

KLS

Sistemas Eléctricos de Potência II

Sistemas Elétricos de Potência II

Rafael da Silva Schincariol
Pâmela Rugoni Belin

© 2019 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 e de Educação Básica

Mário Ghio Júnior

Conselho Acadêmico

Ana Lucia Jankovic Barduchi

Danielly Nunes Andrade Noé

Grasielle Aparecida Lourenço

Isabel Cristina Chagas Barbin

Thatiane Cristina dos Santos de Carvalho Ribeiro

Revisão Técnica

Alessandra Cristina Santos Akkari

Hugo Tanzarella Teixeira

Rafael Schincariol da Silva

Ricardo Augusto de Araújo

Roberta Lopes Drekenner

Ruy Flávio de Oliveira

Editorial

Elmir Carvalho da Silva (Coordenador)

Renata Jéssica Galdino (Coordenadora)

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Schincariol, Rafael da Silva

S336s Sistemas elétricos de potência II / Rafael da Silva

Schincariol, Pâmela Rugoni Belin. – Londrina : Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2019.

184 p.

ISBN 978-85-522-1467-0

1. Componentes simétricos. 2; Curtos-circuitos.
3. Estabilidade de tensão. I. Schincariol, Rafael da Silva.
II. Belin, Pâmela Rugoni. III. Título.

CDD 621

Thamiris Mantovani CRB-8/9491

2019

Editora e Distribuidora Educacional S.A.

Avenida Paris, 675 – Parque Residencial João Piza

CEP: 86041-100 — Londrina — PR

e-mail: editora.educacional@kroton.com.br

Homepage: <http://www.kroton.com.br/>

Sumário

Unidade 1	
O problema de fluxo de carga.....	7
Seção 1.1	
Modelagem do problema de fluxo de carga	9
Seção 1.2	
Formulação e resolução do problema de fluxo de carga	24
Seção 1.3	
Fluxo de carga linearizado.....	39
Unidade 2	
Fluxo de carga para redes de distribuição.....	53
Seção 2.1	
Modelo das redes de distribuição.....	55
Seção 2.2	
Fluxo de carga baseado no método da varredura	68
Seção 2.3	
Análises em redes de distribuição de energia elétrica	83
Unidade 3	
Estabilidade em sistemas elétricos de potência.....	99
Seção 3.1	
Conceitos básicos de estabilidade em sistemas de potência	101
Seção 3.2	
Estabilidade de tensão e colapso de tensão	113
Seção 3.3	
Estabilidade de ângulo.....	125
Unidade 4	
Controle de sistemas elétricos de potência.....	139
Seção 4.1	
Controle de tensão em sistemas de potência	141
Seção 4.2	
Gerenciamento de sistemas de energia.....	153
Seção 4.3	
Despacho econômico e fluxo de potência ótimo	164

Palavras do autor

O entendimento dos conceitos envolvidos em sistemas elétricos de potência e seus princípios básicos é fundamental para garantir condições operativas seguras a eles. O sistema elétrico brasileiro é constituído por inúmeras interconexões e uma vasta extensão, o que demanda grande esforço para realização do planejamento, da operação e do controle, com boa qualidade e em grande escala. Essa disciplina visa introduzir os principais conceitos para a solução de problemas inerentes ao setor.

Espera-se que ao fim da disciplina você seja capaz de compreender a formulação e os métodos de solução do problema de fluxo de carga; conheça os mecanismos de controle de sistemas elétricos de potência e os aspectos de regulação de tensão e estabilidade nos sistemas; e domine formulações e métodos de solução alternativos do problema de fluxo de carga em redes de distribuição.

Para isso, na primeira unidade de ensino será apresentado o problema do fluxo de carga, abordando os modelos matemáticos dos componentes das linhas de transmissão, o equacionamento de problemas de fluxo de potência, métodos de solução para o problema e avaliação crítica dos resultados.

Na Unidade 2 será tratado do controle de sistemas de potência, apresentando controles e limites operacionais típicos, sistemas de supervisão e de aquisição de dados, despacho de energia elétrica e fluxo de potência ótimo.

A Unidade 3 será destinada à regulação de tensão e estabilidade de potência, a qual mostrará os conceitos, as principais características e métodos de prevenção, determinação, classificação e avaliação inerentes à temática.

Por fim, na Unidade 4, será introduzido o fluxo de carga destinado às redes de distribuição, mostrando os modelos matemáticos utilizados, os métodos de solução para o fluxo de potência e para o planejamento, operação e expansão das redes.

Esperamos que você esteja animado para aprender sobre sistemas elétricos de potência, que se trata de um conteúdo extenso e desafiador, mas de extrema importância para o seu desenvolvimento como profissional.

Bons estudos!

Unidade 1

O problema de fluxo de carga

Convite ao estudo

Caro aluno, seja bem-vindo ao estudo dos sistemas elétricos de potência. Nessa unidade estudaremos o problema do fluxo de carga, aplicado principalmente em sistemas de transmissão de energia. Para isso, precisaremos entender como cada elemento que compõe o sistema é modelado matematicamente e de forma genérica para ser considerado em um programa de fluxo de carga. Também precisaremos conhecer os métodos de solução que são aplicados em cada caso.

A solução de fluxos de carga é essencial para determinar o estado operativo do sistema elétrico, verificando se a operação está ocorrendo de forma adequada, o que possibilita a indicação de correções ou prevenções de situações operativas indesejáveis.

Assim, consideraremos o seguinte contexto: você é um profissional de uma empresa de transmissão de energia elétrica e está responsável pelo departamento de operação dos sistemas. Dentre suas tarefas consta a elaboração de relatórios que determinem e/ou analisem tensões nas barras, fluxos de potência pelas linhas, soluções para fluxo de carga e outras grandezas de interesse. Dessa forma, você deverá analisar linhas de transmissão de diferentes extensões, solucionar fluxos de potência de trechos específicos do sistema e dar suporte à equipe de software para implementação de algoritmos especializados. Como você pode considerar cada linha de transmissão de acordo com seu comprimento? Como modelar linhas de transmissão e transformadores em programas de fluxo de carga? Como equacionar e representar sistemas de potência? Quais métodos podem ser empregados na solução do fluxo de carga? Qual a sequência de passos para solucionar o problema adequadamente?

No decorrer desta unidade, iremos nos aprofundar nos assuntos referentes a essa temática. Assim, o objetivo é que ao final dela você possa entender como representar cada componente do sistema elétrico, modelá-los matematicamente e, sobretudo, solucionar sua representação por meio de equacionamentos matemáticos e algoritmos dedicados.

Com esse objetivo, na primeira seção aprenderemos a realizar a modelagem dos componentes, como barras, linhas de transmissão e

transformadores. Verificaremos como associar todas as partes do sistema e equacionar o problema de fluxo de carga, introduzindo ideias de solução. Na segunda seção, aprofundaremos nosso conhecimento sobre os métodos de resolução, trabalhando a formulação matemática completa do fluxo de carga e introduzindo métodos como Newton-Raphson e o método desacoplado. Além disso, aprenderemos a aplicar algoritmos especializados para solução do problema. Por fim, na terceira seção, analisaremos o fluxo de carga por meio da linearização do problema, tornando-nos capazes de avaliar o comportamento do sistema e dos resultados obtidos.

Modelagem do problema de fluxo de carga

Diálogo aberto

Quando pretendemos fazer a análise do SEP é quase impossível não falar das ferramentas de fluxo de carga. Isso por que os resultados obtidos pela solução de fluxos de carga determinam o estado operativo do sistema elétrico, e com isso é possível identificar anomalias no sistema e indicar correções ou prevenções de situações operativas indesejáveis. Contudo, para implementar a análise nesse tipo de ferramenta é preciso saber como modelar apropriadamente os diversos equipamentos considerados nos sistemas de potência (como as linhas de transmissão, os transformadores etc.). O erro na especificação adequada do modelo pode levar a erros nos cálculos efetuados. Para que você compreenda como modelar e solucionar esse tipo de problema coloque-se dentro do cenário proposto: você é um profissional de uma empresa de transmissão de energia elétrica e está responsável pelo departamento de operação dos sistemas. Dentre suas tarefas está a elaboração de relatórios de análise de modelos empregados na implementação de ferramentas de fluxo de carga que realizam o cálculo das tensões nas barras e dos fluxos de potência nas linhas, entre outras grandezas de interesse.

Como primeira atividade solicitada, você foi designado a analisar a relação entre a tensão e a corrente em uma linha de transmissão trifásica. Essa linha conta com 400 km de extensão e apresenta como característica uma tensão no terminal receptor de 500 kV, com uma indutância de 0,97 mH/km/fase e uma capacitância em derivação de 0,0115 μ F/km/fase, alimentando uma carga de 800 MW com fator de potência de 0,8 em atraso.

Para esse estudo, foram utilizados os modelos aproximados de linha curta, média e longa. Em uma das análises foi inicialmente desprezado o valor da resistência série e, posteriormente, considerou-se uma resistência série de 5% do valor da reatância série. Os valores encontrados são apresentados nas Tabelas 1.1 e 1.2.

Em cada uma das análises utilizando os modelos considerados, foram fixadas a tensão, a corrente e a potência no receptor, que são valores referentes à carga especificada, e calculadas a tensão corrente e a potência no emissor, levando em consideração cada um dos modelos, conforme também indicado nas tabelas.

Tabela 1.1 | Valores para uma linha de 400 km de extensão desprezando a resistência série

	Modelo de linha curta	Modelo de linha média	Modelo de linha longa
Tensão no receptor [kV]	500,00 \angle 0,00°	500,00 \angle 0,00°	500,00 \angle 0,00°

	Modelo de linha curta	Modelo de linha média	Modelo de linha longa
Corrente no receptor [A]	1154,65∠ - 36,87°	1154,65∠ - 36,87°	1154,65∠ - 36,87°
Potência no receptor [MVA]	800,00+j600,00	800,00+j600,00	800,00+j600,00
Tensão no emissor [kV]	599,54∠19,10°	655,32∠20,92°	646,27∠20,30°
Corrente no emissor [A]	1154,70∠ - 36,86°	818,00∠ - 9,57°	818,97∠ - 8,90°
Potência no emissor [MVA]	800,00+j1185,51	800,00+j471,20	800,00+j447,68

Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 1.2 | Valores para uma linha de 400 km de extensão considerando a resistência série

	Modelo de linha curta	Modelo de linha média	Modelo de linha longa
Tensão no receptor [kV]	500,00∠0,00°	500,00∠0,00°	500,00∠0,00°
Corrente no receptor [A]	1154,65∠ - 36,87°	1154,65∠ - 36,87°	1154,65∠ - 36,87°
Potência no receptor [MVA]	800,00+j600,00	800,00+j600,00	800,00+j600,00
Tensão no emissor [kV]	723,20∠18,14°	664,22∠20,11°	654,66∠19,56°
Corrente no emissor [A]	1154,70∠ - 36,86°	819,81∠ - 9,14°	821,26∠ - 8,50°
Potência no emissor [MVA]	829,25+j1185,10	823,02+j460,90	821,68+j438,26

Fonte: elaborada pelo autor.

Sua tarefa na análise dos cálculos é emitir um relatório explicativo analisando os dados das tabelas e indicando qual o modelo deve ser escolhido na análise dessa linha de transmissão. Você deve analisar criticamente a variação dos resultados obtidos por cada um dos modelos. Apresente os resultados ao seu superior por meio de um relatório técnico. Como você realizaria essa tarefa? Como definir quais dos resultados obtidos são os mais confiáveis para a linha de transmissão em estudo?

Para solucionar esse problema, você estudará nesta seção as características de cada tipo de linha de acordo com sua extensão e como solucioná-las matematicamente.

Bom estudo e excelente trabalho!

