é consideravelmente pequena se comparada à corrente nominal, ela acaba sendo desconsiderada sem perda de generalidade do modelo (PINTO, 2014).

Da mesma forma que a condutância pode ser desconsiderada no módulo por não acarretar mudanças significativas nos cálculos, em linhas curtas, como as distâncias são menores, também existe o efeito capacitivo entre os condutores, e entre eles e o solo, são tão pequenos que pouco afetam o resultado final dos cálculos, por isso podemos desconsiderá-los. No caso de linhas médias, como as distâncias também não são tão grandes, os efeitos da propagação e da reflexão de ondas (do estudo de Eletromagnetismo) também podem ser negligenciados sem perda de generalidade. Por isso podemos simplificar o problema, para resolvê-los com maior simplicidade e sem perda significativa de qualidade das soluções.

Assim você seria capaz de demonstrar argumentos técnicos suficientes não somente para satisfazer o questionamento de seu gestor, mas também para de fato produzir projetos de LTs de alta qualidade.

Faça valer a pena

1. A respeito dos modelos das linhas de transmissão (LTs), analise as afirmativas a seguir:

I. A condutância é um parâmetro que corresponde ao inverso da resistência elétrica, refere-se às correntes de fuga que fluem por meio dos isoladores e do ar, e é consideravelmente pequena e deve ser desprezada somente nos modelos de linhas curtas e médias, devendo ser considerada apenas em linhas longas.

II. A capacitância em LTs está presente somente em redes de transmissão CA.

III. A capacitância em LTs se torna mais relevante apenas em linhas superiores a 80 km e com tensões a partir de 34,5 kV.

IV. A indutância em LTs pode ser desconsiderada em linhas curtas, considerando apenas a impedância série.

Com base nas afirmativas acima, analise as alternativas a seguir e assinale a correta.

- a) Somente a afirmativa III está correta.
- b) Somente as afirmativas I e II estão corretas.
- c) Somente as afirmativas I, II e IV estão corretas.
- d) As afirmativas I, II, III e IV estão corretas.
- e) Somente as afirmativas III e IV estão corretas.

2. O objetivo de dimensionar LTs da melhor maneira possível é de satisfazer dois fatores conflitantes: custo da energia perdida no transporte e custo das instalações. Assim, uma análise técnico-econômica deve incluir todos os fatores que afetam tanto os custos das perdas como os custos das instalações. Neste cenário, analise as afirmações e a relação entre elas:

(I) Quanto menor o custo da energia perdida, menores poderão ser as seções nominais (bitolas) dos condutores,

DESTE MODO

(II) menos robustas poderão ser as estruturas (torres) para suportarem o peso e, conseqüentemente, menores serão os custos de instalação.

Com base no texto acima, assinale a alternativa que contém a afirmação correta.

- a) A afirmativa (I) está inteiramente correta, mas a (II) não está, embora o conteúdo da (II) justifique a (I).
- b) A afirmativa (I) não está inteiramente correta, mas a (II) está.
- c) As afirmativas (I) e (II) estão inteiramente corretas e o conteúdo da (II) justifica a (I).
- d) As afirmativas (I) e (II) estão inteiramente corretas, mas o conteúdo da (II) não justifica a (I).
- e) As afirmativas (I) e (II) não estão inteiramente corretas.

3. Suponha uma linha de transmissão (LT) de 60 Hz de circuito simples de comprimento de 120 km. A carga na linha é de 50 MW com fator de potência unitário e a tensão na fonte é de 138 kV. A impedância série é $0,3 + j0,9 \text{ } [\Omega / \text{km}]$ e a admitância *shunt* $j3,20 \times 10^{-6} \text{ } [\text{Siemens} / \text{km}]$.

Com base nos dados apresentados anteriormente, determine o valor da tensão no terminal de carga utilizando tanto o modelo de linhas curtas quanto o modelo de linhas médias para o mesmo problema. A seguir, calcule o erro entre os valores encontrados por ambos os modelos.

O valor da tensão obtida utilizando o modelo de LTs média em relação ao obtido pelo modelo de LTs curtas apresenta um erro relativo

Por fim, analise as afirmativas a seguir e assinale a que corretamente preenche a lacuna.

- a) que está no intervalo de 0 a 0,499%.
- b) que está no intervalo de 0,5 e 0,999%.
- c) que está no intervalo de 1 e 1,499%.
- d) que está no intervalo de 1,5 e 1,999%.
- e) superior a 2%.

Referências

BRASIL. **Ministério do planejamento**. Mais de 3 mil quilômetros de linhas de transmissão recebem licenças do Ibama. Disponível em: <<http://www.pac.gov.br/noticia/3ee196a9>>. Acesso em: 27 out. 2017.

ELÉCTRIC **Materiais Elétricos. Material de distribuição: isoladores**. Disponível em: <http://www.eletrics.com.br/eletric_novo/produtos/lista_sub_categoria/isoladores/220/>. Acesso em: 16 ago. 2017.

EMBRAMAT. **Isolador disco suspensão de porcelana**. Disponível em: <<http://embramatatensao.com.br/loja/isolador-disco-suspensao-de-porcelana/>>. Acesso em: 16 ago. 2017.

FUCHS, R. D. **Transmissão de energia elétrica**: Linhas Aéreas. v. 1. Rio de Janeiro: LTC, 1977.

_____. **Transmissão de energia elétrica**: Linhas Aéreas. v. 2. Rio de Janeiro: LTC, 1977.

GLASSIAN. **Suspension and strain insulator**. Disponível em: <<http://glassian.org/Suspension/index.html>>. Acesso em: 16 ago. 2017.

PINTO, M. O. **Energia elétrica: geração, transmissão e sistemas interligados**. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2. ed. São Paulo: MacGraw-Hill do Brasil, 1986

TECNOGERA. **Funcionamento da linha de transmissão de energia**. Disponível em: <<http://www.tecnogera.com.br/blog/como-funcionam-linhas-de-transmissao-de-energia-eletrica/>>. Acesso em: 16 ago. 2017.

WIKIMEDIA. **File: ACSR & ACCC Conductors. JPG**. Arquivo inserido no repositório de imagens por Dave Bryant em 4 de janeiro de 2013. Disponível em: <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:ACSR_%26_ACCC_Conductors.JPG>. Acesso em: 16 ago. 2017.

ZANETTA JR. L. C. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência**. São Paulo: Ed Livraria da Física, 2006.

Distribuição de energia elétrica

Convite ao estudo

Caro aluno, lembre que a você já foram apresentados os fundamentos dos sistemas elétricos de potência na Unidade 1, enquanto, nas Unidades 2 e 3, os sistemas de geração e transmissão de energia elétrica, respectivamente, foram explorados. Nesta quarta Unidade, por fim, os sistemas de distribuição de energia elétrica correspondem ao último tópico de interesse.

Compreender esses conceitos é fundamental, pois as maiores transformações que os sistemas elétricos têm sofrido nos últimos anos, tais como a introdução de geração distribuída (ex.: painéis solares nos telhados das casas, turbinas eólicas em fazendas); o aumento dos níveis de automação e automatização; a introdução de avançadas infraestruturas de informação e monitoramento ("redes inteligentes", redes ativas, *Smart Grids*); afetam diretamente a compreensão das redes de distribuição de energia elétrica.

Na primeira seção desta unidade, abordaremos os conceitos básicos de sistemas de distribuição de energia elétrica, destacando primordialmente as características das redes de distribuição primárias e secundárias. Apresentaremos diversas topologias comumente aplicadas às redes de distribuição. As características das cargas também serão foco de estudo para, por fim, apresentarmos e discutirmos quais são os fatores típicos de carregamento individual, e como tais fatores são utilizados para avaliar o desempenho do sistema.

Na segunda seção, por sua vez, daremos andamento ao estudo de fatores típicos de carregamento. Ao concluir isso, a seção se desenvolverá a partir da apresentação de como as cargas podem ser classificadas e do quão desafiador é

determinar essas cargas nas redes de distribuição de energia no Brasil e no mundo. No fim, abordaremos alguns conceitos de tarifação.

Na terceira e última seção, apresentaremos métodos aproximados de modelagem e análise de redes de distribuição. O mais conhecido, e que será abordado, é o método da varredura (ou, do inglês, *The Backward/Forward Sweep Method*).

Nesse contexto, suponha que você é um engenheiro que trabalha em uma concessionária de energia do seu estado e é responsável tanto pelo planejamento como pela operação das redes de distribuição de energia dessa companhia. Assim, produzir e analisar relatórios relativos às redes de distribuição na empresa faz parte de suas competências.

Supondo que o seu gestor tem uma reunião agendada com executivos dessa empresa para apresentar quantitativos de desempenho operacional das redes elétricas sob sua responsabilidade, seu gestor solicitou um relatório dividido em três etapas: (i) produza e analise os fatores típicos de carregamento individual de um conjunto de consumidores pré-selecionados; (ii) de que maneira a análise dos fatores típicos de carregamento auxilia na verificação da eficiência da operação das redes; e, por fim, conclua seu relatório apontando (iii) a necessidade, ou não, de os acionistas investirem mais em uma avançada infraestrutura de medição e controle dando ênfase à importância dos modelos matemáticos utilizados para avaliar o desempenho das redes elétricas, o que, conseqüentemente, impacta diretamente a previsão de retorno de investimento.

No fim desta unidade, portanto, você será capaz de analisar operacionalmente uma série de fatores de interesse de concessionárias de energia elétrica e de avaliar os impactos causados por esses fatores.

Espero que você esteja entusiasmado para encarar mais esse desafio. Bons estudos!

Seção 4.1

Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica

Diálogo aberto

Caro aluno, nesta seção você será apresentado a definições e aspectos introdutórios dos sistemas de distribuição de energia elétrica. As características das cargas e os fatores típicos de carregamento individual desses sistemas também serão explicitados. Tais tópicos são bastantes relevantes, pois os termos aqui apresentados e discutidos são utilizados no dia a dia para a descrição de cargas variantes no tempo em redes de distribuição.

Retomando o cenário em que é um engenheiro que trabalha em uma concessionária de energia do seu estado, suponha que você foi encarregado pelo gestor da sua área de elaborar um relatório em que, em uma das seções, conste a produção e a análise de fatores típicos de carregamento individual de três circuitos elétricos que compõem as redes sob supervisão da sua companhia. A Tabela 4.1 ilustra a demanda para um circuito de iluminação pública, um de carga residencial e um de carga industrial.

Tabela 4.1 | Demanda para os três circuitos elétricos em kW

Hora	Ilum. Publ.	Carga Residencial	Carga Industrial	Hora	Ilum. Publ.	Carga Residencial	Carga Industrial
0-1	50	70	200	12-13	-	130	900
1-2	50	70	200	13-14	-	90	1100
2-3	50	70	200	14-15	-	80	1100
3-4	50	70	350	15-16	-	80	1000
4-5	50	80	400	16-17	-	100	800
5-6	-	95	500	17-18	-	420	400
6-7	-	90	700	18-19	50	1450	400
7-8	-	85	1000	19-20	50	1200	350
8-9	-	85	1000	20-21	50	1000	300
9-10	-	85	1000	21-22	50	700	200
10-11	-	95	900	22-23	50	200	200
11-12	-	100	600	23-24	50	50	200

Fonte: Kagan (2005, p. 30).

Para executar tal tarefa, é necessário que você identifique quais circuitos têm operado as suas instalações elétricas sob a condição de baixo fator de carga. Após isso, apresente para o seu gestor argumentos que sustentem a hipótese de que um baixo fator de carga afeta a arrecadação da concessionária. Por fim, explicita na sua análise que medidas poderiam ser tomadas para evitar tais valores de fator de carga.

Caro engenheiro, você está motivado para resolver essa tarefa?

Um ótimo estudo e um bom trabalho.

Não pode faltar

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são comumente inseridos como parte dos sistemas elétricos de potência, cuja definição engloba desde a subestação abaixadora de distribuição até os pontos em que estão conectados os consumidores finais.

Tais sistemas podem ser divididos em (TOSTES, 2007; KAGAN, 2005):

- Rede de Distribuição Primária: corresponde à *média tensão* – no Brasil equivale à rede de 13,8 kV – e compreende a subestação de distribuição (ou subestação primária) e os alimentadores primários;
- Rede de Distribuição Secundária: corresponde à *baixa tensão* – no Brasil equivale à rede de 220/127 V ou 380/220 V – e compreende os transformadores de distribuição, os alimentadores secundários e os ramais de serviço ou de ligação.

As subestações de distribuição (ou subestação primária) podem ser alimentadas tanto por linhas de subtransmissão como por linhas de transmissão. Dessas subestações partem os alimentadores primários que transportarão a energia elétrica até os transformadores de distribuição (ou subestação secundária). Dos transformadores de distribuição, por fim, partem os alimentadores secundários que transportarão a energia aos consumidores finais (rede secundária).

Nesse cenário, tem-se que a intensidade e a densidade de carga, o tipo de consumidor, a configuração, o nível de tensão e o número de fases e de condutores são todas características de sistemas de distribuição a serem definidas em planejamento, operação e projeto.

Nos sistemas de distribuição de energia, os consumidores podem ser classificados como residencial, rural, comercial, industrial e serviços públicos, de modo que as configurações da rede de distribuição podem ser radiais, em anel ou reticuladas. Por outro lado, no que se refere à classificação dos níveis de tensão, tem-se que 69 e 34,5 kV são comuns para as redes de subtransmissão, enquanto que 13,8 e 11,9 kV são comuns para as redes de distribuição primária e 380, 220 e 127 V, para as redes de distribuição secundária (TOSTES, 2007).

Fatores determinantes para a escolha do tipo de sistema de distribuição a ser implantado se referem à qualidade do serviço desejada, à disponibilidade de recursos e à taxa de retorno de investimentos.

Em redes de distribuição, além disso, tem-se que os principais critérios utilizados para avaliar a qualidade da prestação do serviço, ou simplesmente da qualidade de serviço, são: continuidade, segurança, confiabilidade, regulação de tensão, simplicidade de operação, flexibilidade e facilidade de manutenção.