A análise do fluxo de potência é uma atividade importante dentro de sistemas elétricos de potência, pois ela permite obter as condições de operação para as ações de planejamento, controle e de supervisão. Seu objetivo principal consiste em determinar as magnitudes de tensão e ângulos de fase na rede, e as distribuições do fluxo de potência nas linhas de acordo com um determinado cenário. Para isso, o sistema elétrico precisa ser modelado por meio de um conjunto de equações e/ou inequações que representem algebricamente seus componentes, como linhas de transmissão, transformadores de potência, geradores e cargas.

Dentro na análise de fluxo de potência é comum trabalhar com as grandezas elétricas (como tensão, corrente, potência e impedância) expressas por unidade (pu) ou porcentagem de valores base, previamente especificados. O modelo das linhas de transmissão (LT) varia de acordo com sua extensão, uma vez que o condutor apresenta parâmetros de linha que devem ser considerados uniformemente distribuídos por toda sua extensão, de acordo com o comprimento da linha. Considera-se linhas curtas aquelas com até 80 km, linhas médias de 80 km a 240 km, e linhas longas aquelas com comprimentos superiores a 240 km (GRAINGER; STEVENSON, 1996).

As linhas classificadas como curtas apresentam uma capacitância resultante com valores muito pequenos que, por essa razão, é desprezada pelo modelo, sem perda considerável de precisão. Sua representação se limita apenas a uma resistência e uma indutância série. As linhas classificadas como médias apresentam um aumento nos valores dos parâmetros de linha, já que eles são dados em razão da unidade de comprimento. Essa representação, além de contar com a resistência e a indutância série, apresenta também meia capacitância ao neutro em cada extremidade.

As linhas classificadas como longas apresentam um aumento ainda maior nos valores dos parâmetros de linha, passando a adotar os parâmetros uniformemente distribuídos. Quanto maior o tamanho da linha, maior o erro causado pela aproximação do modelo com parâmetros concentrados, dessa forma, deve-se optar pelo modelo de linhas longas. O parâmetro de propagação (γ) e impedância característica da linha (Z_c) das linhas longas são obtidos de acordo com os parâmetros de indutância e capacitância da linha, conforme a Equações 1.1 e 1.2

$$\gamma = j\omega\sqrt{LC} \quad (1.1)$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (1.2)$$



Saiba mais

Para saber mais sobre os modelos de linhas curtas, médias e longas, sugerimos uma atenta leitura da Seção 4.7 do livro indicado na referência a seguir:

MOHAN, N. **Sistemas elétricos de potência**: curso introdutório. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

A impedância característica, conhecida também como impedância *surge*, para uma linha sem perdas, é real pura, ou seja, resistiva. Já a constante de propagação é imaginária pura.



Refleta

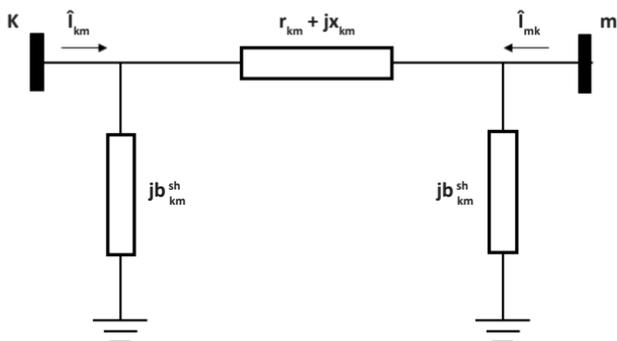
Quando uma linha de transmissão fornece potência a uma carga de valor igual ao da impedância característica da linha, diz-se que a potência que flui por essa LT é a potência natural ou SIL (*Surge Impedance Loading*), descrita pela Equação 1.3 a seguir.

$$SIL[W] = \frac{V_{nominal}^2}{Z_C} \quad (1.3)$$

Como é possível definir SIL com relação ao equilíbrio de potência? Reflita! O que acontece quando se alimenta uma carga puramente resistiva com módulo igual ao SIL?

Para fins de implementação do fluxo de carga, o modelo de linhas longas é pouco utilizado. O modelo π para linhas médias é normalmente adotado na forma como mostrado na Figura 1.1. Assim, a linha é definida por basicamente três elementos: uma resistência série (r_{km}), uma reatância série (x_{km}) e uma susceptância *shunt* (b_{km}^{sh}).

Figura 1.1 | Modelo π para linhas de transmissão



Fonte: elaborada pelo autor.

A escolha pelo modelo de linhas médias se deve principalmente pela sua praticidade, uma vez que no caso de linhas curtas basta anular o valor das susceptâncias *shunt* ($b_{km}^{sh} = 0$), e no caso das linhas longas a variação dos valores deve ser pequena quando o modelo de linhas médias é utilizado. Além disso, uma linha longa pode ser facilmente implementada como uma associação em série de linhas médias.

Devido à praticidade de implementação das matrizes no programa de fluxo de carga, é preferível representar o parâmetro série a partir de uma admitância série, conforme mostra a Equação 1.4

$$y_{km} = z_{km}^{-1} = g_{km} + jb_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (1.4)$$

Sendo a tensão complexa na barra k definida por $\hat{E}_k = V_k e^{j\theta_k} = V_k \angle \theta_k$, e fazendo o análogo para a barra m, podemos descrever os fluxos de corrente na LT conforme Equações 1.5 e 1.6

$$\hat{I}_{km} = y_{km} (\hat{E}_k - \hat{E}_m) + jb_{km}^{sh} \hat{E}_k \quad (1.5)$$

$$\hat{I}_{mk} = y_{km} (\hat{E}_m - \hat{E}_k) + jb_{km}^{sh} \hat{E}_m \quad (1.6)$$

Os fluxos de potência complexa da barra k para a barra m, e da barra m para a barra k, respectivamente, podem ser genericamente definidos conforme Equação 1.7 e 1.8

$$S_{km} = P_{km} + jQ_{km} = \hat{E}_k \hat{I}_{km}^* \quad (1.7)$$

$$S_{mk} = P_{mk} + jQ_{mk} = \hat{E}_m \hat{I}_{mk}^* \quad (1.8)$$

Através da adequada combinação entre as Equações 1.4, 1.5, 1.6, 1.7 e 1.8 chegamos às equações de fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão, conforme explicitado nas Equações de 1.9 a 1.12, onde $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$:

$$P_{km} = (V_k)^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (1.9)$$

$$Q_{km} = -(V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km}) - V_k V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (1.10)$$

$$P_{mk} = (V_m)^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) + V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (1.11)$$

$$Q_{mk} = -(V_m)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km}) + V_k V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (1.12)$$



Faça você mesmo

Combine as Equações 1.4, 1.5, 1.6, 1.7 e 1.8 para obter as Equações 1.4, 1.9, 1.10, 1.11 e 1.12. Este é um exercício muito interessante que lhe trará uma maior compreensão sobre a obtenção das equações do fluxo de carga.

O transformador consiste em um dos componentes presentes no sistema elétrico de potência e também deve ser representado por modelos matemáticos. O transformador é constituído, basicamente, por dois enrolamentos que convertem, inicialmente, a energia elétrica em magnética e em seguida, energia magnética em elétrica novamente, utilizando um núcleo comum.

Dessa forma, a tensão de um lado do transformador pode ser transformada para uma tensão de outro nível de tensão no secundário. Contudo, devemos atentar para as perdas na impedância série do transformador.

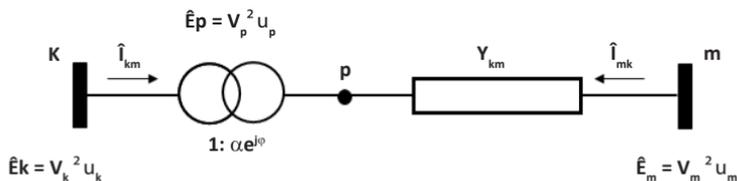
Em sistemas elétricos de potência são utilizados, principalmente nos sistemas de transmissão de energia, transformadores trifásicos ou bancos trifásicos de transformadores. Há quatro maneiras de conectar os enrolamentos de um transformador trifásico: estrela-estrela (Y-Y), delta-delta ($\Delta - \Delta$), estrela-delta (Y- Δ) e delta-estrela (Δ -Y). Nas conexões de mesma configuração do lado de alta e baixa, ou seja, estrela-estrela ou delta-delta, não há defasamento entre as fases. Entretanto, quando as configurações são distintas, há uma defasagem de 30° em relação ao lado de alta para o lado de baixa, dessa forma, o lado de alta estará 30° adiantado em relação ao lado de baixa, tanto para conexões estrela-delta, quanto para conexões delta-estrela.

A representação genérica de um transformador para implementação do fluxo de carga é ilustrada pela Figura 1.2, consistindo em um transformador ideal em série com uma admitância. Nessa figura vemos que a tensão na barra k é transformada para uma tensão na barra p (barra imaginária, apenas para demarcar a transformação de um transformador ideal) por meio da relação de transformação dada por $\alpha e^{j\varphi}$. Essa relação de transformação expressa de forma genérica o transformador, de forma que podemos escrever a tensão na barra p de acordo com a Equação 1.13:

$$\hat{E}_p = \alpha e^{j\varphi} \hat{E}_k \quad (1.13)$$

Note que os parâmetros da relação de transformação definem se ele é um transformador em fase ($\alpha > 0$ e $\varphi = 0$) ou transformador defasador ($\alpha = 1$ e $\varphi \neq 0$).

Figura 1.2 | Representação esquemática de um transformador monofásico de dois enrolamentos



Fonte: elaborada pelo autor.

É possível também obter as equações dos fluxos de corrente nos transformadores utilizando o modelo indicado na Figura 1.2. Para transformadores em fase, o ângulo de defasagem é nulo, então as correntes são simplesmente descritas pelas Equações 1.14 e 1.15.

$$\hat{I}_{km} = -\alpha y_{km} (\hat{E}_m - \hat{E}_p) = (\alpha^2 y_{km}) \hat{E}_k + (-\alpha y_{km}) \hat{E}_m \quad (1.14)$$

$$\hat{I}_{mk} = y_{km} (\hat{E}_m - \hat{E}_p) = (-\alpha y_{km}) \hat{E}_k + y_{km} \hat{E}_m \quad (1.15)$$

Com isso, estabelece o fluxo de potência, que obedece às Equações 1.16 e 1.17.

$$P_{km} = (\alpha_{km} V_k)^2 g_{km} - \alpha_{km} V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km}) - \alpha_{km} V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (1.16)$$

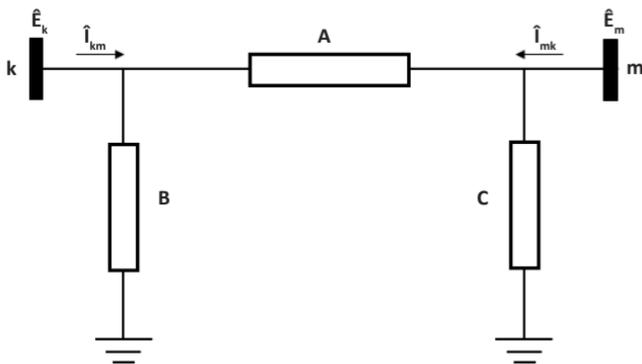
$$Q_{km} = -(\alpha_{km} V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + \alpha_{km} V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km}) - \alpha_{km} V_k V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km}) \quad (1.17)$$



Exemplificando

Considere o modelo do transformador em fase. É possível obter um modelo de um quadripolo no modelo π , conforme mostrado na Figura 1.3? Quais os valores dos parâmetros A, B e C em função dos parâmetros do transformador nessa configuração?

Figura 1.3 | Transformador como um quadripolo no modelo π



Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução:

A equação do quadripolo apresentado pode ser dada pela equação matricial:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_{km} \\ \hat{I}_{mk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A+B & -A \\ -A & A+C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{E}_k \\ \hat{E}_m \end{bmatrix}$$

Logo, teremos as equações para as correntes em função das tensões:

$$\hat{I}_{km} = (A+B)\hat{E}_k + (-A)\hat{E}_m$$

$$\hat{I}_{mk} = (-A)\hat{E}_k + (A+C)\hat{E}_m$$

Comparando com as Equações 1.14 e 1.15, podemos concluir que: $A+B = (\alpha^2 y_{km})$, $-A = (-\alpha y_{km})$ e $A+C = y_{km}$, logo:

$$A = \alpha y_{km}, \quad B = \alpha(\alpha - 1)y_{km} \quad \text{e} \quad C = (1 - \alpha)y_{km}$$

Parece meio confuso pensar em um modelo do transformador conforme apresentado no exemplo, uma vez que inicialmente vimos que o transformador é representado apenas como uma impedância em série com um transformador ideal. No entanto, por meio dos valores de A, B e C obtidos em função dos parâmetros do transformador podemos analisar o efeito da relação de transformação nas magnitudes das tensões do primário e secundário, conforme a seguir:



Assimile

- Se $\alpha = 1$, $B=C=0$ e o circuito equivalente da Figura 1.3 se reduz à admitância série, que determinará uma queda de tensão entre o primário e secundário.
- Se $\alpha < 1$, na Figura 1.3 B e C assumem valores tal que B terá sinal oposto ao da admitância série e portanto terá efeito capacitivo, enquanto C terá efeito indutivo, resultando então em um aumento da tensão na barra k e queda na tensão da barra m.
- Se $\alpha > 1$, na Figura 1.3 B e C assumem valores tal que C terá sinal oposto ao da admitância série e portanto terá efeito capacitivo, enquanto B terá efeito indutivo, resultando então em um aumento da tensão na barra m e queda na tensão da barra k.

Nos três casos, se uma das barras tiver a sua tensão fixada de alguma forma, a outra barra sofrerá os efeitos da alteração da relação de transformação. Assim, fixando um dos terminais do transformador em um valor inalterável, a relação de transformação cumprirá sua função.

Para transformadores defasadores puros, ou seja, aquele que só afeta a relação entre as fases das tensões do primário e secundário sem interferir na magnitude ($\alpha = 1$), com referência à Figura 1.2 podemos escrever a Equação 1.18:

$$\frac{\hat{E}_p}{\hat{E}_k} = \alpha e^{j\varphi} = e^{j\varphi} \Leftrightarrow \theta_p = \theta_k + \varphi \quad (1.18)$$

Ainda, para as correntes pode-se provar a relação entre as correntes como o negativo do conjugado da relação de transformação, como na Equação 1.19:

$$\frac{\hat{I}_{km}}{\hat{I}_{mk}} = -\alpha e^{-j\varphi} = -e^{-j\varphi} \quad (1.19)$$

Para generalizar, podemos escrever que as correntes podem ser dadas também em função das tensões terminais e da relação de transformação t , em que $t = \alpha e^{j\varphi}$, como nas Equações 1.20 e 1.21. No transformador puramente defasador, faz-se

$$\hat{I}_{km} = -t^* y_{km} (\hat{E}_m - \hat{E}_p) = (y_{km}) \hat{E}_k + (-t^* y_{km}) \hat{E}_m \quad (1.20)$$

$$\hat{I}_{mk} = y_{km} (\hat{E}_m - \hat{E}_p) = -t (y_{km}) \hat{E}_k + y_{km} \hat{E}_m \quad (1.21)$$

Com isso, estabelece o fluxo de potência no transformador defasador puro, que obedece às Equações 1.22 e 1.23.

$$P_{km} = (V_k)^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (1.22)$$

$$Q_{km} = -(V_k)^2 (b_{km}) + V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - V_k V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (1.23)$$

Finalmente, podemos obter uma expressão geral para a potência ativa e reativa, que pode servir tanto para as linhas de transmissão como para os transformadores em fase ou defasadores. Essas expressões são mostradas nas Equações 1.24 e 1.25. Essas equações é mais fácil de ser implementada em um programa de fluxo de carga de forma genérica, escolhendo-se os parâmetros α_{km} , φ_{km} e b_{km}^{sh} da seguinte forma:

- Linha de transmissão: $\alpha_{km} = 1$, $\varphi_{km} = 0$
- Transformador: $\alpha_{km} \neq 0$ e $b_{km}^{sh} = 0$
- Transformador em fase: $\alpha_{km} \neq 0$, $\varphi_{km} = 0$ e $b_{km}^{sh} = 0$
- Transformador defasador puro: $\alpha_{km} = 1$, $\varphi_{km} \neq 0$ e $b_{km}^{sh} = 0$

$$P_{km} = (\alpha_{km} V_k)^2 g_{km} - \alpha_{km} V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - \alpha_{km} V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (1.24)$$

$$Q_{km} = -(\alpha_{km} V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + \alpha_{km} V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) - \alpha_{km} V_k V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) \quad (1.25)$$

Toda modelagem dos componentes do sistema elétrico é destinada a solucionar o fluxo de potência, no qual o elemento está associado. Há quatro grandezas básicas relacionadas a cada barra genérica k da rede: o módulo de tensão na barra (V_k), o ângulo da tensão na barra (θ_k), a potência ativa injetada na barra (P_k) e a potência reativa injetada na barra (Q_k). A associação de cada grandeza a uma determinada barra específica como essa será tratada dentro da formulação do problema de fluxo de carga.

A barra pode ser considerada como uma barra de referência ou barra $V\theta$ (ou ainda barra *swing* ou barra *slack*) sempre que servir como base de referência para tensão, tanto em módulo quanto em ângulo (V_k e θ_k), essa barra é responsável por equilibrar o balanço de potência no sistema. Uma barra de carga ou barra PQ é aquela na qual as grandezas conhecidas são apenas potência ativa (P_k) e potência reativa (Q_k). Nesse caso, não há controle de tensão na barra, sendo necessário calcular esse valor (V_k e θ_k). A barra denominada barra de tensão ou barra PV é aquela na qual se conhece os valores de potência ativa (P_k) e módulo de tensão (V_k). Esse tipo de barra costuma conter dispositivos de controle, como geradores e compensadores síncronos, com função de manter as grandezas conhecidas constantes. A barra remota ou barra PQV, consiste em uma barra de carga (barra PQ) com a inclusão de algum controle de tensão. Nessa barra as grandezas conhecidas são potência ativa, potência reativa e módulo de tensão (P_k, Q_k e V_k). A barra de controle ou barra P, é aquela na qual se conhece apenas a potência ativa (P_k) e serve para controlar a tensão de barras remotas. Por fim, a barra θ é aquela onde o valor conhecido é a referência angular de tensão (θ_k).

Com essa seção pudemos conhecer como modelar os principais componentes de um sistema elétrico de potência para implementação do programa de fluxo de carga. Nas próximas seções estudaremos os principais métodos de solução do fluxo de carga de forma a obter o estado operativo da rede, ou seja, as tensões nas barras (V_k e θ_k) e os fluxos de potência nos ramos.

Sem medo de errar

Com os conhecimentos adquiridos nesta seção podemos retomar a situação em que você foi designado a analisar a relação entre a tensão e a corrente em uma linha de transmissão de 400 km de extensão de 500 kV alimentando uma carga de 800 MW com fator de potência de 0,8 em atraso. Utilizando os três modelos de linhas possíveis foram realizados cálculos para verificar as tensões, correntes e fluxos de potência nessa linha. Em uma das análises foi inicialmente desprezado o valor da resistência série e, posteriormente, considerou-se uma resistência série de 5% do valor da reatância série, conforme já vimos nas Tabelas 1.1 e 1.2 e está sendo novamente mostrado aqui.

Tabela 1.1 | Valores para uma linha de 400 km de extensão desprezando a resistência série

	Modelo de linha curta	Modelo de linha média	Modelo de linha longa
Tensão no receptor [kV]	500,00∠0,00°	500,00∠0,00°	500,00∠0,00°
Corrente no receptor [A]	1154,65∠-36,87°	1154,65∠-36,87°	1154,65∠-36,87°

	Modelo de linha curta	Modelo de linha média	Modelo de linha longa
Potência no receptor [MVA]	800,00+j600,00	800,00+j600,00	800,00+j600,00
Tensão no emissor [kV]	599,54∠19,10°	655,32∠20,92°	646,27∠20,30°
Corrente no emissor [A]	1154,70∠-36,86°	818,00∠-9,57°	818,97∠-8,90°
Potência no emissor [MVA]	800,00+j1185,51	800,00+j471,20	800,00+j447,68

Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 1.2 | Valores para uma linha de 400 km de extensão considerando a resistência série

	Modelo de linha curta	Modelo de linha média	Modelo de linha longa
Tensão no receptor [kV]	500,00∠0,00°	500,00∠0,00°	500,00∠0,00°
Corrente no receptor [A]	1154,65∠-36,87°	1154,65∠-36,87°	1154,65∠-36,87°
Potência no receptor [MVA]	800,00+j600,00	800,00+j600,00	800,00+j600,00
Tensão no emissor [kV]	723,20∠18,14°	664,22∠20,11°	654,66∠19,56°
Corrente no emissor [A]	1154,70∠-36,86°	819,81∠-9,14°	821,26∠-8,50°
Potência no emissor [MVA]	829,25+j1185,10	823,02+j460,90	821,68+j438,26

Fonte: elaborada pelo autor.

Sua tarefa consiste na análise dos dados das tabelas e indicação de qual modelo deve ser escolhido na análise dessa linha de transmissão. Você deve redigir um relatório com uma análise crítica dos valores encontrados. Primeiramente, devemos considerar que para uma linha de 400 km o modelo deveria ser o de linhas longas, por definição. No entanto, esse modelo é de difícil implementação para fins de cálculos de fluxo de carga. Então, devemos analisar se existe alguma possibilidade de utilizar os modelos de linhas curtas ou de linhas médias para essa finalidade.

Nota-se que os resultados do modelo de linha curta em relação ao modelo de linha longa apresentam valores impraticáveis. A diferença no módulo da tensão no emissor foi cerca de 10%, a do módulo da corrente se aproximou de 40% e a da potência reativa ultrapassou os 60%. Já no modelo de linha média em relação ao de linha longa, observa-se que as variações foram pequenas. A diferença entre os módulos das tensões no emissor foi inferior a 2%, com diferença na abertura

angular em torno de 3%, a do módulo da corrente no mesmo ponto foi menor do que 1% e sua abertura angular cerca de 7% e a variação da potência reativa ficou em torno de 5%.

Dessa forma, você deverá concluir que a partir de longas extensões de linha a utilização do modelo de linha curta não é indicada quando se almeja encontrar resultados precisos, reforçando a influência do valor da capacitância *shunt* em derivação, a qual o modelo despreza, para os resultados nessas extensões.

Em relação ao modelo de linha média nessas extensões é preciso analisar qual a precisão necessária para a aplicação em questão. O erro apresentado nesse modelo foi pequeno, somado a sua menor complexidade em resolução, tem-se que esse modelo atende às expectativas, e para determinados casos ainda poderá ser utilizado como aproximação aceitável. Quanto maior o tamanho da linha, maior o erro causado pela aproximação do modelo de linhas médias, sendo assim, utilizando extensões maiores, possivelmente o modelo já não poderia ser aplicado. Entretanto, pode-se utilizar o artifício de quebrar as linhas longas em duas ou mais linhas médias em série, implementando barras fictícias que devem ser consideradas no programa de fluxo de carga.

Por fim, nota-se que os valores desprezando a resistência e considerando-a, para os modelos que ainda permitem aplicabilidade (modelo de linha longa e média), apresentaram variações insignificantes a todas as grandezas. A mais afetada, a potência ativa, apresentou variação inferior a 3%. Percebe-se que nesses casos, em que a resistência série é muito pequena em relação ao restante do sistema, ela pode ser desprezada para simplificação dos cálculos, sem afetar as análises finais em todas as extensões de linha.

Com a análise crítica apresentada em seu relatório, sua tarefa estará cumprida com êxito, de forma que existirão todas as informações necessárias para quem for implementar o programa de fluxo de carga para análise de sistemas de transmissão que contenham linhas de extensão em estudo.