O sistema de distribuição é uma das partes mais importantes dos sistemas elétricos de potência, não apenas pela necessidade de altos investimentos, mas também por ser ela quem define a dimensão dos sistemas de geração, transmissão e subtransmissão, considerando que os consumidores estão contidos nesse sistema. Além disso, sabe-se que é na distribuição que grandes partes das perdas acontecem (tipicamente, as perdas tendem a assumir valores superiores a 50% do total das perdas dos sistemas elétricos). Ademais, é nos sistemas de distribuição em que há grande parte do retorno de investimentos e, finalmente, tem-se também que são esses sistemas que devem ser moldados para estarem em harmonia com o paisagismo de cidades e áreas rurais.

Os campos de estudo de sistemas de distribuição englobam os demais aspectos: planejamento, construção, operação, manutenção e comercialização.

Embora as redes de distribuição possam ser classificadas em redes aéreas e em redes subterrâneas, basicamente, tanto para o circuito do alimentador primário como para o circuito do secundário, e sob diferentes arranjos (que não serão o foco deste material), têm-se que há vantagens e desvantagens por optarmos por sistemas aéreos ou por sistemas subterrâneos:

Sistema Aéreo (TOSTES, 2007a):

- Vantagens:

(a) Facilidade e baixo custo de implantação, considerando que equipamentos com tecnologias avançadas como cabos isolados, blindagem de transformadores, galerias blindadas etc. não são necessários.

(b) Baixa dificuldade de manutenção, detecção e solução de problemas.

(c) Fácil concepção, considerando que a implantação de postes, o lançamento de cabos sustentados em cruzetas afixadas nos postes, as conexões do sistema simples e a instalação de cabos e equipamentos podem ser feitas nos postes sem grandes desafios.

- Desvantagens:

(a) Necessidade de grande espaço físico para atendimento de áreas com grande densidade de carga, já que regiões de grande ocupação vertical incorrem na presença de altas concentrações de carga.

(b) Estética deficiente, já que causa poluição visual em áreas de preservação ambiental ou preservação do patrimônio histórico, por exemplo.

(c) Vulnerável a agentes externos, já que quedas de galhos, pipas, vandalismo etc. podem interromper seu funcionamento.

(d) Facilidade para roubo de energia elétrica, já que cabos ficam expostos ao ar livre; (e) Segurança comprometida, já que mesmo intempéries podem causar interrupções no fornecimento; (f) Elevado custo com manutenção.

Sistema Subterrâneo (TOSTES, 2007a):

- Vantagens:

Confiabilidade: dependente da configuração do sistema, de modo que, em decorrência das condições em que se localizam transformadores e cabos (abrigados em locais adequados e livres de interferências externas), há menos probabilidade de falha por eventos que não podem ser previstos (ex.: temporais, vandalismo, acidente etc.).

- Desvantagens:

(a) Dificuldade e maior tempo de implantação, considerando que há a necessidade de obras civis especializadas para a construção de dutos e galerias.

(b) Custo elevado: devido à utilização de materiais e equipamentos elétricos consideravelmente mais caros que os utilizados em redes aéreas.

(c) Falta de mão de obra qualificada.

Os principais componentes de uma rede de distribuição de energia elétrica são: postes (estruturas primárias e secundárias); cabos (rede primária e secundária); transformador; equipamentos de proteção, regulação de tensão e seccionamento (para-raio, fusível, religador, seccionizador); e ferragens e acessórios.



Pesquise mais

Sobre os principais componentes de uma rede de distribuição de energia, quais são os comprimentos típicos de postes? Quais as seções nominais dos cabos e os materiais condutores tipicamente utilizados tanto para as redes primárias como secundárias? Qual o objetivo dos equipamentos de proteção? Para maiores informações, sugere-se leitura de Tostes (2007, p. 44-49).

Classificação das Cargas

Carga é a potência elétrica absorvida de uma fonte de suprimento por um equipamento elétrico ou por um conjunto de equipamentos de utilização. Por extensão, o próprio equipamento é denominado de carga. Pode-se considerar como cargas: carga de um consumidor, carga de um transformador, carga de um alimentador primário ou mesmo carga de uma subestação.

As cargas se classificam segundo vários critérios, sendo os mais comuns:

a) Localização Geográfica: de acordo com a localização geográfica do consumidor, pode-se classificar as cargas como urbanas, suburbanas e rurais.

b) Quanto à sensibilidade: algumas cargas são consideradas de maneira especial pelo fato de serem muito dependentes do suprimento. É o caso de grandes hospitais e certas fábricas. Assim, classificam-se as cargas quanto à sensibilidade, como: sensíveis (qualquer interrupção, mesmo que momentânea, acarreta em prejuízos enormes; ex.: hospitais, certas indústrias etc.); semi-sensíveis (interrupções de cerca de 10 min não causam os prejuízos das cargas sensíveis; ex.: comércio, prédios residenciais etc.); e normais (ex.: casas residenciais, pequenos comércios etc.).

c) Pagamento ou rentabilidade: quanto ao faturamento, pequenos, médios e grandes consumidores.

d) Grau de dependência do suprimento: são aquelas que sentem qualquer variação de tensão. Exemplo: fornos a arco, fábricas com processamento automatizados etc.

e) Tipo de atividade: de acordo com os tipos de atividade, as cargas se classificam em industrial, comercial, residencial e de serviço público. Essa classificação vale inclusive para a definição da tarifa. A classificação da carga pelo tipo de atividade é a mais usada nos estudos de distribuição.

f) Ciclo de trabalho: transitórias cíclicas, transitórias acíclicas ou contínuas.

Ao longo de uma linha de distribuição de energia elétrica, ficam instalados diferentes tipos de consumidores, consequentemente, com diferentes hábitos de consumo. Para que a empresa distribuidora de energia possa realizar suas atividades de prestação de serviço de fornecimento de energia elétrica, agrupam-se esses consumidores por classes de consumo, que são estabelecidas a partir de um

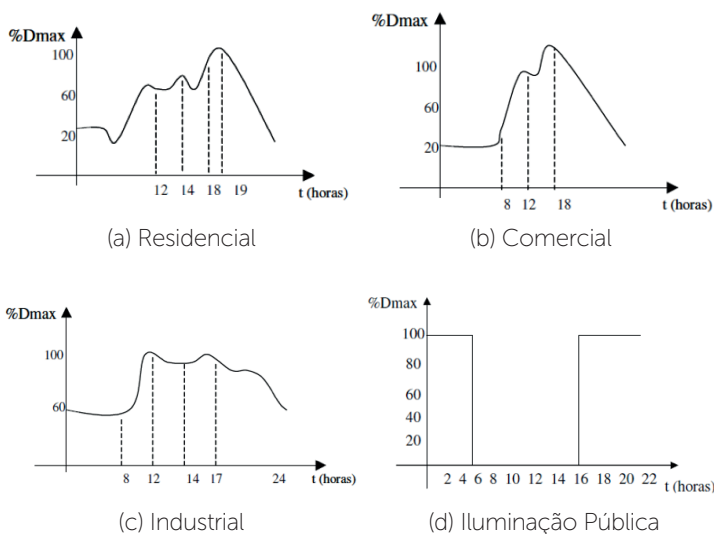
processo que as caracteriza por meio da identificação e da análise do comportamento da carga do consumidor e do sistema elétrico.

Com a caracterização da carga de consumidores e do sistema elétrico, em todos os níveis de tensão, é possível mensurar os custos marginais de uso do sistema de distribuição e definir tarifas, ou seja, são os custos de quanto se gasta financeiramente para a produção de mais 1 (um) kWh. Esses valores são estabelecidos através do cruzamento das curvas de carga de consumidores com as da rede elétrica, identificando quais tipos de consumidores terão maior custo.

A representação gráfica da carga em função do tempo se denomina *curva de carga*. Dependendo do intervalo de tempo considerado para essa representação, temos curvas de carga diária, semanal, mensal ou anual. Em geral, um consumidor tem curva de carga diferente a cada dia. Mesmo diferentes, essas curvas guardam uma forma que é própria do consumidor e que serve para definir o grupo em que se enquadra.

Um consumidor residencial típico, como ilustra a Figura 4.1a, utiliza energia em maior quantidade entre 17 e 22 horas. Dentro desse intervalo, o consumo é ainda maior das 19 às 21 horas, por força da carga de iluminação. Na carga comercial (Figura 4.1b), as solicitações normalmente ocorrem a partir dos horários comuns de início dos serviços (8 – 9 horas) e sofre queda acentuada após o encerramento do expediente (18 horas). Em indústrias que funcionam em dois turnos, a carga diminui na hora do almoço e se reduz a um mínimo por volta das 18 horas, que se mantém até o início do turno no dia seguinte. As cargas de processamento contínuas (como fornos) não são desligadas durante a noite. Uma curva típica de carga industrial está na Figura 4.1c. A carga de iluminação pública, de uma forma geral, é bem definida (Figura 4.1d). Fica ligada do período das 18 h às 6 h e desligada das 6 às 18 h.

Figura 4.1 | Curva típica de carga (a) residencial, (b) comercial, (c) industrial e de (d) iluminação pública



Fonte: adaptada de Tostes (2007a, p. 5-7).



Refleta

A curva de carga total de um sistema distribuidor nada mais é do que a composição das cargas das diversas classes de consumidores. Nas redes de distribuição, em que nó do sistema podemos identificar uma curva de carga que represente a composição de um conjunto de cargas? Na subestação primária? Na subestação secundária? No ramal de entrada de uma casa? Justifique.

Fatores Típicos de Carregamento Individual

Os fatores típicos de carregamento utilizados em sistemas de distribuição são:

- Demanda.
- Máxima Demanda.
- Demanda Média.
- Fator de carga.
- Demanda diversificada.
- Máxima Demanda Diversificada;

- (g) Curva de Duração de Carga;
- (h) Máxima Demanda Não-Coincidente;
- (i) Fator de diversidade;
- (j) Fator de demanda;
- (k) Fator de utilização;
- (l) Diversidade da carga.

Nesta seção, abordaremos de (a)-(d), e na Seção 2 desta unidade, os demais itens. Sendo assim, temos que (KERSTING, 2012):

(a) Demanda: para definir a carga, a curva de demanda é dividida em intervalos de tempo iguais. Na Figura 4.2, o intervalo de tempo selecionado é de 15 minutos. Em cada intervalo, o valor médio da demanda é determinado. Na Figura 4.2, as linhas retas representam a carga média em um intervalo de tempo. Quanto menor o intervalo de tempo, mais preciso será o valor da carga. Esse processo é muito semelhante à integração numérica. O valor médio da carga em um intervalo é definido como a demanda de 15 minutos de kW.

A curva de demanda de 24 minutos de kW de 15 minutos para um cliente é mostrada na Figura 4.3. Essa curva é desenvolvida a partir de uma planilha que dá a demanda de 15 minutos de kW por um período de 24 horas.



Exemplificando

Um consumidor industrial tem uma carga que apresenta demanda instantânea de 20 kW e se mantém constante durante dois minutos, ao fim dos quais passa bruscamente para 30 kW, mantém-se constante durante dois minutos e assim continua de 10 em 10 kW até atingir 70 kW, quando se mantém constante por dois minutos, ao fim dos quais cai abruptamente para 20 kW e repete o ciclo.

Determine a demanda dessa carga com intervalos de demanda de 10, 15 e 30 minutos, admitindo-se que o instante inicial seja o correspondente ao princípio dos dois minutos com 20 kW (KAGAN, 2005).

Solução:

Demanda com intervalo de 10 minutos:

$$Demanda_{(10-min)} = \frac{(20 + 30 + 40 + 50 + 60) \cdot 2 \text{ min}}{10 \text{ min}} = 40 \text{ kW}.$$

Demanda com intervalo de 15 minutos:

$$Demanda_{(15-min)} = \frac{(20 + 30 + 40 + 50 + 60 + 70 + 20) \cdot 2 + 30 \cdot 1}{15} = 40,6 \text{ kW}$$

Demanda com intervalo de 30 minutos:

$$Demanda_{(30-min)} = \frac{(20 + 30 + 40 + 50 + 60 + 70) \cdot 4 + (20 + 30 + 40) \cdot 2}{30} = 42 \text{ kW}$$

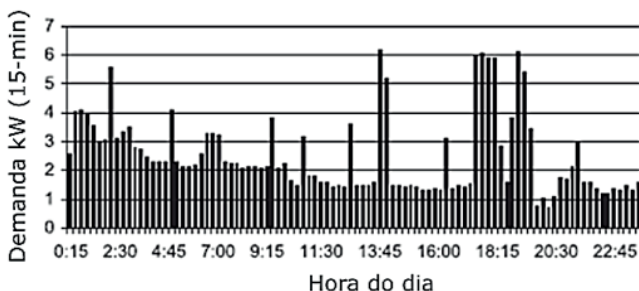
(b) Demanda Máxima: a curva de demanda mostrada na Figura 4.3 representa um cliente residencial típico. Cada barra representa a demanda de 15 minutos de kW. Observe que, durante o período de 24 horas, há uma grande variação na demanda. Esse cliente particular tem três períodos em que a demanda de kW excede 6,0 kW. A maior delas é a demanda máxima de 15 minutos no kW. Para tal cliente, a demanda de kW máxima de 15 minutos ocorre às 13h15 e tem um valor de 6.18 kW.

Figura 4.2 | Curva de demanda de um consumidor



Fonte: adaptada de Kersting (2002, p. 13).

Figura 4.3 | Curva de demanda de um consumidor ao longo das 24-h



Fonte: adaptada de Kersting (2002, p. 14).

(c) Demanda Média: durante o período de 24 horas, a energia (kWh) será consumida. A energia em kWh usada durante cada intervalo de tempo de 15 minutos é calculada por:

$$kWh = (15 - \min kW \text{ demanda}) \cdot \frac{1}{4} \text{ hora}.$$

A energia total consumida durante o dia é a somatória de todos os consumos de intervalos de 5 minutos. A partir da planilha, a energia total consumida durante o período pelo Cliente é de 58,96 kWh. A demanda média de kW de 15 minutos é calculada por:

$$Demanda Média = \frac{Energia Total}{Horas} = \frac{58,96}{24} = 2,46 \text{ kW}.$$

(d) Fator de Carga: é um termo frequentemente usado ao descrever uma carga, definido como a proporção da demanda média para a demanda máxima. Em muitos aspectos, o fator de carga fornece uma indicação de quão bem as instalações da concessionária estão sendo utilizadas. Do ponto de vista da concessionária, o fator de carga ótimo seria 1, uma vez que o sistema deve ser projetado para lidar com a demanda máxima. Às vezes, as empresas de serviços públicos incentivarão os clientes industriais a melhorarem seus fatores de carga. Um método de encorajamento é penalizar o cliente na conta de energia por ter um baixo fator de carga. Para o cliente na Figura 4.3, o fator de carga é calculado como:

$$Fator de Carga = \frac{Demanda Média (15 - \min kW)}{Demanda Máxima (15 - \min kW)} = \frac{2,46}{6,18} = 0,40.$$



Assimile

Em suma, tem-se que os fatores típicos de carregamento podem ser definidos como (KERSTING, 2002):

(a) Demanda: é a carga média em um período específico de tempo. A carga pode ser kW, kVAr, kVA ou A. Deve incluir o intervalo de tempo. Exemplo: a demanda de 15 minutos de kW é de 100 kW.

(b) Demanda máxima: é o maior de todos os pedidos que ocorrem durante um horário específico. Deve incluir intervalo de demanda, período e unidades. Exemplo: a demanda máxima de kW de 15 minutos para a semana foi 150 kW.

(c) Demanda média: é a média das demandas durante um período específico (dia, semana, mês etc.). Deve incluir intervalo de demanda, período e unidades. Exemplo: a demanda média de 15 minutos para o mês foi 350 kW.

(d) Fator de carga: razão da demanda média de qualquer cliente individual ou grupo de clientes durante um período até a demanda máxima no mesmo período.

Sem medo de errar

Retome o cenário em que você é um engenheiro que trabalha em uma concessionária de energia do seu estado. Com base nos dados apresentados na Tabela 4.1, você foi encarregado de elaborar um relatório de fatores típicos de carregamento individual de três circuitos elétricos que compõem as redes sob supervisão da sua companhia.

Para realizar tal tarefa, é necessário que você identifique quais circuitos têm operado as suas instalações elétricas sob a condição de baixo fator de carga.

Para iniciar o cálculo dos fatores de carga dos circuitos com cargas residenciais, industriais, iluminação pública e do conjunto, primeiramente se determinam as energias absorvidas diariamente por cada circuito, que são dadas por:

$$\mathcal{E}_{\text{ilum.publ.}} = 12 \cdot 50 = 600 \text{ kWh}$$

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{residencial}} &= 4 \cdot 70 + 80 + 95 + 90 + 3 \cdot 85 + 95 + 100 + 130 + 90 \\ &\quad + 2 \cdot 80 + 100 + 420 + 1450 + 1200 + 1000 + 700 + 200 + 50 = 6.495 \text{ kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{indústria}} &= 3 \cdot 200 + 350 + 400 + 500 + 700 + 3 \cdot 1.000 + 900 + 600 + 900 \\ &\quad + 2 \cdot 1.100 + 1.000 + 800 + 2 \cdot 400 + 350 + 300 + 3 \cdot 2000 = 14.000 \text{ kWh} \end{aligned}$$

$$\mathcal{E}_{\text{conjunto}} = 600 + 6.495 + 14.000 = 21.095 \text{ kWh.}$$

Em seguida, identificamos as demandas máximas diárias alcançadas em cada um dos circuitos e pelo conjunto:

$$\text{Demanda Máxima}_{\text{ilum.publ.}} = 50 \text{ kW}$$

$$\text{Demanda Máxima}_{\text{residencial}} = 1.450 \text{ kW}$$

$$\text{Demanda Máxima}_{\text{indústria}} = 1.100 \text{ kW}$$

$$\text{Demanda Máxima}_{\text{conjunto}} = 1.900 \text{ kW.}$$

Por fim, com os dados de energia e demandas máximas, determinaremos os fatores de carga de acordo com os cálculos a seguir:

$$f_{\text{carga-llum.publ.}} = \frac{600}{50 \cdot 24} = 0,50 = 50\%$$

$$f_{\text{carga-residencial}} = \frac{6.495}{1.450 \cdot 24} = 0,186 = 18,6\%$$

$$f_{\text{carga-indústria}} = \frac{14.000}{1.100 \cdot 24} = 0,53 = 53\%$$

$$f_{\text{carga-conjunto}} = \frac{21.095}{1.900 \cdot 24} = 0,462 = 46,2\%$$

Com base nos resultados obtidos, você é capaz de apontar no relatório que deve elaborar para o seu gestor que o circuito que alimenta as cargas residenciais apresenta os mais baixos fatores de carga. Além disso, é importante que você ressalte que um baixo fator de carga afeta a arrecadação da concessionária, pois quanto maior o fator de carga, maior será o seu desempenho no quesito fornecimento de energia elétrica – venderá mais energia com menor investimento em infraestrutura (cabos, postes etc.).

Nesse cenário, portanto, a fim de aumentar a eficiência operacional dos circuitos elétricos e aumentar o fator de carga (reduzindo custos), sugere-se que a concessionária estabeleça critérios, por exemplo, para penalizar o cliente na conta de energia por ter um baixo fator de carga. Assim o cliente deverá buscar alternativas para realizar um eficiente controle de demanda (isto é, desligamento de cargas não essenciais durante momentos de pico); uma maior transferência de consumo (isto é, programar o consumo de energia de algumas atividades produtivas para horários de baixa demanda); estimular a geração local (isto é, empregar geradores nos horários de ponta, substituindo a concessionária local); etc.

Por fim, incluindo tais informações em seu relatório, você será capaz de atender à solicitação do seu gestor e, conseqüentemente, identificar pontos que podem e devem ser melhorados com o intuito de reduzir custos para a companhia em que você trabalha.

Avançando na prática

Fatores típicos de carregamento

Descrição da situação-problema

Caro aluno, compreender e aplicar os fatores típicos de carregamento é crucial quando estamos analisando redes de distribuição de energia elétrica. Por isso, considere que você é um engenheiro prestador de serviço responsável por propor novas medidas de eficiência energética para quatro consumidores

conectados à rede de distribuição da concessionária local, conforme Tabela 4.2.

Tabela 4.2 | Consumo de energia de quatro consumidores individuais durante 1-h do dia

Hora	Cliente 1	Cliente 2	Cliente 3	Cliente 4
	kW	kW	kW	kW
17:00 h	8,81	4,96	11,04	1,44
17:15 h	2,12	3,16	7,04	1,62
17:30 h	9,48	7,08	7,68	2,46
17:45 h	7,16	5,08	6,08	0,84
18:00 h	6,04	3,12	4,32	1,12

Fonte: Adaptada de Kersting (2002, p. 33).

Para tal, todavia, você precisa determinar (a) máxima demanda e (b) demanda média.

Caro engenheiro, espero que você esteja animado para resolver essa nova tarefa.

Resolução da situação-problema

Para finalmente propor medidas que aumentem a eficiência energética dos quatro consumidores em análise, primeiramente devemos determinar:

(a) Máxima demanda:

Tabela 4.3 | Máxima demanda e horário de ocorrência

Cliente 1	Cliente 2	Cliente 3	Cliente 4
kW	kW	kW	kW
9,48	7,08	11,04	2,46
Hora	Hora	Hora	Hora
17:30h	17:30h	17:00h	17:30h

Fonte: Adaptada de Kersting (2002, p. 33).

(b) Demanda Média:

$$kWh_{\text{Cliente 1}} = (15 - \text{min kW demanda}) \cdot \frac{1}{4} \text{ hora} = \frac{(8,81 + 2,12 + 9,48 + 7,16 + 6,04)}{4} = 8,4025 \text{ kWh}$$
$$kWh_{\text{Cliente 2}} = (15 - \text{min kW demanda}) \cdot \frac{1}{4} \text{ hora} = \frac{(4,96 + 3,16 + 7,08 + 5,08 + 3,12)}{4} = 5,85 \text{ kWh}$$
$$kWh_{\text{Cliente 3}} = (15 - \text{min kW demanda}) \cdot \frac{1}{4} \text{ hora} = \frac{(11,04 + 7,04 + 7,68 + 6,08 + 4,32)}{4} = 9,04 \text{ kWh}$$

$$kWh_{\text{Cliente 4}} = (15 - \min kW \text{ demanda}) \cdot \frac{1}{4} \text{ hora} = \frac{(1,44 + 1,62 + 2,46 + 0,84 + 1,12)}{4} = 1,87 \text{ kWh}$$

Como a demanda média é dada pela expressão $\text{Demanda Média} = \frac{\text{Energia Total}}{\text{Horas}}$, e o número de horas em análise é 1 hora, logo, a demanda média para cada cliente coincide com os resultados obtidos de energia total consumida.

Dessa maneira, com os valores de demanda média e máxima, você poderá dar andamento à sua análise, propondo melhorias no que se refere à eficiência energética desses quatro clientes.

Faça valer a pena

1. Embora as redes de distribuição possam ser classificadas em redes aéreas e em redes subterrâneas, basicamente, tanto para o circuito do alimentador primário como do secundário, e sob diferentes arranjos, sabe-se que há vantagens e desvantagens por optarmos por sistemas aéreos ou por sistemas subterrâneos. A respeito dos sistemas subterrâneos, analise as afirmativas a seguir sobre as desvantagens de tais sistemas:

- I. Necessidade de grande espaço físico para atendimento de áreas com grande densidade de carga.
- II. Custo de implementação elevado.
- III. Pouco vulnerável a agentes externos.
- IV. Dificuldade para roubo de energia elétrica.
- V. Menor confiabilidade.

Com base nas afirmativas sobre as desvantagens dos sistemas subterrâneos acima, analise as afirmativas a seguir que classificam as afirmativas como verdadeiras (V) ou falsas (F), e assinale a correta.

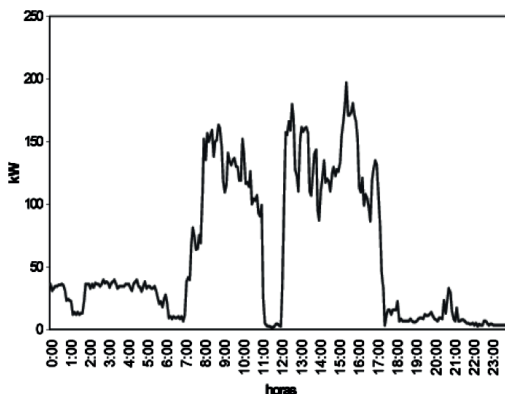
- a) V – V – V – F – V.
- b) V – V – F – F – V.
- c) F – V – F – F – F.
- d) F – F – F – F – F.
- e) F – F – V – V – V.

2. Ao longo de uma linha de distribuição de energia elétrica, ficam instalados diferentes tipos de consumidores (ex.: residencial, comercial, industrial, iluminação pública), consequentemente, com diferentes hábitos de consumo. Para que a empresa distribuidora de energia possa realizar suas atividades de prestação de serviço de fornecimento de energia elétrica, agrupa esses consumidores por classes de consumo, que são estabelecidas a partir de um processo que as caracteriza a partir da

identificação e da análise do comportamento da carga do consumidor e do sistema elétrico.

Considerando o contexto de curvas de carga de redes de distribuição, analise a Figura 4.4 a seguir.

Figura 4.4 | Curva de carga



Fonte: Cagnon; Valarelli; Rodrigues (2006, p. 3).

A figura apresentada anteriormente, diferentemente do que foi contextualizado sobre agregar diferentes tipos de cargas, possui um perfil de carga característico de um dos diferentes tipos de consumidores. Assim, analise a figura acima e assinale a alternativa que corretamente relaciona o perfil de carga apresentado com o tipo de consumidor.

- a) Perfil de carga residencial.
- b) Perfil de carga industrial.
- c) Perfil de carga comercial.
- d) Perfil de carga de iluminação pública.
- e) Perfil de carga residencial em composição com iluminação pública.

3. Os fatores típicos de carregamento utilizados em sistemas de distribuição são:

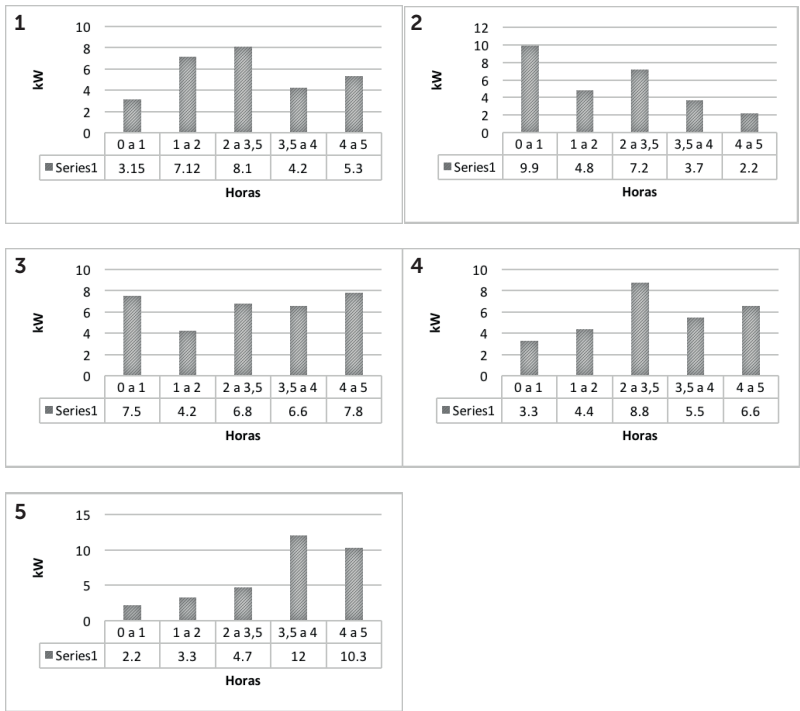
- (a) Demanda.
- (b) Máxima demanda.
- (c) Demanda média.
- (d) Fator de carga.
- (e) Demanda diversificada.
- (f) Máxima demanda diversificada.
- (g) Curva de duração de carga.
- (h) Máxima demanda não-coincidente.
- (i) Fator de diversidade.
- (j) Fator de demanda.