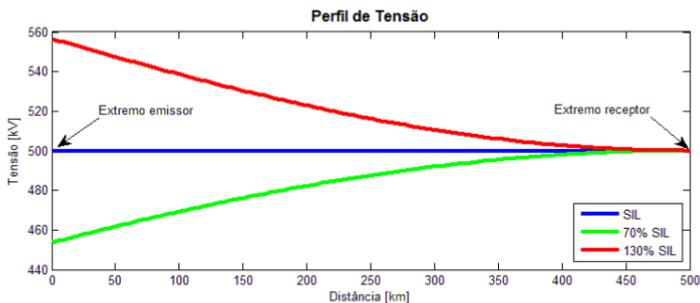
Avançando na prática

Análise do carregamento SIL e perfil de tensão

Descrição da situação-problema

Você é um engenheiro de uma empresa de transmissão de energia e deve analisar os dados obtidos de uma linha trifásica longa em relação ao comportamento do perfil de tensão com diferentes carregamentos em relação ao SIL. Utilize como base para o seu relatório o gráfico da Figura 1.4 fornecido pelo seu gerente.

Figura 1.4 | Perfil de tensão ao longo da linha de transmissão em função do carregamento



Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução da situação-problema

Na sua análise deve constar que com uma carga com valor de 100% do SIL e, ao desprezar o elemento resistivo da linha de transmissão, as perdas por potência ativa são eliminadas. Dessa forma, não existe queda de tensão ou circulação de reativos ao longo da linha de transmissão.

Para uma carga com uma potência maior do que a característica, ou seja, quando ela excede 30% do carregamento natural, ocorre um aumento na corrente injetada pela carga em comparação com a carga no SIL. Se a corrente injetada é maior, conseqüentemente a corrente que passa pela linha aumenta, ocasionando um maior consumo de reativo pela linha, visto que a potência reativa é proporcional ao quadrado da corrente. Assim, o equilíbrio entre a potência reativa (capacitiva) gerada e a potência reativa (indutiva) consumida deixa de existir. Como a tensão no extremo receptor se mantém a mesma, a geração de reativo pelo capacitor *shunt* se mantém igual, visto que a geração de reativos para o capacitor *shunt* é proporcional ao quadrado da tensão. Dessa forma, a demanda de reativos será suprida pelo extremo emissor, provocando um aumento da tensão na barra e o perfil de tensão decresce até atingir a tensão nominal no extremo receptor. Portanto, quando a carga está acima do SIL, o sistema de potência passa a consumir mais reativos, pois diminui o parâmetro B da linha, evidenciando um comportamento de uma carga indutiva em derivação.

Já para uma carga com potência 30% menor do que a característica, a corrente injetada pela carga diminui, ocasionando uma queda na corrente que passa pela linha. Nesse caso, o consumo de reativos na linha, por ser diretamente proporcional ao quadrado da corrente, também diminui. Assim, como a injeção de reativos pelo capacitor *shunt* do receptor se mantém a mesma, desta vez o extremo emissor diminui a geração de reativos injetados na rede, causando a diminuição na tensão da barra de geração e, conseqüentemente, modificando o

perfil de tensão para crescente. Com a carga abaixo do SIL, o comportamento é de um capacitor em derivação.

Outro ponto importante a destacar é que a variação da magnitude da tensão no terminal emissor em relação à tensão no SIL é incrementada ao aumentar o comprimento da linha. Quanto maior a linha, maior a quantidade de reativos, seja gerado ou consumido, ocasionando um aumento na diferença de tensão.

Faça valer a pena

1. Em sistema elétrico de potência são apresentadas três linhas de transmissão e conhece-se as seguintes grandezas em cada uma das barras: barra 1 – módulo e ângulo de tensão; barra 2 – potência ativa e reativa injetadas na barra; e barra 3 – potência ativa e módulo de tensão.

Com base nas informações dadas, as barras poderiam ser classificadas, respectivamente, como:

- a) Barra de referência, barra de tensão e barra de carga.
- b) Barra de referência, barra de carga e barra de tensão.
- c) Barra θ , barra de tensão e barra de carga.
- d) Barra de tensão, barra remota e barra de controle.
- e) Barra de tensão, barra de referência e barra de carga.

2. O transformador de potência é o equipamento responsável por alterar a intensidade de tensão, corrente e impedâncias. Neste caso, utilizou-se um transformador em uma linha de transmissão, na rede de distribuição, para baixar a diferença de potencial de 3,8 kV para 220 V.

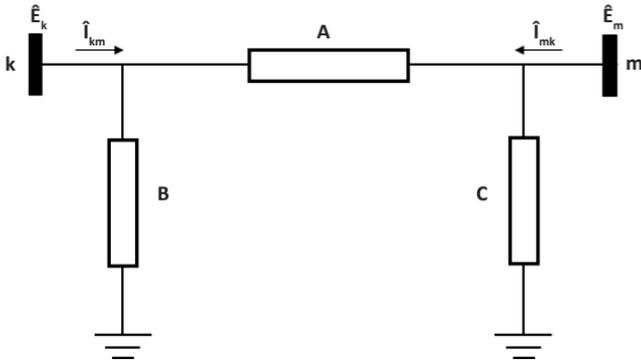
Sobre esse transformador, é correto afirmar que:

- a) O número de espiras no primário é maior do que no secundário.
- b) O número de espiras no secundário é maior do que no primário.
- c) O número de espiras é igual no primário e no secundário.
- d) Não é possível determinar a proporção do número de espiras nos terminais.
- e) A diferença de potencial não é interferida pelo número de espiras.

3. Considere um transformador em fase, cuja impedância série é igual à $j1,0$ pu. Inicialmente, o transformador supre uma carga no secundário com uma tensão

terminal fixa em seu lado de baixa. No entanto, o *tap* do transformador é movido para 10% abaixo do seu valor nominal no secundário. Nessas condições, o transformador pode ser modelado como um quadripolo conforme mostrado na Figura 1.3.

Figura 1.3 | Transformador como um quadripolo no modelo π



Fonte: elaborada pelo autor.

Os valores de A, B e C em pu serão, respectivamente:

- a) $j0,9; j0,9; -j1,0$.
- b) $-j0,9; j0,09; -j0,1$.
- c) $-j9,0; j9,0; -j1,0$.
- d) $j9,0; -j0,9; -j1,0$.
- e) $-j9,0; j0,9; -j1,0$.

Formulação e resolução do problema de fluxo de carga

Diálogo aberto

Olá, aluno, seja bem-vindo a mais uma seção deste curso em que estamos estudando os sistemas elétricos de potência. Na seção anterior, estudamos como modelar os principais componentes que compõem uma rede para a análise do fluxo de carga. Este modelamento foi fundamentado, principalmente, em se obter um modelo generalista para implementação em programas de fluxo de carga. Nesta seção conheceremos a formulação do problema de fluxo de carga, e também aprenderemos os métodos para a sua solução.

O fluxo de carga é uma ferramenta essencial na análise de SEP. Isso por que o conhecimento dos fluxos de potência nas linhas e as tensões de operação para uma determinada demanda podem ser utilizadas para fins de planejamento. Se em uma análise for verificado que a demanda de potência em uma determinada barra excede a capacidade térmica de uma das linhas, então o despacho de geração pode ser redirecionado para aliviar o fluxo de potência nesta linha, acionando geradores em outros pontos do sistema. Assim, muitas companhias de energia utilizam essa ferramenta para propósitos de planejamento e operação, principalmente em se tratando de sistemas de geração e transmissão.

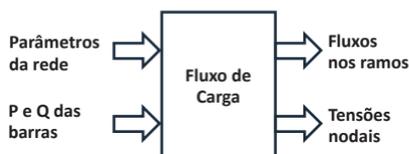
Para contextualizar o estudo desta seção imagine a seguinte situação: você recebeu a tarefa de analisar o fluxo de carga em uma linha de transmissão de energia para uma situação de carregamento específica. Trata-se de uma linha de 230 kV que possui uma resistência total série de 79,35 Ohms e uma reatância série de 158,7 Ohms. A susceptância shunt é de $7,5614 \times 10^{-5}$ S. O extremo inicial desta linha está ligada a uma usina que fornece a tensão equilibrada nominal por meio de transformadores elevadores. Já no outro extremo, é conectada uma carga que consome 60MW de potência, possuindo ainda um fator de potência de 0.9912 capacitivo. Em sua análise você deve verificar qual o valor da abertura angular na linha, assim como se o nível de tensão na carga está adequado de acordo com as normas do sistema elétrico brasileiro. De acordo com as normas brasileiras as tensões no nível de tensão de 230kV devem ficar dentro do valor nominal podendo variar em uma faixa de $\pm 5\%$. Como você faria para realizar esta análise? É necessário utilizar algum programa de fluxo de carga?

Para que você seja capaz de realizar esta tarefa, nesta seção serão apresentados os principais conceitos acerca de como realizar o cálculo de fluxo de carga em sistemas elétricos de potência. Estes conceitos são mais apropriados para serem aplicados em sistemas de transmissão de energia, uma vez que esses sistemas são bastante equilibrados de forma que a análise possa ser resumida à análise monofásica, ou seja, a análise de apenas uma das fases. Os resultados obtidos para uma das fases podem ser facilmente estendidos para as demais fases. Entretanto, para que você seja bem-sucedido neste estudo, é necessária sua dedicação e realização das atividades propostas. Bons estudos!

Não pode faltar

Uma vez que conhecemos como os componentes do sistema elétrico de potência são modelados, poderemos proceder com a formulação básica para obter as variáveis de interesse em uma análise de fluxo de carga. Essa formulação terá como objetivo viabilizar o desenvolvimento de um algoritmo padrão que recebe os parâmetros da rede em estudo (parâmetros das linhas e informação das barras) e como resultado nos devolve o estado de operação da rede (tensões e ângulos nodais) e os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos do sistema, assim como nos mostra a Figura 1.5.

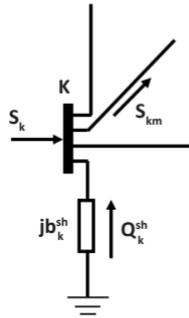
Figura 1.5 | Diagrama de blocos do fluxo de carga em sistemas elétricos de potência



Fonte: elaborada pelo autor.

Inicialmente, precisamos entender melhor como os fluxos de potência em uma barra estão organizados. Vamos então tomar como exemplo uma barra genérica k , a qual se conectam N ramos e uma impedância shunt, conforme mostrado na Figura 1.6.

Figura 1.6 | Modelo de uma barra mostrando os fluxos de potência



Fonte: elaborada pelo autor.

O balanço de potência na barra k nos permite escrever que a soma das potências em cada um dos ramos conectados a esta barra resulta na somatória de injeções de potência nesta barra (representadas por $S_k + Q_k^{sh}$), assim como mostra a Equação 1.26. Uma outra forma de representar isso é convencionar que os fluxos de potência que chegam à barra possuem sinais opostos aos fluxos de potência que deixam a barra, e aplicar o balanço de potência em que a somatória dos fluxos na barra é igual à zero (preconizada da Lei de Kirchhoff para correntes em um nó).

$$S_k + jQ_k^{sh} = \sum_{m=1}^N S_{km} \quad (1.26)$$

Uma vez que $S_k = P_k + jQ_k$, onde P_k e Q_k correspondem respectivamente à injeção de potência ativa e potência reativa na barra k , então podemos separar a Equação 1.26 em duas equações distintas, uma para a potência ativa (Equação 1.27) e outra para a potência reativa (Equação 1.28).

$$P_k = \sum_{m=1}^N P_{km} \quad (1.27)$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^N Q_{km} - Q_k^{sh} \quad (1.28)$$

Vimos as equações genéricas para os fluxos de potência ativa e reativa anteriormente (Equações 1.24 e 1.25). Estas equações podem facilmente serem substituídas nas Equações 1.27 e 1.28, considerando o somatório para cada uma das barras. No entanto, uma formulação mais genérica é conseguida se montarmos a matriz de admitâncias nodal do sistema.