(k) Fator de utilização.

(l) Diversidade da carga.

Sobre a demanda, tem-se que é a carga média em um período específico de tempo que pode ser expressa em kW, kVAR, kVA ou A, e deve incluir o intervalo de tempo.

Figura 4.5 | Situações apresentadas na questão



Fonte: elaborada pelo autor.

A respeito do cálculo de demanda de um consumidor individual, analise os gráficos apresentados na Figura 4.5 e assinale a alternativa que indica a figura que apresenta a maior demanda média ao longo das 5 horas em análise.

- a) Figura 4.5- 1.
- b) Figura 4.5- 2.
- c) Figura 4.5- 3.
- d) Figura 4.5- 4.
- e) Figura 4.5- 5.

Seção 4.2

Fatores típicos das cargas

Diálogo aberto

Caro aluno, nesta seção prosseguimos com o estudo dos fatores típicos de carregamento em redes de distribuição iniciado na seção anterior. Assim, você será capacitado a conhecer e compreender as principais métricas utilizadas para avaliar e descrever o comportamento das cargas – que está constantemente se alterando com o ligar/desligar de componentes eletroeletrônicos (ex.: lâmpadas, computadores etc.) – em redes de distribuição de energia elétrica.

Nesse cenário, portanto, como redes de distribuição tipicamente carecem de equipamentos de medição ao longo dos seus alimentadores, veremos também a importância do estudo de alocação de cargas. Você deverá compreender que, como muitas vezes não existem medidores para quantificar a demanda (em kW) dos clientes conectados às redes de distribuição a cada intervalo de tempo, há maneiras de estimar tal demanda com base na análise do histórico do perfil de consumo de energia elétrica de cargas similares. Por fim, uma apresentação geral sobre os aspectos de tarifação é abordada para a compreensão de como as concessionárias realizam a precificação da energia elétrica.

Sendo assim, ainda supondo que você trabalha em uma concessionária de energia do seu estado, e que você é responsável tanto pelo planejamento como pela operação das redes de distribuição de energia da companhia, neste momento você dará prosseguimento à elaboração de um relatório para o seu gestor, apontando:

- De que maneira a análise dos fatores típicos de carregamento utilizados em redes de distribuição auxiliam na verificação da eficiência da operação das redes?
- Além disso, qual a importância de se conhecer o comportamento no consumo da energia elétrica realizado pelos clientes da sua companhia?
- Por que uma análise bem fundamentada é importante?

Caro engenheiro, você está animado para aprender como resolver mais essa tarefa?

Bons estudos e uma boa jornada!

Não pode faltar

Fatores típicos de carregamento coletivo

(e) Demanda diversificada: é a soma das demandas individuais em um instante de tempo t . Assim, para n cargas com suas demandas individuais dadas por $D_i(t)$, sendo $i = \{1, \dots, n\}$, define-se a demanda diversificada $D_{div}(t)$ como:

$$D_{div}(t) = \sum_{i=1}^n D_i(t).$$

(f) Demanda máxima diversificada: é a maior de todas as demandas diversificadas que ocorreram em um período especificado de tempo. Assim, assumindo que a demanda máxima diversificada $D_{div}^{\max}$ teve ocorrência em um instante de tempo t_a , temos que:

$$D_{div}^{\max} = D_{div}(t_a) = \sum_{i=1}^n D_i(t_a).$$

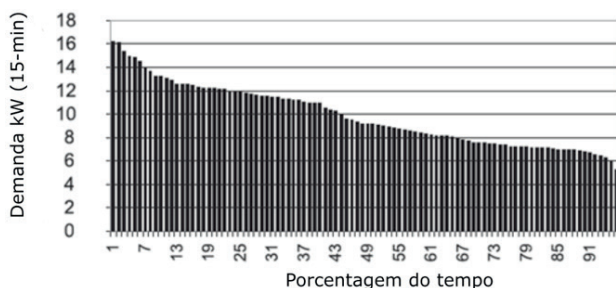


Assimile

A demanda máxima do sistema (i.e., demanda máxima diversificada) não será igual à soma das demandas máximas individuais.

(g) Curva de Duração de Carga: é uma curva que permite estabelecer durante quanto tempo a demanda não é menor que um certo valor. A Figura 4.6 ilustra uma dada curva de duração de carga de um transformador que mostra demanda versus porcentagem de tempo em que opera acima de um determinado valor de demanda (kW). Por exemplo, tem-se que o transformador opera em 12 kW, ou acima, durante 22% do tempo. Uma das funcionalidades desse tipo de análise é verificar quando um transformador, por exemplo, deve ser substituído devido a estar exposto a condições de sobrecarga.

Figura 4.6 | Curva de duração de carga de um transformador



Fonte: Adaptada de Kersting (2002, p. 17).

(h) Demanda máxima não-coincidente: a demanda máxima não-coincidente D_{ncoinc}^{max} é a soma das demandas máximas individuais D_i^{max} , sendo, portanto, dada pela expressão:

$$D_{ncoinc}^{max} = \sum_{i=1}^n D_i^{max}.$$

(i) Fator de diversidade: o fator de diversidade f_{div} é a demanda máxima não-coincidente D_{ncoinc}^{max} sobre a demanda máxima diversificada D_{div}^{max} , sendo, assim, dado pela expressão:

$$f_{div} = \frac{D_{ncoinc}^{max}}{D_{div}^{max}} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i^{max}}{D_{div}^{max}}.$$

Uma das utilidades do fator de diversidade (FD) é que, conhecendo-o, torna-se possível encontrar a demanda máxima diversificada. Na prática, há concessionárias que têm os valores de ***n*** tabelados conforme o número de cargas ***n*** conectados a um nó (vide Tabela 4.4).

Tabela 4.4 | Fatores de diversidade (FD)

<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD
1	1,00	11	2,67	21	2,90	31	3,05	41	3,13	51	3,15	61	3,18
2	1,60	12	2,70	22	2,92	32	3,06	42	3,13	52	3,15	62	3,18
3	1,80	13	2,74	23	2,94	33	3,08	43	3,14	53	3,16	63	3,18
4	2,10	14	2,78	24	2,96	34	3,09	44	3,14	54	3,16	64	3,19
5	2,20	15	2,80	25	2,98	35	3,10	45	3,14	55	3,16	65	3,19
6	2,30	16	2,82	26	3,00	36	3,10	46	3,14	56	3,17	66	3,19
7	2,40	17	2,84	27	3,01	37	3,11	47	3,15	57	3,17	67	3,19
8	2,55	18	2,86	28	3,02	38	3,12	48	3,15	58	3,17	68	3,19
9	2,60	19	2,88	29	3,04	39	3,12	49	3,15	59	3,18	69	3,20
10	2,65	20	2,90	30	3,05	40	3,13	50	3,15	60	3,18	70	3,20

Fonte: Adaptada de Kersting (2002, p. 18).

(j) Fator de demanda: é a relação entre a demanda máxima D^{max} de uma carga em um intervalo de tempo considerado e a carga nominal D_{nom} , ou instalada total, do cliente (ou sistema) considerado. Assim, tem-se que o fator de demanda f_{dem} é dado por:

$$f_{dem} = \frac{D^{max}}{D_{nom}}.$$



Exemplificando

Suponha que, em um dia, a demanda máxima (15 min) para um cliente seja de 6,18 kW. Além disso, supondo que a soma de todos os valores nominais dos componentes elétricos na instalação do cliente totalize o valor de 35 kW, determine o fator de demanda dessa instalação.

Solução:

$$f_{dem} = \frac{D_{max}}{D_{nom}} = \frac{6,18}{35} = 0,1766$$

O fator de demanda, em suma, fornece uma indicação da porcentagem dos equipamentos que estão conectados quando a demanda máxima ocorre. Logo, tem-se que, no dia analisado, somente 17,66% da carga total que poderia ser demandada por essa instalação foi energizada durante o seu período de demanda máxima.

(k) Fator de utilização: é a relação entre a demanda máxima D^{max} de uma carga (ou sistema), em um intervalo de tempo considerado, e a sua capacidade C_{sist} (demanda máxima suportada). Assim, tem-se que o fator de utilização f_{util} é dado por:

$$f_{util} = \frac{D^{max}}{C_{sist}}$$

Esse fator, quando aplicado a um equipamento elétrico (ex.: máquina de ar-condicionado), a um sistema ou a parte de um sistema (ex.: condutores de um sistema de distribuição), é importante porque fornece a potência média consumida nas condições de utilização.



Assimile

Enquanto o fator de demanda mostra a porcentagem de potência instalada que está sendo utilizada, o fator de utilização mostra a porcentagem de capacidade do sistema usada.



Exemplificando

Suponha que um transformador de 15 kVA esteja servindo 4 cargas. Sabendo que a demanda máxima diversificada desse elemento é de 16,16 kW, e o fator de potência é de 0,9, determine o fator de utilização do transformador.

Solução:

$$f_{util} = \frac{D^{max} (em kVA)}{C_{sist}} = \frac{16,16 / 0,9}{15} = 1,197$$

O fator de utilização, em suma, fornece uma indicação sobre a real utilização de um equipamento elétrico. Logo, tem-se que, no dia analisado, o transformador atingiu em 119,7% da sua capacidade máxima, ou seja, operou durante parte do dia com a sua capacidade máxima excedida em 19,7% (essa condição operativa não é desejável).

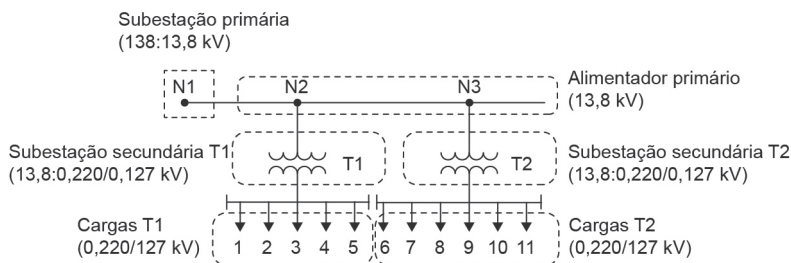
(l) Diversidade da carga: é a diferença entre a demanda máxima não-coincidente D_{ncoinc}^{max} e a demanda máxima diversificada D_{div}^{max} . Assim, tem-se que a diversidade de carga é dada por:

$$\text{Diversidade de carga} = D_{ncoinc}^{max} - D_{div}^{max}.$$

Conceito geral de alocação de carga

Em redes de distribuição de energia elétrica, é muito comum que a medição de parâmetros elétricos (ex.: tensão, corrente, potência, energia etc.) ocorra na subestação primária, de modo que tais parâmetros no restante do sistema são tipicamente “desconhecidos” por falta de equipamentos de medição ao longo de seus alimentadores. A principal razão disso são os custos dos equipamentos e da infraestrutura que seria necessária para a aquisição desses dados, para o processamento e para as ações de controle. Para melhor compreendermos isso, observe a Figura 4.7 a seguir.

Figura 4.7 | Trecho de uma rede de distribuição e suas cargas



Fonte: adaptada de Kersting (2002, p. 22).

Da Figura 4.7, tem-se que a curva de demanda, e os demais parâmetros elétricos, são conhecidos somente no nó **N1** (subestação primária), sendo seus valores apenas estimados matematicamente para os nós **N2** e **N3**. Nas cargas de 1 a 5, conectadas à subestação secundária T1, e nas cargas 6 a 11, conectadas à subestação

secundária T2, no entanto, nem sempre há elementos de medição para os mais variados parâmetros elétricos, havendo somente, com certeza, os medidores de energia (medição de kWh) pelos quais mensalmente funcionários das concessionárias de energia verificam os valores para a composição da fatura mensal de energia de cada consumidor. Nesse cenário, portanto, como saber a demanda (kW) de cada consumidor? Para conhecer tal valor, faz-se necessário um estudo de alocação de cargas.

O estudo de alocação de cargas consiste em aplicar uma metodologia para, com base nas informações disponíveis, estimar a demanda (kW) de clientes individuais ao longo das redes de distribuição. Para determinar a demanda máxima de clientes individuais, portanto, algumas empresas de serviços públicos realizaram um levantamento de carga de clientes similares a fim de determinar a relação entre o consumo de energia em kWh e a demanda máxima em kW. Assim, com a estimativa da demanda máxima de cada cliente, estimam-se também a demanda máxima diversificada de grupos de clientes. Por fim, com esses dados, o fator de diversidade também pode ser calculado (KERSTING, 2002).



Exemplificando

Considere que um estudo de alocação de carga foi realizado no sistema da Figura 4.6, e que as seguintes informações para os transformadores T1 e T2 foram obtidas, conforme Tabelas 4.5 e 4.6.

Tabela 4.5 | Transformador T1

Cliente	#1	#2	#3	#4	#5
kWh	1523	1645	1984	1590	1456
kW	12,4	13,4	16,1	12,9	11,9

Fonte: Kersting (2002, p. 23).

Tabela 4.6 | Transformador T2

Cliente	#6	#7	#8	#9	#10	#11
kWh	1235	1587	1698	1745	2015	1765
kW	10,1	12,9	13,8	14,2	16,3	14,3

Fonte: Kersting (2002, p. 23).

De modo que se verificou que os fatores de diversidade são 2,20 no transformador T1; 2,30 no transformador T2; e fator de potência 0,9 para ambos os transformadores.

Determine a máxima demanda não coincidente, a máxima demanda diversificada e a máxima demanda em cada transformador.

Solução:

$$\mathbf{T1: \text{ Máx. dem. não coinc.} = 12,4 + 13,4 + 16,1 + 12,9 + 11,9 = 66,7 \text{ kW}}$$

$$\text{Máx. dem. div.} = \frac{\text{Máx. dem. não coinc.}}{\text{fator de diversidade}} = \frac{66,7}{2,20} = 30,3 \text{ kW}$$

$$\text{Máx. demanda}_{(T1)} = \frac{\text{Máx. dem. div.}}{\text{fator de potência}} = \frac{30,3}{0,90} = 33,7 \text{ kVA}$$

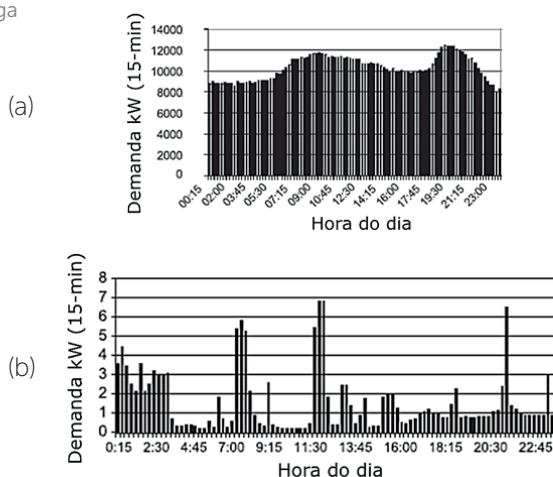
$$\mathbf{T2: \text{ Máx. dem. não coinc.} = 12,9 + 13,8 + 14,2 + 16,3 + 14,3 + 17,0 = 81,6 \text{ kW}}$$

$$\text{Máx. dem. div.} = \frac{\text{Máx. dem. não coinc.}}{\text{fator de diversidade}} = \frac{81,6}{2,30} = 35,5 \text{ kW}$$

$$\text{Máx. demanda}_{(T2)} = \frac{\text{Máx. dem. div.}}{\text{fator de potência}} = \frac{35,5}{0,90} = 39,4 \text{ kVA}$$

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, é de suma importância que você compreenda que a curva de demanda de um alimentador (valor agregado) tipicamente não apresenta mudanças abruptas na demanda – vide Figura 4.8a – como as que são tipicamente evidenciadas em uma curva de demanda de um único cliente (individual) – vide Figura 4.8b – ou as mudanças semi-abruptas em curvas de demanda de transformadores.

Figura 4.8 | Curva de carga verificada em um (a) alimentador primário e em (b) uma carga



Fonte: adaptada de Kersting (2002, (a) p. 20, (b) p. 15).

A explicação para isso é que, com várias centenas de clientes atendidos pelo alimentador, é comum que, quando um cliente está desligando uma lâmpada, outro cliente usará uma lâmpada. A carga do alimentador, portanto, não experimenta um salto como seria observado na curva de demanda de um cliente individual.

Por fim, tem-se que atualmente muito se discute sobre redes ativas, ou redes inteligentes de energia (*Smart Grids*), nas quais a premissa de que redes de distribuição carecem de medição é substituída por um conceito em que as concessionárias investem em avançadas infraestruturas de monitoramento e controle de suas redes. Nestas, medidores inteligentes (*Smart Meters*) são instalados ao longo de toda a rede de distribuição, a fim de que os parâmetros elétricos em quaisquer pontos do sistema sejam conhecidos e não mais necessitem de estimativas com tanta imprecisão.



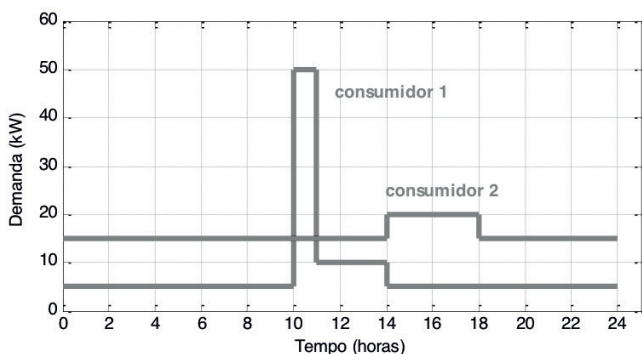
Pesquise mais

Será que as redes ativas necessitariam de metodologias para a alocação de cargas? Qual a finalidade de se conhecer os parâmetros elétricos em qualquer ponto das redes de distribuição? Para mais informações, sugere-se leitura em Cemig (2017).

Tarifação de energia elétrica

A tarifa de energia elétrica nada mais é do que a remuneração que será dada à concessionária pelos investimentos em infraestrutura para a distribuição de energia elétrica (ex.: postes, cabos etc.) e pelos custos operacionais (ex.: operação, manutenção etc.). Dessa forma, tem-se que a precificação da energia elétrica é dada com base na demanda máxima (que tipicamente tem duração diária de duas horas) e na energia absorvida (montante total de energia consumido ao longo do tempo). Dentro dos tipos de modalidades tarifárias, portanto, define-se essa tarifa como tarifa binômia. Para melhor compreendermos como se aplica, observe a Figura 4.9 a seguir (KAGAN, 2005).

Figura 4.9 | Curvas de carga diárias para consumidores 1 e 2



Fonte: adaptada de Kagan (2005, p. 44).

Fazendo uma comparação entre os consumidores 1 e 2 no quesito energia absorvida e demanda máxima, da Figura 4.9, é possível observar que o consumidor 1 apresenta baixo fator de carga, alta demanda máxima (50 kW) e baixa energia absorvida (200 kWh). O consumidor 2, por sua vez, apresenta alto fator de carga, baixa demanda máxima (20 kW) e alta energia absorvida (380 kWh). Se a tarifação fosse monômnia apenas (com base na energia absorvida), o consumidor 1 pagaria somente 52,6% do valor total da conta que o consumidor 2 deveria pagar. Tal tarifa não seria coerente, pois a concessionária investiu muito mais em infraestrutura para garantir o fornecimento dos 50 kW demandados pelo consumidor 1 (entre 10:00-11:00 h). Para sanar isso, na tarifa binômnia, tem-se então que o faturamento mensal da concessionária é dado por (KAGAN, 2005):

- Consumidor 1: $50 \times C_{\text{demanda(kW)}} + 200 \times C_{\text{energia(kWh)}}$
- Consumidor 2: $20 \times C_{\text{demanda(kW)}} + 380 \times C_{\text{energia(kWh)}}$

sendo $C_{\text{demanda(kW)}}$ a tarifa mensal relativa à demanda, dado em R\$ / kW / mês; e $C_{\text{energia(kWh)}}$ a tarifa mensal de energia, dado em R\$ / kWh.

Dessa maneira, o consumidor 1 pagaria por 71,4% do investimento em infraestrutura e por 34,5% do custo operacional total, enquanto o consumidor 2 pagaria por 28,6% do investimento em infraestrutura e por 65,5% do custo operacional total.

Vale ressaltar que determinar a tarifa de energia é bem mais complexo do que o que foi ilustrado anteriormente, pois, na prática, ao invés das demandas máximas individuais, a demanda diversificada observada seria $50 + 15 = 65$ kW, sendo coerente, por exemplo, que

o consumidor 2 pagasse somente a demanda máxima no horário de pico (15 kW). Além disso, fatores como disponibilidade de água nos reservatórios, estação do ano, período de seca ou de chuva etc. devem ser levados em consideração, e a complexidade envolvida não cabe ser aprofundada neste material didático.



Refleta

Você consegue imaginar o quão complexo é determinar a tarifa de energia? Você seria capaz de compreender a conta de energia que chega à sua casa? Onde você vê na sua conta de energia o valor pago pelo uso da infraestrutura da rede elétrica? Por que a tarifa que você paga pela energia absorvida é de 0,50 R\$/kWh, por exemplo? Quem define esse valor?

Sem medo de errar

Retomando o cenário em que você é um engenheiro que trabalha em uma concessionária de energia do seu estado, nesta etapa, a sua tarefa é dar prosseguimento à elaboração de um relatório apontando de que maneira produzir e analisar corretamente os fatores típicos de carregamento impactam a operação das redes de distribuição. Nesse contexto, não esqueça de destacar a importância de se conhecer o perfil de carga dos clientes conectados às redes que sua companhia gerencia. Além disso, é importante também que você contextualize como tais análises podem impactar no retorno do investimento dos acionistas da sua empresa.

Os fatores típicos de carregamento consistem, basicamente, em um conjunto de informações que, de alguma forma, representam o comportamento do sistema em relação aos padrões de consumo de energia (kWh) e de demanda (kW). Tais informações, portanto, são o alicerce para uma concessionária de energia ser capaz de avaliar o seu desempenho operacional e planejar novos investimentos (de manutenção e de expansão). Assim, no seu relatório, você deve deixar claro que produzir tais valores para os fatores típicos de carregamento com o mínimo de incertezas possível é importantíssimo para que concessionárias de energia elétrica possam realizar análises sobre esses dados e, por fim, serem capazes de traçar planos de ação de curto, médio e longo prazo.

Para melhor compreendermos a importância desses fatores, imagine, por exemplo, que as redes que você gerencia não possuam muitos equipamentos de medição e que você não conhece bem o perfil de consumo dos clientes conectados a esses sistemas. Como consequência, vamos supor que você definiu uma metodologia para estimar a alocação de cargas desses clientes, mas que você superestimou os valores das demandas máximas diversificadas.

A demanda máxima diversificada deve ser sempre menor que a capacidade de condução de energia elétrica de todos os equipamentos envolvidos no transporte ou na transformação dessa energia (ex.: condutores dos alimentadores primários, condutores dos alimentadores secundários, transformadores das subestações etc.); caso contrário, falhas podem ocorrer, inclusive podendo causar acidentes (ex.: incêndio, explosão etc.).

Nesse contexto, os seus dados superestimados seriam utilizados pela equipe de engenheiros responsável pelo planejamento da expansão, e eles concluíram que, por exemplo, ao invés de agendar uma ordem de expansão da rede apenas para 15 anos a partir da data atual (caso você estivesse produzindo demandas máximas diversificadas com exatidão), agendariam uma ordem de expansão da rede para 6 anos a partir da data atual. Isso elevaria, desnecessariamente, os custos operacionais do sistema gerenciado pela empresa que você trabalha e antecipariam custos de investimento em infraestrutura (compra e instalação de equipamentos, mão de obra etc.), sujeitando-os, inclusive, a uma depreciação mais precoce.

Agora imagine que você tivesse subestimado as demandas máximas diversificadas. A análise seria o oposto da apresentada. Você sugeriria um investimento em expansão para 15 anos a partir da data atual, enquanto haveria a necessidade de uma expansão em 6 anos. As consequências poderiam ser até mais graves, pois a rede operaria em sobrecarga e provavelmente sofreria interrupção no fornecimento por alguma falha.

Para a concessionária de energia, a interrupção no fornecimento acarreta sempre prejuízo à sua imagem, ao seu faturamento, além de eventuais perdas impostas pelos órgãos reguladores. Para a região afetada, os prejuízos estão associados à impossibilidade de garantir a continuidade da atividade produtiva (ex.: indústrias, comércios etc.) afetando diretamente a redução de faturamento e, em casos

específicos, como de frigoríficos, por exemplo, em perda de insumos se a interrupção persistir por um determinado período de tempo em que não consigam mais serem mantidos conservados.

Conhecer bem o perfil de carga dos clientes conectados às redes de distribuição de energia elétrica, portanto, é essencial para que uma empresa de energia elétrica seja competitiva no mercado. Inclusive, essa tendência, dos mercados atuais, de adotarem o conceito de *Smart Grids* é uma forma que notadamente reconhece a criação de valor (os benefícios) a concessionárias, com o aumento da eficiência operacional, o fortalecimento do relacionamento com clientes, a otimização de investimentos, o aumento da confiabilidade, a redução de perdas elétricas, o desenvolvimento de novas parcerias e novos negócios; a clientes, com a redução de custos, a modicidade tarifária, o aumento da eficiência energética, o acesso a novas fontes de energia, a participação em novos mercados; a governos, com a redução de custos, a implementação de novos planos tarifários, o aumento dos índices de qualidade da energia, a implementação da geração distribuída em larga escala); e a outras partes interessadas, com o desenvolvimento de pesquisa, o desenvolvimento da cadeia produtiva, a geração de empregos, o desenvolvimento de novos negócios e novas parcerias. No caso das *Smart Grids*, tudo isso seria possível mediante a adoção de tecnologias mais avançadas de monitoramento e controle dos elementos da sua rede e aplicação de soluções inteligentes para o gerenciamento desses elementos.

Por fim, os acionistas de concessionárias de energia elétrica devem ter interesse máximo em que os fatores típicos de carregamento sejam produzidos da melhor forma possível, pois todo o planejamento e, conseqüentemente, os investimentos dessas empresas dependem não apenas da qualidade da equipe de engenheiros que realizarão as análises sobre esses dados, mas, de antemão, da qualidade com o que esses fatores foram produzidos, já que o retorno dos seus investimentos são diretamente afetados por planos de ação tomados com base em informação de boa (ou má) qualidade.

Caro engenheiro, com essas informações, você será capaz de elaborar mais essa etapa do relatório solicitado pelo seu gestor e, assim, concluir mais essa tarefa. Bom trabalho!

Avançando na prática

Fatores típicos de carregamento

Descrição da situação-problema

Considere que você é um engenheiro prestador de serviço responsável por propor novas medidas de eficiência energética para quatro consumidores conectados a um mesmo transformador de 25 kVA, conforme Tabela 4.7.

Tabela 4.7 | Consumo de energia de quatro consumidores individuais durante 1-h do dia

Hora	Cliente 1	Cliente 2	Cliente 3	Cliente 4
	kW	kW	kW	kW
17:00h	8,81	4,96	11,04	1,44
17:15h	2,12	3,16	7,04	1,62
17:30h	9,48	7,08	7,68	2,46
17:45h	7,16	5,08	6,08	0,84
18:00h	6,04	3,12	4,32	1,12

Fonte: Adaptada de Kersting (2002, p. 33).

Para esse transformador, determine:

- (a) Demanda máxima diversificada.
- (b) Demanda máxima não-coincidente.
- (c) Fator de utilização assumindo fator de potência unitário.
- (d) fator de diversidade.
- (e) diversidade de carga.

Caro engenheiro, espero que você esteja animado.