Lembre-se

Podemos montar a matriz de admitância de um sistema de n barras e m ramos. (Y_{bus}) que constitui uma matriz quadrada n por n , composta pelas

admitâncias equivalentes em cada um das posições. A formulação dessa matriz é feita com base em duas regras gerais, a saber (GRIGSBY, 2006):

- 1) A admitância da impedância conectada entre um nó k e a referência (impedância shunt) é considerada no elemento principal da matriz (k, k) ; e
- 2) A admitância da impedância conectada entre os nós k e m são acrescidos no elemento principal dessas barras (m, m) e (k, k) e o negativo dessas admitâncias compõe os elementos (m, k) e (k, m) .

Assim podemos equacionar as correntes em função da matriz de admitância nodal conforme mostrado na Equação 1.29, onde, sendo k e m as barras do sistema teremos as admitâncias formadas pelos elementos de condutância (G_{km}) e susceptâncias (B_{km}), ou ainda $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1 \\ \hat{I}_2 \\ \vdots \\ \hat{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{E}_1 \\ \hat{E}_1 \\ \vdots \\ \hat{E}_1 \end{bmatrix} \Rightarrow [\hat{I}] = [Y_{bus}][\hat{E}]. \quad (1.29)$$



Atenção

É importante atentar que quando as admitâncias, condutâncias e susceptâncias estiverem apresentadas em letras minúsculas (y_{km} , g_{km} e b_{km}) estamos falando dos valores das linhas, e quando as admitâncias, condutâncias e susceptâncias estiverem em letras maiúsculas (Y_{km} , G_{km} e B_{km}) estamos nos referindo aos elementos da matriz de admitância.

Podemos então formular as equações de potência em cada uma das barras utilizando a seguinte relação dada na Equação 1.30:

$$S_k = \hat{V}_k \hat{I}_k^* \quad (1.30)$$

Substituindo as equações de corrente obtidas para cada uma das barras como indicado na Equação 1.29 chegamos às equações de injeção de potência ativa e reativa nas barras, conforme mostram as Equações 1.31 e 1.32:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (1.31)$$

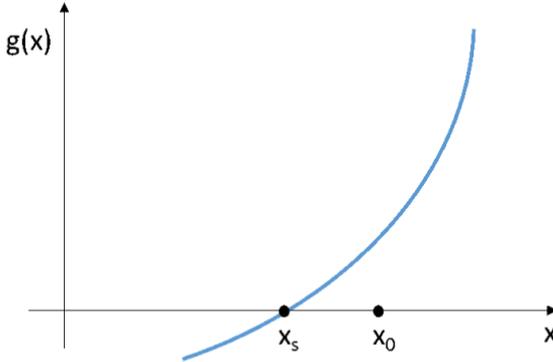
$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (1.32)$$

As Equações 1.31 e 1.32 valem para qualquer barra do sistema, no entanto a barra pode ser considerada como uma barra de referência onde os valores de módulo de tensão e ângulo são fornecidos como referência. Por isso, também são simplesmente chamadas de barra $V\theta$ (ou ainda barra swing ou barra slack). Essa barra é responsável por equilibrar o balanço de potência no sistema. O tipo mais comum de barras em um sistema elétrico é a chamada barra de carga ou barra PQ. Esta barra é aquela na qual as grandezas conhecidas são apenas potência ativa (P_k) e potência reativa Q_k , e nesse caso, não há controle de tensão nessa barra, sendo necessário calcular as variáveis de módulo de tensão e ângulo (V_k e θ_k). A barra denominada *barra de tensão* ou barra PV, é aquela na qual conhece-se os valores de potência ativa e módulo de tensão (P_k e V_k) esse tipo de barra costuma conter dispositivos de controle, como geradores e compensadores síncronos, com função de manter as grandezas conhecidas constantes. A barra remota ou barra PQV, consiste em uma barra de carga (barra PQ) com a inclusão de algum controle de tensão, nessa barra as grandezas conhecidas são potência ativa, potência reativa e módulo de tensão (P_k, Q_k e V_k). A barra de controle ou barra P, é aquela na qual conhece-se apenas a potência ativa (P_k) e serve para controlar a tensão de barras remotas. Por fim, a barra θ é aquela onde o valor conhecido é a referência angular de tensão (θ_k). Assim, outro requisito para a correta implementação do algoritmo de fluxo de carga consiste em classificar cada barra do sistema, de forma a equacionar adequadamente o problema do fluxo de carga.

A solução das equações simultâneas de fluxo de potência exige o uso de técnicas iterativas até mesmo para os sistemas de energia mais simples. Existem diversos métodos para resolver esse tipo de problema, o mais conhecido entre eles é o **Método de Newton-Raphson**.

O **método de Newton-Raphson** baseia-se na expansão da série de Taylor. Seu princípio de funcionamento pode ser compreendido com base na determinação do valor de x capaz de anular uma função não linear $g(x)$, ou seja, de acordo com a Figura 1.7, encontrar o ponto x_s , considerando que x_0 é o ponto inicial, suficientemente próximo de x_s .

Figura 1.7 | Princípio de funcionamento do método de Newton-Raphson



Fonte: elaborada pelo autor.

O método trabalha a determinação de um vetor de correção Δx para cada iteração i , corrigindo valor especificado inicialmente. Consiste em linearizar a função $g(x)$ em torno de um ponto dado pela iteração i . Assim, podemos escrever a Equação 1.33.

$$g(x^i + \Delta x^i) \cong g(x^i) - g'(x^i) \cdot \Delta x^i \quad (1.33)$$

Isso equivale resolver o problema dado na Equação 1.34, onde

$$J(x) = \frac{\partial g(x)}{\partial x} :$$

$$\begin{aligned} g(x^i) &= -J(x^i) \cdot \Delta x \\ \Delta x &= -\frac{g(x^i)}{g'(x^i)} \end{aligned} \quad (1.34)$$



Exemplificando

Considere que a potência em uma das barras do sistema elétrico é dada pela seguinte equação: $P_k = 3(1 - \cos \theta_k) + 2 \text{sen} \theta_k$, sendo $-0,4$ pu a demanda de potência ativa nessa barra, qual o valor do ângulo θ_k , em radianos?

Resolução:

A forma mais direta de se pensar como resolver este problema seria igualar diretamente a equação à $0,4$. No entanto, o ângulo a ser calculado estará em senos e cossenos, o que dificulta a obtenção direta do ângulo. Podemos entretanto, formular o problema da seguinte forma:

$$\Delta P_k = -0,4 - P_k = -0,4 - 3(1 - \cos \theta_k) - 2 \text{sen} \theta_k = 0$$

Esta equação pode ser resolvida iterativamente da seguinte forma:

$$\Delta P_k^i = - \left[\frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_k} \right]^i \Delta \theta_k^i$$

$$\theta_k^{i+1} = \theta_k^i + \Delta \theta_k^i$$

onde o índice i corresponde à i-ésima iteração. Então temos:

$$-\frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_k} = 3 \text{sen} \theta_k + 2 \cos \theta_k$$

Cabe então resolver:

$$\Delta P_k^i = (3 \text{sen} \theta_k^i + 2 \cos \theta_k^i) \Delta \theta_k^i \Rightarrow \Delta \theta_k^i = \frac{1}{(3 \text{sen} \theta_k^i + 2 \cos \theta_k^i)} \Delta P_k^i$$

O processo iterativo deve parar adotando algum critério de convergência. Por exemplo, quando $\Delta P_k^i < 10^{-4}$. A Tabela 1.3 mostra os resultados das iterações

Tabela 1.3 | Resultado iterativo do cálculo

i	θ_k^i	$\Delta P_k^i = -0,4 - 3(1 - \cos \theta_k^i) - 2 \text{sen} \theta_k^i$	$\Delta \theta_k^i$	$\theta_k^{i+1} = \theta_k^i + \Delta \theta_k^i$
1	0	-0,4	-0,2	-0,2
2	-0,2	-0,0625	-0,0458	-0,2458
3	-0,2458	-0,0035	-0,0029	-0,2487
4	-0,2487	$-1,4378 \times 10^{-5}$	--	--

Fonte: elaborada pelo autor.

Assim, percebe-se que o processo iterativo pararia na quarta iteração fornecendo o valor do ângulo na barra k de -0,2487 radianos.

Voltando ao sistema a ser solucionado, a função a ser linearizada pode ser exemplificada como o sistema apresentado na Equação 1.35. Estes são definidos como os *mismatches* de potência, correspondendo à diferença entre o valor especificado e calculado.

$$\begin{cases} \Delta P_k = P_k^{esp} - P_k^{calc} = 0, k \in \{PQ, PV\} \\ \Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k^{calc} = 0, k \in \{PQ\} \end{cases} \quad (1.35)$$

Na Equação 1.35, “esp” refere-se ao valor especificado inicialmente, e “calc” ao valor calculado numericamente (Equações 1.31 e 1.32 já apresentadas). Assim, Sendo, J é a matriz quadrada, conhecida como Jacobiana, de

ordem igual ao número de equações. As equações matriciais do problema a ser resolvido pelo método proposto é mostrado na Equação 1.38:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P^i \\ \Delta Q^i \end{bmatrix}}_{g(x^i)} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial(\Delta P)}{\partial\theta} & \frac{\partial(\Delta P)}{\partial V} \\ \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial\theta} & \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial V} \end{bmatrix}}_{-J(x^i)} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta\theta^i \\ \Delta V^i \end{bmatrix}}_{\Delta x^i} \rightarrow \begin{bmatrix} \Delta P^i \\ \Delta Q^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta^i \\ \Delta V^i \end{bmatrix} \quad (1.36)$$

As matrizes H, M, N e L que compõem a matriz principal Jacobiana apresentam características comuns entre elas. As quatro matrizes, assim como sua composição final, são matrizes estruturalmente simétricas e numericamente assimétricas; e tem esparsidade comum com a matriz admitância (Y_{bus}). Suas dimensões, no entanto, são distintas. Sendo NPQ o número de equações das barras PQ e NPV o número de equações de barras PV, teremos as dimensões das matrizes H, M, N e L dadas por: [(NPQ + NPV) × (NPQ + NPV)] para matriz H; [(NPQ + NPV) × NPQ] para matriz N; [NPQ × (NPQ + NPV)] para matriz M; e [NPQ × NPQ] para matriz L.



Assimile

O valor de H, N, M e L da matriz Jacobiana são obtidos quando deriva-se parcialmente a Equação 1.35 já substituindo as equações de potência nodal, descritas nas Equações 1.31 e 1.32. Fazendo as devidas substituições e rearranjando para cada termo, tem-se:

$$H \begin{cases} H_{km} = V_k V_m (G_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km} - B_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km}) \\ H_{mk} = -V_k V_m (G_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km} + B_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km}) \\ H_{kk} = -B_{kk} V_k^2 - V_k \sum_{m \in \mathcal{K}} V_m (G_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km} - B_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km}) = -B_{kk} V_k^2 - Q_k \end{cases} \quad (1.37)$$

$$N \begin{cases} N_{km} = V_k (G_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km} + B_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km}) \\ N_{mk} = V_m (G_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km} - B_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km}) \\ N_{kk} = -G_{kk} V_k^2 + \sum_{m \in \mathcal{K}} V_m (G_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km} + B_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km}) = V_k^{-1} (P_k + G_{kk} V_k^2) \end{cases} \quad (1.38)$$

$$M \begin{cases} M_{km} = -V_k V_m (G_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km} + B_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km}) \\ M_{mk} = -V_k V_m (G_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km} - B_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km}) \\ M_{kk} = -G_{kk} V_k^2 + V_k \sum_{m \in \mathcal{K}} V_m (G_{km} \cdot \text{cos}\theta_{km} + B_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km}) = -G_{kk} V_k^2 + P_k \end{cases}$$

(1.39)

$$L \begin{cases} L_{km} = V_k (G_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cdot \text{cos} \theta_{km}) \\ L_{mk} = -V_m (G_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km} + B_{km} \cdot \text{cos} \theta_{km}) \\ L_{kk} = -B_{kk} V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cdot \text{cos} \theta_{km}) = V_k^{-1} (Q_k - B_{kk} V_k^2) \end{cases}$$

(1.40)



Refleta

Como ficaria a dimensão de cada uma das matrizes H, M, N e L que compõem a matriz Jacobiana se o sistema for composto apenas por barras PQ?