Resolução da situação-problema

Para propor medidas que aumentem a eficiência energética dos quatro consumidores em análise:

(a) Demanda máxima diversificada:

$$D_{div}^{max} = D_{div}(17:30h) = \sum_{i=1}^n D_i(17:30h) = 9,48 + 7,08 + 7,68 + 2,46 = 26,7 \text{ kW}$$

Analogamente, os resultados das demais demandas diversificadas são:

$$D_{div}(17:00h) = 26,25 \text{ kW}$$

$$D_{div}(17:15h) = 13,94 \text{ kW}$$

$$D_{div}(17:45h) = 19,16 \text{ kW}$$

$$D_{div}(18:00h) = 14,6 \text{ kW}$$

(b) Demanda máxima não-coincidente:

$$D_{ncoinc}^{\max} = \sum_{i=1}^n D_i^{\max} = 9,48 + 7,08 + 11,04 + 2,46 = 30,06 \text{ kW}$$

(c) Fator de utilização ($f_p = 1$):

$$f_{util} = \frac{D^{\max}}{C_{sist}} = \frac{D_{div}^{\max} (kW) / f.p.}{C_{sist} (kVA)} = \frac{26,7 / 1}{25} = 1,068 = 106,8\%$$

(d) Fator de diversidade: $f_{div} = \frac{D_{ncoinc}^{\max}}{D_{div}^{\max}} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i^{\max}}{D_{div}^{\max}} = \frac{30,06}{26,7} = 1,1258$

(e) Diversidade de carga:

$$Diversidade \text{ de carga} = D_{ncoinc}^{\max} - D_{div}^{\max} = 30,06 - 26,7 = 3,36 \text{ kW}$$

Dessa maneira, com os correspondentes fatores típicos de carregamento, você seria capaz de realizar análises e propor melhorias no que se refere à eficiência energética.

Faça valer a pena

1. Os fatores típicos de carregamento utilizados em redes de distribuição de energia consistem, basicamente, de um conjunto de informações que, de alguma forma, representam o comportamento do sistema em relação aos padrões de consumo de energia (kWh) e de demanda (kW). Tais informações, portanto, são o alicerce para uma concessionária de energia ser capaz de avaliar o seu desempenho operacional e planejar novos investimentos.

A respeito dos fatores típicos de carregamento, assinale a alternativa correta.

- a) A demanda máxima não-coincidente será sempre um valor menor ou igual à demanda máxima diversificada.
- b) O fator de utilização é um valor sempre maior que um.
- c) O fator de demanda é um valor sempre menor que um.
- d) A demanda máxima do sistema pode ser compreendida como a demanda máxima diversificada.
- e) O fator de diversidade é um valor sempre menor ou igual a um.

2. O fator de diversidade de um conjunto de cargas "é a relação entre a soma das demandas máximas das cargas e a demanda máxima do conjunto" (KAGAN, 2005). Esse fator é adimensional, e é sempre menor ou igual a um, sendo unitário somente quando todas as cargas do sistema estiverem ligadas na potência nominal simultaneamente.

- Com base no fator de diversidade, uma de suas atribuições é permitir que:
- a) seja possível encontrar a demanda máxima diversificada.
 - b) seja possível determinar o fator de perdas.
 - c) seja possível calcular o fator de utilização.
 - d) seja possível encontrar a demanda diversificada a cada intervalo de tempo.
 - e) seja possível identificar o fator de demanda.

3. Considere que um estudo de alocação de carga foi realizado no sistema da Figura 4.9, e que as seguintes informações para os transformadores T1 e T2 foram obtidas, conforme Tabelas 4.8 e 4.9.

Tabela 4.8 | Transformador T1

Cliente	#1	#2	#3	#4	#5
kWh	1523	1645	1984	1590	1456
kW	12,4	13,4	16,1	12,9	11,9

Fonte: Kersting (2002, p. 23).

Tabela 4.9 | Transformador T2

Cliente	#6	#7	#8	#9	#10	#11
kWh	1235	1587	1698	1745	2015	1765
kW	10,1	12,9	13,8	14,2	16,3	14,3

Fonte: Kersting (2002, p. 23).

Verificou-se que os fatores de diversidade são 2,20 no transformador T1; 2,30 no transformador T2; e fator de potência 0,9 para ambos os transformadores.
Além disso, para

T1: *Máx. demanda não – coincidente = 66,7 kW*

Máx. demanda diversificada = 30,3 kW

Máx. demanda_(T1) = 33,6 kVA

T2: *Máx. demanda não – coincidente = 81,6 kW*

Máx.,demanda diversificada = 35 5 kW

Máx.,demanda_(T2) = 39 4 kVA

Assume-se também que os valores de fator de diversidade (DF) seguem os valores tabelados conforme o número de cargas *n* conectados a um nó (vide Tabela 4.10).

Tabela 4.10 | Fatores de diversidade (FD)

<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD	<i>n</i>	FD
1	1,00	11	2,67	21	2,90	31	3,05	41	3,13	51	3,15	61	3,18
2	1,60	12	2,70	22	2,92	32	3,06	42	3,13	52	3,15	62	3,18
3	1,80	13	2,74	23	2,94	33	3,08	43	3,14	53	3,16	63	3,18
4	2,10	14	2,78	24	2,96	34	3,09	44	3,14	54	3,16	64	3,19
5	2,20	15	2,80	25	2,98	35	3,10	45	3,14	55	3,16	65	3,19
6	2,30	16	2,82	26	3,00	36	3,10	46	3,14	56	3,17	66	3,19
7	2,40	17	2,84	27	3,01	37	3,11	47	3,15	57	3,17	67	3,19
8	2,55	18	2,86	28	3,02	38	3,12	48	3,15	58	3,17	68	3,19
9	2,60	19	2,88	29	3,04	39	3,12	49	3,15	59	3,18	69	3,20
10	2,65	20	2,90	30	3,05	40	3,13	50	3,15	60	3,18	70	3,20

Fonte: adaptada de Kersting (2002, p. 18).

Com base nos dados acima, determine a demanda máxima não-coincidente e a demanda máxima diversificada para cada segmento de linha (N1-N2 e N2-N3), analise as afirmativas a seguir e assinale a correta.

a) A demanda máxima não-coincidente no segmento N1-N2 é **menor** que o dobro da demanda máxima não-coincidente no segmento N2-N3. A demanda máxima diversificada no segmento N1-N2 é **menor** que o dobro da demanda máxima diversificada no segmento N2-N3.

b) A demanda máxima não-coincidente no segmento N1-N2 é **menor** que o dobro da demanda máxima não-coincidente no segmento N2-N3. A demanda máxima diversificada no segmento N1-N2 é **maior** que o dobro da demanda máxima diversificada no segmento N2-N3.

c) A demanda máxima não-coincidente no segmento N1-N2 é **maior** que o dobro da demanda máxima não-coincidente no segmento N2-N3. A demanda máxima diversificada no segmento N1-N2 é **menor** que o dobro da demanda máxima diversificada no segmento N2-N3.

d) A demanda máxima não-coincidente no segmento N1-N2 é **maior** que o dobro da demanda máxima não-coincidente no segmento N2-N3. A demanda máxima diversificada no segmento N1-N2 é **maior** que o dobro da demanda máxima diversificada no segmento N2-N3.

e) A demanda máxima não-coincidente no segmento N1-N2 é **igual** o dobro da demanda máxima não-coincidente no segmento N2-N3. A demanda máxima diversificada no segmento N1-N2 é **igual** o dobro da demanda máxima diversificada no segmento N2-N3.

Seção 4.3

Métodos de modelagem e análise

Diálogo aberto

Caro aluno, nesta seção fecharemos o estudo da disciplina de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica. Apresentaremos diversos aspectos relacionados à modelagem matemática de redes de distribuição de energia e, para um melhor aproveitamento da disciplina, é importante que você tenha consolidado bem os fundamentos da modelagem de redes de transmissão de energia. Definições, tais como de cargas distribuídas e concentradas, os modelos de linhas “ π ” e T etc, são conceitos que têm grande valor para esta seção.

No contexto das redes de distribuição, sabe-se que um alimentador fornece energia elétrica tanto para cargas trifásicas como para monofásicas. Essa combinação leva a correntes e tensões de linha em desequilíbrio. Para analisar essas condições com a maior precisão possível, seria necessário modelar as três fases de alimentadores de rede nos mínimos detalhes. Na prática, sabe-se que muitas vezes uma análise aproximada seria o suficiente. Quando esse é o caso, métodos aproximados de modelagem e análise podem ser empregados.

O início desta seção, portanto, apresenta alguns dos métodos e análises aproximados. Em seguida, modelos de cargas são apresentados para, por fim, concluirmos nosso estudo apresentando uma das formas de análise exata mais básicas e fundamentais em sistemas elétricos de potência. Esta última trata da resolução de um problema de fluxo de potência, também chamado de problema de fluxo de carga, por meio de um método matemático chamado de método da *vVarredura* – que é muito utilizado e recomendado para redes radiais de distribuição de energia elétrica.

Sendo assim, retomando o cenário em que trabalha em uma concessionária de energia do seu estado e responsável tanto pelo planejamento como pela operação das redes de distribuição de energia da companhia, você, como um engenheiro de alto nível, está ciente que, na operação de sistemas de potência, os métodos de modelagem e análise são importantíssimos para garantir a segurança,

a conformidade e a continuidade no serviço do fornecimento da energia elétrica aos consumidores finais. Assim, conclua o relatório solicitado pelo seu gestor respondendo às seguintes questões:

- Qual a importância de se utilizar métodos aproximados em conjunto com os métodos exatos (varredura) na realidade das redes de distribuição no Brasil e no mundo?
- Como engenheiro de uma concessionária de energia, de que forma você e sua empresa podem se beneficiar desses estudos em suas atividades cotidianas?

Caro aluno, espero que você esteja animado para concluir o seu estudo com chave de ouro, e que este tenha sido apenas o início de uma nova jornada profissional, na qual você futuramente possa aplicar os seus conhecimentos e ser reconhecido no meio em que você estiver inserido.

Boa sorte!

Não pode faltar

Estudar modelagens e análises de redes de distribuição é, fundamentalmente, realizar estudos que auxiliam no planejamento e na operação de redes de distribuição. Em outras palavras, é determinar valores de correntes, tensões e potências ao longo dos sistemas elétricos a fim de que se possa avaliar as condições de qualidade da prestação do serviço de fornecimento da energia elétrica e identificar eventuais oportunidades ou necessidades de investimento.

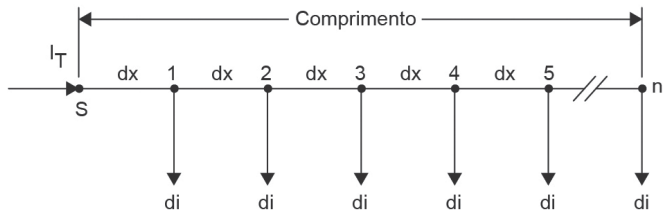
Nesta seção, portanto, apresentaremos alguns métodos aproximados e um método exato de determinação da queda de tensão e da perda de energia ao longo dos sistemas de distribuição de energia.

Métodos aproximados de modelagem e análise de redes de distribuição

Muitas vezes, podemos supor que as cargas estejam uniformemente distribuídas ao longo de um alimentador trifásico, bifásico ou monofásico, nos quais transformadores estão espaçados uniformemente ao longo do comprimento. Quando as cargas são uniformemente distribuídas, não é necessário modelar cada carga para determinar a queda de tensão total da fonte para a última carga.

A Figura 4.10 ilustra um alimentador com cargas uniformemente distribuídas, sendo “dx” um infinitesimal de comprimento e “di”, um infinitesimal de corrente drenada pela carga.

Figura 4.10 | Cargas uniformemente distribuídas ao longo de um alimentador



Fonte: adaptada de Kersting (2002, p. 48).

Para calcularmos a queda de tensão ao longo desse alimentador e a perda de potência ao longo da linha, existe todo um desenvolvimento matemático que será suprimido de modo que, por fim, temos a seguinte expressão:

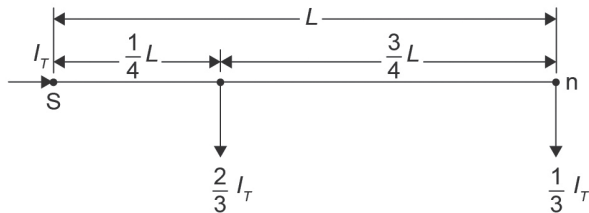
$$V_{queda} = Re \left\{ \frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \right\}$$

$$P_{perda-monofásico} = \frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2, \text{ ou } P_{perda-trifásico} = 3 \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right],$$

sendo v_{queda} o valor da queda de tensão no final do alimentador; Z , a impedância da linha; I_T , a corrente na subestação S; $P_{perda-monofásico}$, a perda em kW ao longo de um condutor (monofásico); $P_{perda-trifásico}$ a perda em kW ao longo da linha (trifásico); e R , a resistência do condutor (em Ohms).

Caso desejemos criar um modelo com parâmetros concentrados de maneira equivalente, realiza-se também outro desenvolvimento matemático para concluir que a única forma possível é a mostrada na Figura 4.11 a seguir.

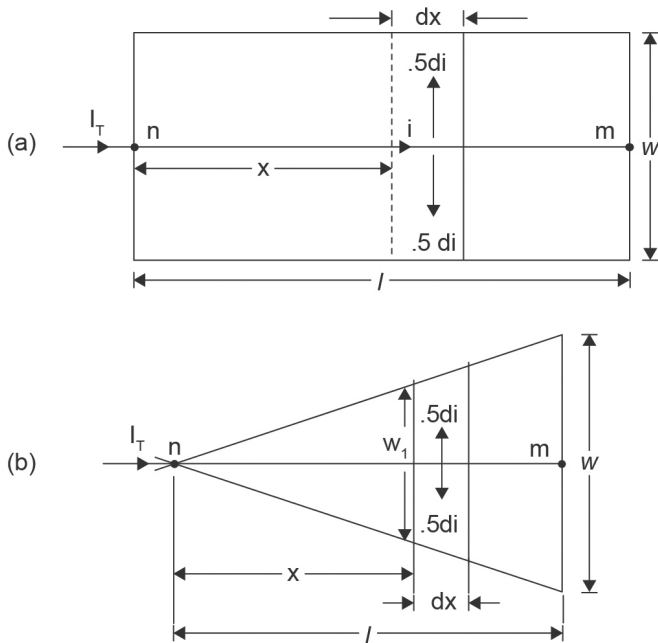
Figura 4.11 | Modelo de parâmetros concentrados que substitui alimentador com parâmetros distribuídos



Fonte: adaptada de Kersting (2002, p. 54).