A resolução do problema de fluxo de carga aplicando o método de Newton-Raphson é dividida em dois subsistemas, onde o subsistema 2 (S2) é resolvido após a resolução do subsistema 1. O subsistema 1 (S1) tem dimensão igual a $(2 \times NPQ + NPV)$, onde NPQ corresponde ao número de barras do tipo PQ e NPV ao número de barras do tipo PV, nele tem-se como dados conhecidos as potências ativas e reativas das barras PV e PQ, considerando seus valores iguais aos especificados inicialmente, ou seja, $P = P^{esp}$ e $Q = Q^{esp}$, tem-se também os valores de módulo e ângulo de tensão para a barra $V\theta$, também considerando-os como o valor especificado ($V = V^{esp}$ e $\theta = \theta^{esp}$). Como incógnita tem-se V e θ das barras PQ e θ da barra PV. Já no subsistema 2 as dimensões é $(NPV + 2)$. Nesse estágio determina-se P e Q das barras $V\theta$ e Q das barras PQ.

O algoritmo para implementação do método pode ser implementado pela sequência de passos descritas a seguir:

1. Construir a matriz de impedâncias (Y_{bus});
2. Estimar valores para inicializar as variáveis de estado, módulo e ângulo de tensão em $i=0$ (θ^0, V^0);
3. Calcular os mismatches de potência ativa (ΔP) para as barras PV e PQ, e de potência reativa (ΔQ) para as barras PQ, verificando se atendem aos limites de convergência, ou seja, verificar se $\max\{|\Delta P|\} \leq \varepsilon_p$ e $\max\{|\Delta Q|\} \leq \varepsilon_q$, sendo ε_p e ε_q os limites de tolerância de variação aceitos para potência ativa e reativa respectivamente, caso sejam atingidos encerra-se o processo iterativo;

4. Atualizar o índice de iteração ($i = i + 1$) e montar matriz Jacobiana atualizada (J^i);
5. Solucionar o sistema linearizado para obter ΔV e $\Delta \theta$, conforme Equação 1.36.
6. Atualizar as variáveis V e θ .
7. Retornar ao passo 3.

O método de Newton-Raphson é um método iterativo que independe da dimensão do problema, tem convergência com maior grau de garantia que outros métodos, como Gauss-Seidel, exige menor espaço de memória para aplicação de algoritmos computacionais, tem tempo computacional proporcional ao tempo de execução do cálculo da inversa da matriz Jacobiana, apresenta convergência quadrática, não apresenta sensibilidade com a escolha da barra de referência, mas alta sensibilidade com a escolha do ponto inicial, podendo ter tempo de convergências elevados ou até mesmo não convergir com mal condicionado.

O **método desacoplado rápido** considera simplificar o método inicial transformando as matrizes H e L da matriz Jacobiana em constantes. Ele pode ser aplicado quando:

- 1) O sistema for pouco carregado, uma vez que θ terá um valor muito pequeno e $\cos \theta \approx 1$
- 2) A relação $B_{km} \gg G_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km}$ ocorrer, permitindo desprezar $G_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km}$;
- 3) A relação $B_{kk} \times V_k^2 \gg Q_k$ for atendida;
- 4) As tensões nas barras k e m se manterem próximas a 1 pu.

$$B'_{km} = -\frac{1}{x_{km}}$$

Nesses casos, faz-se:

$$\begin{aligned} H &\rightarrow B'_{kk} H' \Rightarrow \sum_{k \in \Omega_k} \frac{1}{x_{km}} \\ L &\rightarrow L' \rightarrow B''_{km} x_{km} \end{aligned} \quad (1.41)$$

Onde:

$$\begin{aligned} B''_{km} &= -B_{km} \\ B''_{kk} &= -B_{kk} \end{aligned}$$

Sendo Ω_k o conjunto composto pelas barras conectadas à barra k e x_{km} a reatância do ramo km. Assim:

$$\begin{aligned} \left[\frac{\Delta P}{V} \right] &= [B'] \times [\Delta \theta] \\ \left[\frac{\Delta Q}{V} \right] &= [B''] \times [\Delta V] \end{aligned} \quad (1.42)$$



Saiba mais

O método desacoplado rápido permite uma melhor performance uma vez que as matrizes de coeficientes são mantidas constantes ao longo do processo iterativo. Para saber mais, sugerimos a leitura da Seção 5.4.2 do livro da referência a seguir:

MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1983. p. 100 a 108.

Sem medo de errar

Vamos então retomar a situação em que você recebeu a tarefa de analisar o fluxo de carga em uma linha de transmissão de energia para uma situação de carregamento específica. Essa linha é de 230 kV e possui uma resistência total série de 79,35 Ohms e uma reatância série de 158,7 Ohms. A susceptância shunt é de $7,5614 \times 10^{-5}$ S. Uma carga que consome 60MW de potência, possuindo ainda um fator de potência de 0.9912 capacitivo. Em sua análise você deve verificar qual o valor da abertura angular na linha, assim como se o nível de tensão na carga está adequado de acordo com as normas do sistema elétrico brasileiro que determina que as tensões devem ficar dentro do valor nominal podendo variar em uma faixa de $\pm 5\%$.

Inicialmente devemos passar as unidades para o sistema por unidade, e para isso precisamos definir os valores de base. Assim podemos adotar a tensão nominal e o valor de 100 MVA para os valores de base de tensão e potência. Logo, o valor da impedância de base será:

$$Z_{base} = \frac{(V_{base})^2}{S_{base}} = \frac{(230)^2}{100} = 529 \Omega$$

Calculando o valor da impedância série da linha em pu:

$$z_{12} = \frac{z}{Z_{base}} = \frac{79,35 + j158,7}{529} = 0,15 + j0,30 \text{ pu}$$

Calculando o valor da susceptância shunt em pu, temos:

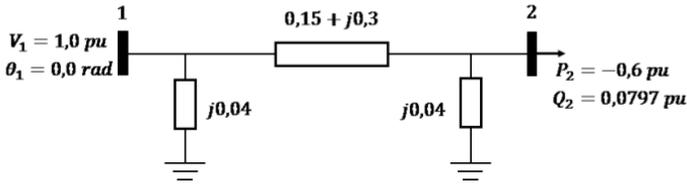
$$y_{12}^{sh} = y^{sh} \times Z_{base} = 7,5614 \times 10^{-5} \times 529 = j0,04 \text{ pu}$$

Adotando o sinal negativo para consumo de potência ativa em uma barra, a carga em valores pu pode ser calculada como:

$$P = \frac{-60}{100} = -0,6 \text{ pu} \quad Q = -0,6 \times (-\cos^{-1}(0,9912)) = 0,0797 \text{ pu (capacitivo)}$$

Logo o sistema pode ser representado conforme na figura:

Figura 1.8 | Esquema da linha



Fonte: elaborada pelo autor.

Assim, temos que a barra 2 é uma barra PQ e a barra 1 é a barra slack. Como incógnitas temos a magnitude da tensão e o ângulo da barra 2.

Inicialmente temos que obter a matriz de admitâncias nodais, conforme segue:

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} \frac{1}{0,15 + j0,3} + j0,04 & -\frac{1}{0,15 + j0,3} \\ -\frac{1}{0,15 + j0,3} & \frac{1}{0,15 + j0,3} + j0,04 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,3333 - j2,6267 & -1,3333 + j2,6667 \\ -1,3333 + j2,6667 & 1,3333 - j2,6267 \end{bmatrix}$$

$$G = \begin{bmatrix} 1,3333 & -1,3333 \\ -1,3333 & 1,3333 \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} -2,6267 & j2,6667 \\ 2,6667 & -2,6267 \end{bmatrix}$$

Podemos escrever as equações de potência na barra 2:

$$P_2 = V_2^2 G_{22} + V_1 V_2 (G_{21} \cos \theta_{21} + B_{21} \text{sen} \theta_{21}) = 1,3333 (V_2^2 + V_2 (-\cos \theta_2 + 2 \text{sen} \theta_2))$$

$$Q_2 = V_2^2 b_{22} + V_1 V_2 (G_{21} \text{sen} \theta_{21} - B_{21} \cos \theta_{21}) = -2,6267 V_2^2 - 1,3333 V_2 (\text{sen} \theta_2 + 2 \cos \theta_2)$$

Também podemos calcular as matrizes M, N, H e L que são matrizes unitárias:

$$H = \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} = 1,3333 V_2 (\text{sen} \theta_2 + 2 \cos \theta_2)$$

$$N = \frac{\partial P_2}{\partial V_2} = 2,6667 V_2 - 1,3333 (\cos \theta_2 + 2 \text{sen} \theta_2)$$

$$M = \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} = -1,3333 V_2 (\cos \theta_2 - 2 \text{sen} \theta_2)$$

$$L = \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} = -5,3534 V_2 - 1,3333 (\text{sen} \theta_2 + 2 \cos \theta_2)$$

Assim o problema fica:

$$\begin{bmatrix} -0,6 - P_2 \\ 0,0797 - Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} -0,6 - P_2 \\ 0,0797 - Q_2 \end{bmatrix}$$

Definimos a tolerância de 10^{-5} para os mismatches de potência, definimos o valor inicial como flat start ($\theta_2^1=0$ e $V_2^1=1,0$) e resolvendo iterativamente teremos, conforme a Tabela 1.4:

Tabela 1.4 | Resultado do cálculo

i	$-0,6 - P_2^i$	$0,0797 - Q_2^i$	$\Delta\theta_2^i$	ΔV_2^i	θ_2^{i+1}	V_2^{i+1}
1	-0,6	0,1197	-0,19729	-0,05542	-0,19729	0,94458
2	-0,0609	-0,04074	-0,01871	-0,02802	-0,216	0,91656
3	-0,00258	-0,00148	-0,00089	-0,0012	-0,21689	0,91535
4	-0,000005	-0,000003	--	--	--	--

Fonte: elaborada pelo autor.

Assim, percebemos que o processo iterativo parou na quarta iteração, e o valor da magnitude de tensão neste caso está mais de 5% inferior. No relatório do estudo da rede, deve ser reportado que, para este valor específico de carga, a tensão na barra 2 cai abaixo do valor permitido pelos regulamentos. Assim, no caso de aumento da demanda da carga para este patamar deve ser prevista uma medida para aumentar a tensão na barra.

Avançando na prática

Escolha do algoritmo de implementação do fluxo de carga

Descrição da situação-problema

Imagine agora que a empresa na qual você trabalha está desenvolvendo um algoritmo para resolução de fluxos de carga. Quem implementará o algoritmo serão engenheiros de software da empresa que desconhecem o processo. Desta forma, você será o responsável por entregar à equipe de desenvolvedores uma consultoria em relação aos métodos adequados que podem ser implementados. A equipe de implementação algoritmo acredita que o método de solução mais eficiente para ser implementado é o método desacoplado rápido. O engenheiro de software argumentou que ao utilizar este método de solução, as matrizes de coeficientes do problema seriam constantes, o que aumentaria a eficiência do processo, pois a inversão de matrizes é feita por métodos de simplificação de matrizes que

são demasiadamente complexos. Um dos objetivos da utilização deste programa é para analisar redes de subtransmissão de energia, com uma grande quantidade de indústrias atendidas, e uma grande quantidade de geração distribuída. Você deve prestar a consultoria em forma de um relatório apresentando as justificativas sobre implementar ou não o método desacoplado de solução. Como você faria este relatório?

Resolução da situação-problema

Conforme aprendemos na seção, o **método desacoplado rápido** considera simplificar o método inicial transformando as matrizes H e L da matriz Jacobiana em constantes. É importante no entanto saber que este método não pode ser aplicado em qualquer situação. Conforme já vimos, as situações em que ele pode ser aplicado se resumem a:

1. Quando o sistema for pouco carregado, permitindo aproximar $\cos\theta \approx 1$ em todas as barras.
2. Quando a relação $B_{km} \gg G_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km}$ ocorrer, permitindo desprezar $G_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km}$.
3. Quando a relação $B_{kk} \times V_k^2 \gg Q_k$ for atendida, e
4. Quando as tensões nas barras k e m se manterem próximas a 1 pu.

Assim, como estamos tratando de sistemas de subtransmissão, o uso deste método pode não ser o mais adequado. Isso por que muitas redes de subtransmissão, apesar de serem tratadas como redes equilibradas, possuem um certo desequilíbrio em seus parâmetros e, principalmente, o valor da resistência da linha se torna mais significativo que nos sistemas de transmissão com tensões superiores às de subtransmissão. Assim, a condição 3 pode não ser atendida. Além disso, as características das cargas e de geração distribuída também influenciam diretamente no comportamento das tensões da rede. Em particular, com a geração distribuída a intermitência das cargas pode afetar inclusive o fornecimento de potência reativa de forma a aumentar a tensão acima de 1,0 pu. Desta forma, é preferível que o Método de Newton-Raphson seja ainda aplicado nesta situação.

Você deve reportar isso no seu relatório e orientar então os desenvolvedores a utilizar o método de solução por Newton-Raphson, que, apesar de mais trabalhoso, tenderá ser mais eficiente para a rede proposta.

1. O método de Newton-Raphson é um dos métodos mais conhecidos e difundidos para solucionar problemas de fluxo de carga em sistemas de transmissão de energia elétrica. Ele apresenta uma série de vantagens e desvantagens com relação a outros métodos da literatura.

Não corresponde a uma desvantagem do método de Newton-Raphson:

- a) Tempo de convergência condicionado ao tempo gasto para calcular a inversa da Jacobiana.
- b) Necessidade de bom condicionamento dos valores iniciais.
- c) Sensibilidade com relação à barra de referência.
- d) Possibilidade de tempo elevado para convergência.
- e) Possibilidade de não convergir.

2. Um determinado sistema que deve ser analisado contém três barras e dois ramos. Cada barra desse sistema apresenta as seguintes características:

- A barra 1 é uma barra do tipo $V\theta$;
- A barra 2 é uma barra do tipo PQ;
- A barra 3 é uma barra do tipo PV.

Quais as dimensões das matrizes que compõem a matriz Jacobiana?

- a) $H \rightarrow [2x2]; N \rightarrow [2x1]; M \rightarrow [1x2]; L \rightarrow [1x1]$
- b) $H \rightarrow [2x2]; N \rightarrow [1x2]; M \rightarrow [2x2]; L \rightarrow [1x1]$
- c) $H \rightarrow [2x1]; N \rightarrow [2x1]; M \rightarrow [2x2]; L \rightarrow [1x1]$
- d) $H \rightarrow [2x1]; N \rightarrow [1x1]; M \rightarrow [2x2]; L \rightarrow [1x2]$
- e) $H \rightarrow [1x2]; N \rightarrow [2x1]; M \rightarrow [2x2]; L \rightarrow [1x1]$

3. O método desacoplado consiste em uma linearização do método convencional de Newton-Raphson, levando em consideração uma série de hipóteses simplificadoras. Com base nessas simplificações adotadas, analise as seguintes afirmativas:

- I. $\text{Sen}\theta$ pode ser substituído simplesmente por θ .
- II. Apresenta melhores resultados quanto maior o nível de tensão.
- III. Não é aplicável em sistemas de distribuição.

Acerca das informações apresentadas, são afirmativas verdadeiras:

- a) I e II, apenas.
- b) I e III, apenas.
- c) II e III, apenas.
- d) I, II e III.
- e) Não há afirmativas verdadeiras.

Fluxo de carga linearizado

Diálogo aberto

Solucionar fluxos de carga CA pode representar uma tarefa complexa quando consideramos a gama de equações não lineares envolvidas. No entanto, alguns problemas admitem soluções por meio do método linearizado, facilitando o processo. Porém, a linearização do problema só é possível quando algumas condições específicas de operação e de parametrização da rede são consideradas.

Para compreender melhor essa aplicação e seu princípio de funcionamento, permita-se entrar no contexto proposto, no qual você trabalha em uma empresa de transmissão de energia elétrica e é responsável pelo departamento de operação dos sistemas. Dentre suas tarefas está a elaboração de relatórios que determinem e/ou analisem tensões nas barras, fluxos de potência pelas linhas, soluções para fluxo de carga e outras grandezas de interesse.

Dando continuidade às tarefas pelas quais é responsável, você deve realizar uma análise preliminar de um trecho do sistema da empresa onde trabalha, do qual tem poucas informações, e apresentar o que lhe foi solicitado com urgência. O sistema é composto por três barras com as características descritas na Tabela 1.5, em que a barra 1 é a barra de referência ($\theta_1 = 0^\circ$).

Tabela 1.5 | Dados do sistema teste de três barras

Elemento	Grandeza
x_{12}	0,20 pu
x_{13}	0,25 pu
x_{23}	0,50 pu
P_2	0,7 pu
P_3	-1,4 pu

Fonte: elaborada pela autora.

Seu supervisor solicitou que você apresente um relatório técnico com a análise, considerando os dados fornecidos. Quais considerações devem ficar bem claras para a apresentação da análise desse problema? Qual a potência ativa injetada na barra 1? Quais são as fases das barras 2 e 3? Quais os fluxos de potência ativa nas interligações?

Para solucionar esse problema, você estudará nessa seção formas de solução de fluxo de potência CC, também chamado de fluxo de potência linearizado. É importante que você dedique seu tempo e estudo para analisar as especificidades desse método e quais considerações devem ser adotadas para aplicá-lo. Bons estudos e excelente trabalho!

Não pode faltar

O método de solução do fluxo de potência em Corrente Contínua (CC), ao contrário do que o nome pressupõe, consiste na análise de um fluxo em Corrente Alternada (CA), entretanto, utilizando uma série de simplificações que transformam as equações não lineares características do sistema em equações compostas apenas por números reais, o que torna a formulação matemática muito próxima de um sistema que opera com corrente contínua.

O fluxo de carga linearizado, ou fluxo de carga CC, baseia-se no acoplamento entre as variáveis de potência ativa (P) e o ângulo de tensão (θ). É utilizado principalmente para estimar fluxos de potência ativa em redes de transmissão classificadas como extra-alta-tensão ou ultra-alta-tensão, com tensões próximas a 1,0 pu. Isso porque quanto maior for o nível de tensão no sistema, menores serão os erros encontrados nos resultados utilizando o método, já que este desconsidera as quedas de tensões. Nesse caso, não se indica o uso em sistemas de distribuição e em sistemas com relação X/R muito pequena (valores muito inferiores a 1).



Assimile

O nível de subtransmissão (23 kV-138 kV) contempla parte da categoria considerada de alta tensão, assim como todos os níveis de transmissão menores do que 138 kV. A categoria de alta tensão ainda se subdivide em:

1. Extra-alta-tensão (EAT): $230 \text{ kV} < V \leq 765 \text{ kV}$ (em linha de corrente alternada, essa categoria é composta pela tensão de 600 kV).
2. Ultra-alta-tensão (UAT): acima de 765 kV.

O fluxo linearizado considera algumas hipóteses simplificadoras, a fim de permitir que a solução seja obtida de forma analítica, sem a necessidade de processos iterativos. A saber:

- Considera-se apenas as equações de potências ativas, desprezando-se as potências reativas do sistema.
- As tensões eficazes das barras são fixadas em 1 pu.

- Lineariza-se a senoide, uma vez que o ângulo de tensão é um valor muito pequeno ($\text{sen}\theta_{km} \approx \theta_{km}$).

As variações mais comuns existentes dentro das hipóteses do método linearizado estão na consideração ou não das perdas elétricas.



Refleta

O fato de o método não abranger os reativos, nem as magnitudes de tensão e taps de transformadores, torna o método linearizado mais limitado do que os métodos de fluxo CA? Refleta sobre essa questão! Onde esse método teria vantagens em relação aos métodos mais completos? É melhor encontrar soluções aproximadas ou não ter nenhum tipo de solução?

Tomando como base a equação de injeção de potência na barra k (P_k), vista nas seções anteriores:

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cdot \cos\theta_{km} + B_{km} \cdot \text{sen}\theta_{km})$$

Onde V_k refere-se à tensão na barra k , θ_k ao ângulo da tensão, G_{km} à condutância obtida da matriz admitância e B_{km} à susceptância, também obtida da matriz admitância, sendo que k e m são barras do sistemas que contém um total de n barras. Admitindo as hipóteses simplificadoras apresentadas ($G_{km} \ll B_{km}$; $\theta_{km} \approx 0 \rightarrow \cos\theta_{km} \approx 1$ e $\text{sen}\theta_{km} \approx \theta_{km}$; $V_k \approx V_m \approx 1 \text{ pu}$), e desprezando as perdas ($r_{km} = 0 \rightarrow g_{km} = 0$), tem-se:

$$P_k = \sum_{m=1}^n -B_{km} \theta_m = \sum_{m=1}^n B'_{km} \theta_m; \text{ com } B'_{km} = -B_{km}$$

Onde:

$$B'_{km} = -B_{km} = b_{km} = -\frac{1}{x_{km}}; (k \neq m)$$

$$B'_{kk} = -B_{kk} = \sum_{m=1, m \neq k}^n B_{km} = \sum_{m=1, m \neq k}^n -b_{km} = \sum_{m=1, m \neq k}^n \frac{1}{x_{km}}$$

Sendo:

$$z_{km} = jx_{km} \text{ e } y_{km} = \frac{1}{z_{km}} = jb_{km}$$

Matricialmente, tem-se a Equação 1.43:

$$\underline{P} = B' \underline{\theta} \quad (1.43)$$

Ao desprezar-se as perdas, a linha e a coluna referentes à barra de referência devem ser retiradas da matriz B' , resultando em uma matriz designada como B'' . Dessa forma, a variável utilizada para o cálculo do fluxo de potência linearizado é obtida por:

$$\underline{W} = [B'']^{-1}$$

Logo, os ângulos de tensão são obtidos pela equação a seguir:

$$\underline{\theta} = \underline{W} \underline{P}$$

Quando há a atualização de geração ou carga, o fluxo de potência ativo no sistema pode ser recalculado pela Equação 1.44, indicada a seguir:

$$P_{km} = \frac{\theta_{km}}{x_{km}} = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (1.44)$$

Considerando agora as mesmas hipóteses simplificadoras, mas não desprezando a existência de perdas ($r_{km} \neq 0$ e $r_{km} \ll x_{km}$), tem-se:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$$

$$b_{km} = -\frac{1}{x_{km}}$$

Assim, as Equações 1.45 e 1.46 definem as potências:

$$P_{km} = g_{km} \cdot \frac{\theta_{km}^2}{2} + \frac{\theta_{km}}{x_{km}} \quad (1.45)$$

$$P_{mk} = g_{km} \cdot \frac{\theta_{km}^2}{2} - \frac{\theta_{km}}{x_{km}} \quad (1.46)$$

Desse modo, as perdas no ramo ligando as barras k e m e a potência injetada na barra k são expressas, respectivamente, como mostram as Equações 1.47 e 1.48:

$$Perdas_{km} = P_{km} + P_{mk} = g_{km} \cdot \theta_{km}^2 \quad (1.47)$$

$$P_k = Perdas_k + \sum_{m=1}^n \frac{\theta_{km}}{x_{km}} \quad (1.48)$$

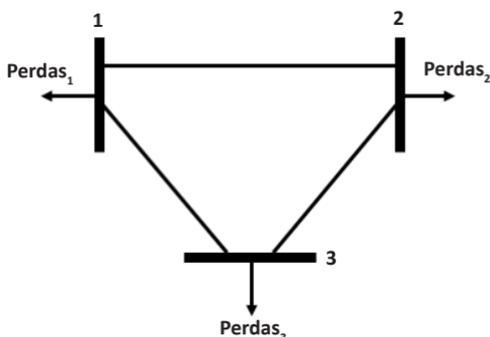
Onde $Perdas_k$ consiste na metade do somatório das perdas dos ramos conectados na barra k . Essa perda é tratada na modelagem do problema como uma carga adicional na barra.