Além de alimentadores com parâmetros uniformemente distribuídos, outras vezes as áreas de alimentação podem ser representadas por configurações geométricas (ex.: retângulos e triângulos). A Figura 4.12a ilustra uma área retangular e a Figura 4.12b uma área triangular com densidade de carga constante (kVA / km²) servida por um alimentador trifásico do nó n ao nó m .

Figura 4.12 | Densidade de carga constante em uma área (a) retangular e (b) triangular



Fonte: Kersting (2002, (a) p. 55, (b) p. 60).

Ao assumir uma densidade de carga constante nas configurações, cálculos aproximados de queda de tensão e de perdas de energia total são dados por:

Área retangular

$$V_{queda} = \text{Re} \left\{ \frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \right\}$$

$$P_{perda-trifásico} = 3 \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right]$$

Área triangular

$$V_{queda} = \text{Re} \left\{ \frac{2}{3} \cdot Z \cdot I_T \right\}$$

$$P_{perda-trifásico} = 3 \cdot \left[\frac{8}{15} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right]$$



Os cálculos aproximados podem auxiliar na determinação da carga máxima, que pode ser servida em uma área especificada em um determinado nível de tensão e tamanho do condutor.

Modelos de cargas em redes de distribuição

Em geral, as cargas em redes de distribuição de energia elétrica são representadas em função da tensão de fornecimento pela seguinte expressão (KAGAN, 2005):

$$P = f_1(V) \text{ e } Q = f_2(V),$$

em que P e Q são as potências ativa e reativa absorvidas pela carga, respectivamente; V é o módulo da tensão aplicada à carga; $f_1(V)$ e $f_2(V)$ são funções que relacionam as potências ativa e reativa ao módulo da tensão aplicada nos terminais da carga, respectivamente.

A forma construtiva e o princípio físico de funcionamento de cada equipamento elétrico definem o seu comportamento em regime permanente senoidal mediante a variação de tensão (KAGAN, 2005). Nesse cenário, portanto, destacam-se os modelos mais usuais para a representação de cargas, que são: modelo impedância constante (Z); modelo corrente constante (I); modelo potência constante (S).

Como o próprio nome diz, para cada um dos três modelos apresentados, as cargas possuem impedância, corrente e potência constantes, respectivamente, para qualquer valor de tensão de fornecimento.

Sendo assim, para facilitar a compreensão dos assuntos abordados mais adiante, vamos associar somente a parte real da Lei de Ohm ($V = R \times I$) com a definição de potência elétrica ($P = V \times I$). Assim, podemos definir como a potência de cada modelo varia de acordo com os níveis de tensão.

No **modelo impedância constante**, por exemplo, para encontrar a relação da variação de potência mediante uma variação de tensão, devemos primeiramente rearranjar a Lei de Ohm para $I = \frac{V}{R}$, e, substituindo na equação de potência elétrica, temos que $P = \frac{V^2}{R}$. No caso do **modelo corrente constante**, a relação é diretamente proporcional, conforme a equação de potência elétrica

($P = V \times I$). Por fim, no caso do **modelo potência constante**, a potência é independente da tensão. Em última análise, definimos cada modelo da seguinte forma:

a) Modelo impedância constante (Z)

O modelo impedância constante representa as cargas cujas potências variam diretamente proporcionais ao quadrado dos níveis de tensão, como segue:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \text{ e } Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2,$$

sendo P , Q e V potências ativa, reativa e magnitude de tensão em um determinado instante de tempo, respectivamente; e P_0 , Q_0 e V_0 potências ativa, reativa e magnitude de tensão de referência (ex.: valores nominais tipicamente obtidos nos dados de placa fornecidos pelos fabricantes de equipamentos elétricos).

b) Modelo corrente constante (I)

O modelo corrente constante representa as cargas cujas potências variam diretamente proporcionais aos níveis de tensão, como segue:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^1 \text{ e } Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^1.$$

c) Modelo potência constante (P)

O modelo potência constante representa as cargas cujas potências variam independentemente dos níveis de tensão, como segue:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^0 \Rightarrow P = P_0 \text{ e } Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^0 \Rightarrow Q = Q_0.$$



Exemplificando

São exemplos de cargas de natureza de (KAGAN, 2005):

- a) **Modelo impedância constante (Z)**: os capacitores e os equipamentos de aquecimento resistivos, como chuveiros e torneiras elétricas;
- b) **Modelo corrente constante (I)**: os fornos a arco e as lâmpadas de descarga, de vapor de mercúrio, de vapor de sódio e fluorescentes; e
- c) **Modelo potência constante (P)**: os motores elétricos de indução.

d) Modelo polinomial (ZIP)

O modelo ZIP representa as cargas cujas potências variam com a tensão de acordo com uma relação linear que incorpora uma parcela de impedância constante, representada por α , uma parcela de

corrente constante, representada por β , e uma parcela de potência constante, representada por γ . Logo:

$$P = P_0 \left[\alpha \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + \beta \left(\frac{V}{V_0} \right)^1 + \gamma \right] \quad \text{e} \quad Q = Q_0 \left[\alpha \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + \beta \left(\frac{V}{V_0} \right)^1 + \gamma \right],$$

sendo

$$\alpha + \beta + \gamma = 1$$

$$\alpha, \beta, \gamma \leq 1$$

e) Modelo exponencial

O modelo exponencial trata de uma simplificação do modelo ZIP, sendo expresso da seguinte forma:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad \text{e} \quad Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq}.$$

Os parâmetros np e nq assumem valores não negativos de modo que, tipicamente, para (PUC-RIO, 2017):

- cargas residenciais, tem-se que $np = [0,72; 1,3]$ e $nq = [2,96; 4,38]$;
- cargas comerciais, tem-se que $np = [0,99; 1,51]$ e $nq = [3,15; 3,95]$;
- cargas industriais, tem-se que $np = 0,18$ e $nq = 6$.



Refleta

Qual a interpretação de um valor alto ou baixo de np e de nq ? Você consegue identificar alguma razão para valores menores de np e maiores de nq nas cargas industriais em comparação com as residenciais e as comerciais?



Assimile

A potência elétrica no **modelo impedância constante** varia com o quadrado da tensão de fornecimento: $P \sim V^2$. A potência elétrica no **modelo corrente constante** varia linearmente com a tensão de fornecimento: $P \sim V^1$. A potência elétrica no **modelo potência constante** não varia com a tensão de fornecimento: $P \sim V^0$. A potência elétrica no **Modelo ZIP** e no **Modelo exponencial** varia em uma relação não linear.

O método da varredura (*Backward/Forward sweep method*)

Antes de iniciarmos o estudo do método da varredura, devemos compreender o que é o fluxo de potência. O fluxo de potência constitui-se de um procedimento realizado em sistemas elétricos (transmissão e distribuição de energia) para determinar as tensões ao longo dos alimentadores, assumindo conhecidas as tensões trifásicas na subestação e a potência complexa de todas as cargas e do modelo de carga (potência complexa constante, impedância constante, corrente constante ou combinação). Os estudos de fluxo de potência são de fundamental importância para o planejamento e para a operação dos sistemas elétricos existentes.

Uma análise de fluxo de potência de um alimentador pode determinar tanto valor por fase, como valores trifásico, totais de: magnitudes e ângulos de tensão em todos os nós do alimentador; fluxo de linha em cada seção especificada em kW e kVAr; perda de energia em cada seção de linha; perdas de potência total do alimentador; valor em kW e kVAr com base no modelo especificado para a carga etc. (KERSTING, 2002).



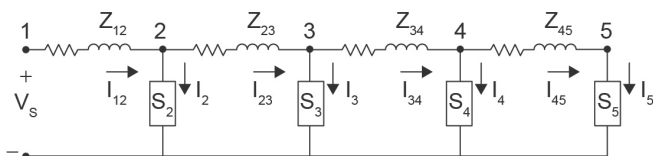
Pesquise mais

Os métodos matemáticos mais usuais para resolver problemas de fluxo de potência em redes de transmissão de energia elétrica, que compõem redes majoritariamente malhadas, ou fracamente malhadas, são: o método de Newton-Raphson; o método desacoplado e o método desacoplado rápido. Em redes de distribuição, que são tipicamente radiais, é comum resolver problemas de fluxo de potência pelo método da varredura. Ambos os casos se tratam de métodos iterativos. Para mais informações, consulte o Capítulo 5 *Fluxo de Carga não-linear: algoritmos básicos*, de Monticelli (1983).

MONTICELLI, A. J. Fluxo de Carga não linear: algoritmos básicos. In: _____. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983. p. 75-109.

Nesse cenário, considere o seguinte sistema da Figura 4.13 a seguir:

Figura 4.13 | Método da varredura



Fonte: Kersting (2002, p. 271).

Para o sistema elétrico da Figura 4.13, suponha que todas as impedâncias de linha (Z_{12} , Z_{23} , Z_{34} , Z_{45}) e potências de carga (S_1 , S_2 , S_3 , S_4 , S_5) sejam conhecidas, juntamente com a tensão na fonte (V_s).

O método da varredura, portanto, é um método de solução do problema de fluxo de potência que, por meio de um método iterativo de varredura para trás (*backward*) e para frente (*forward*), consegue determinar todas as tensões e correntes ao longo de qualquer sistema elétrico.

Assim, tomando a rede da Figura 4.13, a solução para essa rede é, inicialmente, assumir uma tensão na carga mais remota V_5 e calcular a corrente de carga I_5 pela equação

$$I_5 = \left(\frac{S_5}{V_5} \right)^*$$

É usual assumirmos, nessa etapa inicial do processo iterativo, o valor V_5 igual ao valor de V_s .

Para esse caso de nó final, a corrente de linha I_{45} é igual à corrente de carga I_5 . Aplicando a Lei das Tensões de Kirchhoff, a tensão no nó 4 (V_4) pode ser determinada como:

$$V_4 = V_5 + Z_{45} \cdot I_{45}.$$

A corrente de carga I_4 pode ser determinada e, em seguida, aplicando a Lei das Correntes de Kirchhoff para determinar a corrente de linha I_{34} , tem-se que:

$$I_{34} = I_{45} + I_4.$$

A Lei das Tensões de Kirchhoff é aplicada novamente, todavia para determinar a tensão V_3 .

Esse procedimento é continuado até que uma tensão tenha sido calculada na fonte (V_1).

A tensão calculada V_1 é então comparada com a tensão V_s especificada, de modo que é esperado que haja uma diferença entre essas duas tensões. Assim, finaliza-se o que é conhecido como etapa *backward* ("para trás") da varredura, pois os cálculos de correntes e tensões ocorrem no sentido da carga para a geração.

A partir desse momento, os cálculos serão feitos no sentido da geração para a carga, iniciando a etapa *forward* ("para frente") da varredura.

A varredura *forward* inicia, por meio da Lei de Tensões de Kirchhoff, calculando e atualizando a tensão no nó 2 (V_2) por um novo valor, dado por:

$$V_2 = V_s - Z_{12} \cdot I_{12}.$$

Esse procedimento é repetido para cada segmento de linha até que uma nova tensão seja determinada no nó 5 (V_5). Usando a nova tensão no nó 5, uma segunda varredura para trás, que levará a uma nova tensão calculada na fonte, é iniciada.

O processo de varredura para frente e para trás é continuado até que a diferença entre a tensão calculada e especificada na fonte esteja dentro de uma determinada tolerância, dada por:

$$Erro = \|V_s\| - \|V_1\| \leq \xi.$$

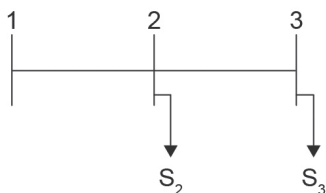
Tipicamente utiliza-se o valor de tolerância (ξ) de 10^{-3} se as tensões calculadas (V_1) e especificadas (V_s) estão normalizadas em "por unidade" (p.u.).



Exemplificando

Suponha uma rede de distribuição como mostra a Figura 4.14 (KERSTING, 2002).

Figura 4.14 | Sistema de distribuição de 3 barras (nós)



Fonte: adaptada de Kersting (2002, p. 272).

em que: $Z_{12} = 0,1705 + j0,3409 \, \Omega$ e $Z_{23} = 0,2273 + j0,4545 \, \Omega$; $S_2 = 1500 + j750 \, \text{kVA}$ e $S_3 = 900 + j500 \, \text{kVA}$; tensão na subestação: $V_s = 7200 + j0 \, \text{V}$. Calcule as tensões nodais após uma iteração *backward* e uma iteração *forward*.

Solução:

O processo inicia assumindo um valor de tensão para V_3 que é nó terminal. Assumiremos $V_3 = 7200 + j0 \, \text{V} = 7200 \angle 0^\circ \, \text{V}$ igual ao valor de V_s .

A corrente de carga no nó 3 será de

$$I_3 = \left(\frac{S_3}{V_3} \right)^* = \left(\frac{(900 + j500) \times 1000}{7200 \angle 0^\circ} \right)^* = \left(\frac{(900 - j500) \times 1000}{7200} \right) = 143 \angle -29^\circ \, \text{A}$$

A corrente na seção 2-3 é $I_{23} = I_3 = 143 \angle -29^\circ \, \text{A}$.

Em seguida, a tensão no nó 2 será de

$$\begin{aligned} V_2 &= V_3 + Z_{23} \cdot I_{23} = 7200 \angle 0^\circ + (0,2273 + j0,4545) \cdot 143 \angle -29^\circ \\ &= 7260,1 \angle 0,32^\circ \, \text{V} \end{aligned}$$

A corrente de carga no nó 2 será de

$$I_2 = \left(\frac{S_2}{V_2} \right)^* = \left(\frac{(1500 + j750) \times 1000}{7260,1 \angle 0,32^\circ} \right)^* = 231 \angle -26,3^\circ \, \text{A}$$

A corrente na seção 1-2 é

$$I_{12} = I_2 + I_{23} = 231 \angle -26,3^\circ + 143 \angle -29^\circ = 373,9 \angle -27,3^\circ \, \text{A}$$

A tensão no nó 1 será de

$$\begin{aligned} V_1 &= V_2 + Z_{12} \cdot I_{12} = 7260,1 \angle 0,32^\circ + (0,1705 + j0,3409) \cdot 373,9 \angle -27,3^\circ \\ &= 7376,2 \angle 0,97^\circ \, \text{V} \end{aligned}$$

Calculando o erro entre tensão, calculada e especificada, no nó 1, temos que:

$$\text{Erro} = \|7200\| - \|7376,2\| = 176,2 \, \text{V}$$

Isso corresponde a um erro de 2,45%, que é superior ao erro tolerado de 0,1% (equivalente a 7,2 V). Logo, o problema continua na etapa *forward*.

Faça $V_1 = V_s = 7200 + j0 \, \text{V}$.

Atualize o valor da tensão no nó 2, que será de

$$\begin{aligned} V_2 &= V_1 - Z_{12} \cdot I_{12} = 7200 \angle 0^\circ - (0,1705 + j0,3409) \cdot 373,9 \angle -27,3^\circ \\ &= 7085,4 \angle -0,68^\circ \, \text{V} \end{aligned}$$

Atualize o valor da tensão no nó 3, que será de

$$\begin{aligned} V_3 &= V_2 - Z_{23} \cdot I_{23} = 7085,4 \angle -0,68^\circ - (0,2273 + j0,4545) \cdot 143 \angle -29^\circ \\ &= 7026 \angle -1,02^\circ \, \text{V} \end{aligned}$$

Isso completa a primeira iteração do método da varredura. A partir desse ponto o procedimento inicia novamente a etapa *backward*, dessa vez com o novo valor de tensão no nó 3, ao invés do valor assumido inicialmente.

Sem medo de errar

Retomando o cenário em que você é um engenheiro de redes de distribuição, e que você deve concluir o relatório que será apresentado ao seu gestor, pediu-se que você incluísse uma última seção referente aos modelos matemáticos das redes de distribuição, apontando de que forma você avalia a importância de se utilizar métodos aproximados em conjunto com os métodos exatos (varredura) na realidade das redes de distribuição no Brasil e no mundo. Além disso, como você e a sua empresa podem se beneficiar desses estudos nas atividades cotidianas?

É importante afirmar que os modelos geralmente são criados como as versões reduzidas do que realmente existe ou é provável que exista na vida real. Os modelos permitem visualizar as situações da vida real, estudá-las e, em alguns casos, sujeitá-los à análise dos efeitos das mudanças reais que podem ocorrer de tempos em tempos. No contexto das redes de distribuição de energia, é sabido que essas redes, muitas vezes, carecem de medição ao longo dos alimentadores, como foi discutido na seção anterior desta unidade, no tópico de “alocação de cargas”. Nesse cenário, em que há muitas incertezas e “pouco” se conhece a respeito do estado de operação do sistema elétrico (magnitudes e ângulos da tensão em qualquer nó do sistema), temos que as modelagens e análises aproximadas ganham destaque, pois elas podem auxiliar em análises práticas de, como, por exemplo, determinar a carga máxima que pode ser alimentada em um determinado nível de tensão por um determinado alimentador.

Métodos aproximados permitem que tanto a equipe de engenheiros de planejamento do sistema elétrico como a equipe de engenheiros de operação possam tomar decisões com um bom nível de confiabilidade a fim de atender o compromisso de custos de infraestrutura e operação x qualidade do serviço prestado.

Vamos supor, por exemplo, que a empresa precise expandir a malha elétrica para um novo bairro no formato de uma área retangular, por exemplo. Considerando que se tem pouca informação a respeito das cargas e do comportamento de consumo dos consumidores que habitarão esse novo bairro, você, apenas com a estimativa de corrente (I_r) que será consumida por esse bairro e a impedância do alimentador que fornecerá energia a ele (Z), seria capaz de estimar

com um certo grau de confiabilidade se a rede projetada atenderá, ou não, as necessidades dos novos moradores.

As análises exatas, todavia, são muito empregadas em sistemas de transmissão de energia elétrica, mas ainda pouco empregadas à distribuição, e as razões são variadas, tais como:

- Muitas vezes as concessionárias de energia não catalogam cada condutor utilizado em cada alimentador para se conhecer as impedâncias das linhas;
- É muito comum que a concessionária também não conheça com precisão os valores das potências demandadas ao longo do dia em cada nó do sistema, estimando apenas os valores máximos e a energia absorvida ao longo do tempo;
- Os modelos das cargas nas redes de distribuição, em um contexto prático, tipicamente seguem um comportamento de modelo ZIP, que é de difícil definição, entre outros motivos.

Em contextos práticos, a motivação de se empregar análises exatas é, principalmente, realizar estudos de planejamento da expansão e planejamento da operação com maiores níveis de exatidão. Em outras palavras, tais análises, se bem fundamentadas, podem agregar maior economia para a concessionária de energia sem causar prejuízo à qualidade do serviço e do produto prestados. Além disso, no contexto de *Smart Grids*, conforme mencionado na seção anterior desta unidade, as análises exatas ganham destaque porque promoverão grandes economias a médio e longo prazo para as próprias concessionárias, para os clientes, governos e outras partes interessadas.

Por fim, conclui-se que modelagens e análises aproximadas são de extrema relevância no contexto das redes de distribuição, sendo um dos benefícios agregados à atividade cotidiana do engenheiro e da empresa a redução do número de horas de trabalho necessárias para a tomada de uma decisão. E as modelagens e análises exatas, por sua vez, são importantíssimas na medida em que elas funcionam como referência para uma avaliação precisa a respeito do estado de operação de um sistema elétrico.

Caro engenheiro, incluindo essas informações, você seria capaz de concluir o relatório solicitado pelo seu gestor e, assim, finalizar a sua tarefa. Bom trabalho!

Determinação da tensão de fornecimento

Descrição da situação-problema

Suponha que você é um engenheiro de planejamento da expansão de uma concessionária de energia. Sua empresa será responsável por construir um alimentador para uma área retangular de comprimento de 3 km e uma largura de 1,8 km. A densidade de carga da área é de 1600 kVA / km², com um fator de potência unitário. O alimentador principal primário tem impedância total de $Z = 0,6 + j1,2 \Omega$.

Com base nos dados de projeto estimados, suponha que a regulamentação local exige que o nível de tensão nominal padrão mínimo para atender a essa área não possa exceder uma queda de tensão de 3%. Além disso, sabe-se que as opções de tensões nominais possíveis pela concessionária são de 4,16 kV e 13,8 kV. Sendo assim, como você, engenheiro, determinaria o nível de tensão nominal adequado para atender a essa nova área a fim de não desrespeitar a regulamentação local? Quais seriam as perdas totais de energia nesse caso?

Resolução da situação-problema

Com base nos dados de projeto, temos que a área do empreendimento é de $A = 3 \times 1,8 = 5,4 \text{ km}^2$, e a potência total demandada de $S = 1600 \times 5,4 = 8640 \text{ kVA}$.

Para as tensões nominais de 4,16 kV e 13,8 kV, respectivamente, temos as correntes (I_T):

$$I_{T(4,16 \text{ kV})} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{linha}}} = \frac{8640}{\sqrt{3} \cdot 4,16} = 1199,11 \text{ A e}$$

$$I_{T(13,8 \text{ kV})} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{linha}}} = \frac{8640}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 361,47 \text{ A}.$$

A queda de tensão em cada caso, portanto, seria de:

$$V_{\text{queda}(4,16 \text{ kV})} = \text{Re} \left\{ \frac{1}{2} \cdot (0,6 + j1,2) \cdot 1199,11 \right\} = 359,73 \text{ V e}$$

$$V_{\text{queda}(13,8 \text{ kV})} = \text{Re} \left\{ \frac{1}{2} \cdot (0,6 + j1,2) \cdot 361,47 \right\} = 108,44 \text{ V}.$$

A tensão fase-neutro, em cada caso, é de

$$V_{\text{fase}(4,16\text{ kV})} = \frac{4160}{\sqrt{3}} = 2401,8\text{ V} \text{ e } V_{\text{fase}(13,8\text{ kV})} = \frac{13800}{\sqrt{3}} = 7967,4\text{ V}.$$

A porcentagem de queda de tensão, em cada caso, portanto, seria de

$$V_{\text{queda}(4,16\text{ kV})} = \frac{359,73}{2401,8} = 0,1498 = 14,98\% \text{ e}$$

$$V_{\text{queda}(13,8\text{ kV})} = \frac{108,44}{7967,4} = 0,0136 = 1,36\%.$$

Logo, vemos que a tensão de 4,16 kV com certeza não atenderia ao critério de queda de tensão inferior a 3%, enquanto o valor de 13,8 kV atenderia.

As perdas, para cada caso, seriam de:

$$P_{\text{perda-trifásico}(4,16\text{ kV})} = 3 \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] = 0,6 \times 1199,1^2 = 862,72\text{ kW}$$

$$P_{\text{perda-trifásico}(13,8\text{ kV})} = 3 \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] = 0,6 \times 361,47^2 = 78,4\text{ kW}$$

Observe a enorme discrepância entre os valores de perdas para cada caso. Assim você concluiria a sua tarefa e apontaria a tensão de 13,8 kV para abastecer esses clientes.

Faça valer a pena

1. Estudar modelagens e análises de redes de distribuição é, fundamentalmente, realizar estudos que auxiliam no planejamento e na operação de redes de distribuição. Em outras palavras, é determinar valores de correntes, tensões e potências ao longo dos sistemas elétricos a fim de que se possa avaliar as condições de qualidade da prestação do serviço do fornecimento da energia elétrica e identificar eventuais oportunidades ou necessidades de investimento.

A respeito dos métodos aproximados de modelagem e análise de redes de distribuição, analise as afirmativas a seguir:

I. A queda de tensão em um alimentador com cargas uniformemente distribuídas independe da reatância (X) do condutor.

II. As perdas em um alimentador com cargas uniformemente distribuídas podem ser obtidas conhecendo apenas a corrente que parte da subestação e a resistência do condutor.

III. O modelo com parâmetros concentrados equivalente a um alimentador com cargas uniformemente distribuídas pode ser descrito por um alimentador onde a 1/4 do comprimento do alimentador, 2/3 da corrente total é drenada e, no final do alimentador, o restante dos 1/3 da corrente total é drenada.

Leia as afirmativas a respeito de modelagens com parâmetros distribuídos, analise-as e assinale a alternativa correta.

- a) Somente a afirmativa I está correta.
- b) Somente a afirmativa II está correta.
- c) Somente a afirmativa III está correta.
- d) Somente as afirmativas II e III estão corretas.
- e) As afirmativas I, II e III estão corretas.

2. Para planejar e operar sistemas elétricos de potência de modo seguro e econômico, é crucial que sejam definidos modelos adequados para cada elemento do sistema. A modelagem dos componentes possibilita operá-lo com menores incertezas, melhor representação de restrições e maior aproveitamento de seus recursos.

Nesse cenário, no que se refere à modelagem de cargas elétricas, a tabela a seguir apresenta os modelos de cargas elétricas e as respectivas relações de dependência da potência em relação aos níveis de tensão.

Tabela 4.11 | Modelos de carga e potência

Potência	Modelos de carga
1. Não varia com a tensão	(I) Z constante
2. Varia linearmente com a tensão	(II) I constante
3. Varia com o quadrado da tensão	(III) P constante

Fonte: Elaborada pelo autor.

Com base na associação das colunas acima, assinale a alternativa que corretamente classifica os modelos de carga I, II e III com as respectivas relações da variação de potência com a variação de tensão 1, 2 e 3.

- a) 1 – (I), 2 – (II), 3 – (III).
- b) 1 – (I), 2 – (III), 3 – (II).
- c) 1 – (II), 2 – (III), 3 – (II).
- d) 1 – (II), 2 – (I), 3 – (III).
- e) 1 – (III), 2 – (II), 3 – (I).

3. Suponha que um bairro predominantemente comercial de área triangular (largura 2 km e comprimento 5 km) deve ser alimentado em tensão nominal de 12,47 kV e possui densidade de carga de 2200 kVA / km², com fator de potência 0,9 atrasado. Além disso, suponha que você conhece os condutores utilizados e que a impedância total do alimentador primário seja de $Z = 0,8 + j1,4 \, \Omega$.

Com base nos dados acima, tem-se que a porcentagem de queda de tensão do início do alimentador (subestação) até o ponto final (terminal em que está conectada a carga mais distante da subestação) está no intervalo de:

- a) 0,0 a 0,499%.
- b) 0,5 a 0,999%.
- c) 1,0 a 1,499%.
- d) 1,5 a 1,999%.
- e) acima de 2,0%.

Referências

CAGNON, J. A.; VALARELLI, I. D.; RODRIGUES, R. M. Gestão energética em indústrias madeireiras. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 6., 2006, Campinas. **Anais eletrônicos**... Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022006000200002&lng=pt&nrm=abn>. Acesso em: 23 Nov. 2017.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais. **Redes Inteligentes / Smart Grids: O que são redes inteligentes de energia?** Disponível em: <http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/sustentabilidade/nossos_programas/Redes_Inteligentes/Paginas/as_redes_inteligentes.aspx>. Acesso em: 13 set. 2017.

KAGAN, N.; DE OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Blucher, 2005.

KERSTING, W. H. N. **Distribution System Modeling and Analysis**. Boca Raton: CRC Press, 2002.

TOSTES, M. E. L. **Distribuição de Energia Elétrica**. Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação. Notas de aula do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará, 2007.

_____. **Capítulo 3: Estudo das Cargas nos Sistemas de Distribuição**. Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação. Notas de aula do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará, 2007a.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Edgard Blücher Ltda, 1983.

PUC-RIO. **Modelos de Carga**. PUC-RIO – Certificação Digital nº 0812713/CA. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/16417/16417_3.PDF>. Acesso em: 13 set. 2017.

Anotações

[illegible]

Anotações

[illegible]

ISBN 978-85-522-0179-3



9 788552 201793 >