Exemplificando

A representação das perdas no modelo de fluxo CC pode ser considerada como uma nova carga no sistema, em que metade de seu valor é designado a cada uma das barras no qual seu ramo está conectado. Essa consideração é facilmente entendida pelo exemplo de 3 barras da Figura 1.9:

Figura 1.9 | Perdas no sistema de 3 barras para fluxo CC



Fonte: elaborada pela autora.

Tem-se então:

$$Perdas_1 = \frac{Perdas_{12}}{2} + \frac{Perdas_{13}}{2}$$

$$Perdas_2 = \frac{Perdas_{12}}{2} + \frac{Perdas_{23}}{2}$$

$$Perdas_3 = \frac{Perdas_{23}}{2} + \frac{Perdas_{13}}{2}$$

De forma resumida, o método de fluxo linearizado é considerado como:

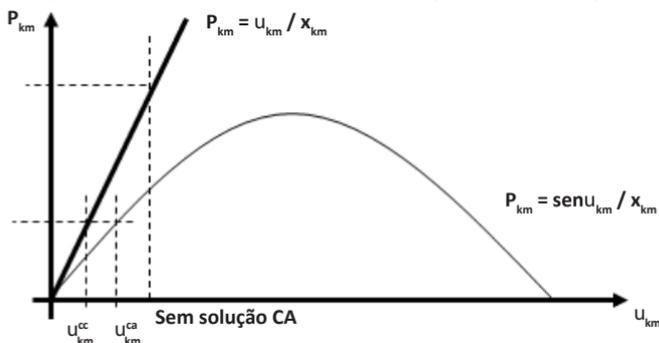
- Desprezando as perdas: Equações 1.43 e 1.44.
- Considerando as perdas: Equações: 1.45, 1.46, 1.47 e 1.48.

O uso do método linearizado é interessante principalmente em planejamentos de longo prazo e quando há diversos cenários para serem calculados (problemas probabilísticos). No planejamento de longo prazo a informação fundamental consiste no crescimento do consumo de energia (grandeza proporcional à potência ativa), assim, o uso do método CC permite estimativas de boa qualidade para injeção de potência em cada barra do sistema. Já nos problemas probabilísticos seu uso torna-se vantajoso, uma vez que a precisão dos cálculos não é um fator determinante.

A principal diferença entre o método CC e o método CA está na limitação de potência máxima transmitida por um ramo, que ocorre apenas

na modelagem não linear, uma vez que no método linearizado a potência é dada apenas pela relação entre θ e x , enquanto no método não linear essa relação está em função de $\text{sen}\theta$. A afirmação é melhor compreendida pela Figura 1.10.

Figura 1.10 | Potência máxima transmitida em um ramo pelo método CC e pelo método CA



Fonte: elaborada pela autora.

Quando o problema trabalha com ângulos muito pequenos, no entanto, os dois métodos resultam em respostas muito similares. Os métodos que utilizam fluxo de potência CA têm maior grau de dificuldade de resolução, precisam de maior processamento computacional e, geralmente, exigem bom condicionamento inicial.

O método de Newton-Raphson utilizado como solução de fluxo de potência CA, como já visto nas seções anteriores, é um método iterativo baseado na expansão da série de Taylor, formulado por equações não lineares. Seu uso é indicado principalmente em grandes sistemas elétricos, já que o número de iterações não está relacionado com o tamanho do problema. O método de solução de fluxo de potência CA por Newton-Raphson inicia-se a partir de um ponto $x(0)$ condicionado preliminarmente, onde busca-se encontrar um valor nulo para a função ($f(x) = 0$) – dentro dos limites de erro aceitável. Quando isso não ocorre, é possível encontrar o desvio Δx obtido na iteração e calcular o novo ponto de operação $x(t + 1)$. Repete-se o processo até que seja encontrado um ponto de operação que conduza a função a zero.

Esse método é um dos mais difundidos na literatura para solução de fluxo de potência, porém, sua aplicação requer uma avaliação minuciosa das condições iniciais do problema. Para que o método convirja, o intervalo de análise (a, b) deve ser suficientemente pequeno, contendo apenas uma raiz entre eles. Com isso, é preciso qualificar as assertivas a seguir (MACHADO; ALVES, 2013).

- a) Sempre que o produto for positivo ($f(a) \cdot f(b) > 0$), haverá raízes em pares ou não haverá raízes reais.

- b) Sempre que o produto for negativo ($f(a).f(b) < 0$), haverá um número ímpar de raízes.
- c) Sempre que o produto da derivada for positivo, ($f'(a).f'(b) > 0$) a função nunca se alternará, ou será sempre crescente ou sempre decrescente.
- d) Sempre que o produto da derivada for negativo ($f'(a).f'(b) < 0$), a função se alternará ora em crescente, ora em decrescente.
- e) Sempre que o produto da derivada segunda for positivo ($f''(a).f''(b) > 0$), a função terá concavidade sem inversão.
- f) Sempre que o produto da derivada segunda for negativo ($f''(a).f''(b) < 0$), a função terá a concavidade invertida.

Dessa forma, a avaliação inicial para aplicação do método exige que o intervalo de análise apresente as seguintes características para que o problema tenha convergência:

$$f(a).f(b) < 0; f'(a).f'(b) > 0 \text{ e } f''(a).f''(b) < 0$$



Saiba mais

O estudo do fluxo de potência é de suma importância para diversos contextos, entre eles pode-se citar:

1. Análise do comportamento da curva típica do sistema.
2. Avaliação da inserção de compensadores *shunt* (capacitivo e/ou indutivo) para adequação de tensão ou aumento de capacidade de transmissão da linha.
3. Apuração do intercâmbio entre áreas.
4. Definição de máxima transferência de potência.
5. Análises de colapsos, estabilidade.

Para saber mais sobre o uso da análise do fluxo de potência e outros tipos de ferramentas utilizadas para análise em tempo real, sugerimos uma leitura do *Apêndice A* da referência a seguir:

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher Ltda., 1983.

Sem medo de errar

Você foi designado a resolver um sistema simplificado de transmissão, e seu supervisor está interessado em informações preliminares em caráter de urgência (resolução rápida). Com base nas poucas informações preliminares sobre o sistema, sua resolução é possível por meio do fluxo de potência CC.

Lembre-se de que o sistema é composto por três barras com as características descritas na Tabela 1.5, onde a barra 1 é a barra de referência ($\theta_1 = 0^\circ$).

Tabela 1.5 | Dados do sistema teste de três barras

Elemento	Grandeza
x_{12}	0,20 pu
x_{13}	0,25 pu
x_{23}	0,50 pu
P_2	0,7 pu
P_3	-1,4 pu

Fonte: elaborada pela autora.

A primeira etapa consiste em determinar a matriz B'', onde descarta-se a linha e coluna referente à barra de referência (B1). Nesse caso, tem-se uma matriz 2 x 2, sendo:

$$B'_{km} = -B_{km} = b_{km} = -\frac{1}{x_{km}}; (k \neq m)$$

$$B'_{kk} = -B_{kk} = \sum_{m=1 \neq k}^n B_{km} = \sum_{m=1 \neq k}^n -b_{km} = \sum_{m=1 \neq k}^n \frac{1}{x_{km}}$$

Assim:

$$B'_{23} = B'_{32} = -B_{23} = -\frac{1}{x_{23}} = -2$$

$$B'_{22} = -B_{22} = \sum_{m=1 \neq 2}^3 B_{2m} = \sum_{m=1 \neq 2}^3 -b_{2m} = \frac{1}{x_{12}} + \frac{1}{x_{23}} = 5 + 2 = 7$$

$$B'_{33} = -B_{33} = \sum_{m=1 \neq 3}^3 B_{3m} = \sum_{m=1 \neq 3}^3 -b_{3m} = \frac{1}{x_{13}} + \frac{1}{x_{23}} = 4 + 2 = 6$$

$$B'' = \begin{bmatrix} 7 & -2 \\ -2 & 6 \end{bmatrix}$$

Calculando W, teremos:

$$W = [B'']^{-1} = \begin{bmatrix} 3/19 & 1/19 \\ 1/19 & 7/38 \end{bmatrix}$$

Podemos então equacionar e obter os ângulos:

$$[\theta] = [W][P]$$

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix} = [W] \cdot \begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3/19 & 1/19 \\ 1/19 & 7/38 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0,7 \\ -1,4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,0368rad \\ -0,2210rad \end{bmatrix}$$

Dessa forma, desprezando as perdas:

$$P_{12} = \frac{\theta_{12}}{x_{12}} = \frac{-0,03680}{0,2} = -0,184 pu$$

$$P_{13} = \frac{\theta_{13}}{x_{13}} = \frac{+0,221}{0,25} = 0,884 pu$$

$$P_{23} = \frac{\theta_{23}}{x_{23}} = \frac{0,0368 + 0,221}{0,5} = 0,5156 pu$$

Pelo balanço de potência:

$$P_1 - P_{12} - P_{13} = 0$$

$$P_1 = -0,1840 + 0,884 = 0,7 pu$$

Uma vez que os cálculos utilizando esse método são relativamente rápidos, é possível também fazer uma análise adicional considerando as perdas. Assim, teremos:

$$g_{12} = \frac{r_{12}}{r_{12}^2 + x_{12}^2} = \frac{0,05}{0,0425} = 1,1764$$

$$g_{13} = \frac{r_{13}}{r_{13}^2 + x_{13}^2} = \frac{0,05}{0,065} = 0,7692$$

$$g_{23} = \frac{r_{23}}{r_{23}^2 + x_{23}^2} = \frac{0,05}{0,2525} = 0,198$$

$$Perdas_{12} = g_{12} \cdot \theta_{12}^2 = 1,1764 \cdot (-0,0368)^2 = 0,0016 pu$$

$$Perdas_{13} = g_{13} \cdot \theta_{13}^2 = 0,7692 \cdot (0,221)^2 = 0,0375 pu$$

$$Perdas_{23} = g_{23} \cdot \theta_{23}^2 = 0,198 \cdot (0,2578)^2 = 0,0131 pu$$

Perdas nos ramos:

$$Perdas_1 = \frac{Perdas_{12} + Perdas_{13}}{2} = 0,01955 pu$$

$$Perdas_2 = \frac{Perdas_{12} + Perdas_{23}}{2} = 0,00735 pu$$

$$Perdas_3 = \frac{Perdas_{13} + Perdas_{23}}{2} = 0,02530 pu$$

Logo, teremos a solução considerando as perdas:

$$\begin{aligned}
 P - \text{Perdas} &= B'' \times [\theta] \\
 \begin{bmatrix} 0,7 - 0,00735 \\ -1,4 - 0,0253 \end{bmatrix} &= B'' \times [\theta] \\
 \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \end{bmatrix} &= [W] \cdot \begin{bmatrix} 0,69265 \\ -1,4253 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3/19 & 1/19 \\ 1/19 & 7/38 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0,69265 \\ -1,4253 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,03435 \text{rad} \\ -0,2261 \text{rad} \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Calculando o fluxo de potência, temos:

$$\begin{aligned}
 P_{12} &= \frac{\theta_{12}}{x_{12}} = \frac{-0,03435}{0,2} = -0,17175 \text{ pu} \\
 P_{13} &= \frac{\theta_{13}}{x_{13}} = \frac{+0,2261}{0,25} = 0,9044 \text{ pu} \\
 P_{23} &= \frac{\theta_{23}}{x_{23}} = \frac{0,03435 + 0,2261}{0,5} = 0,5209 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

Pelo balanço de potência, considerando as perdas:

$$\begin{aligned}
 P_1 - P_{12} - P_{13} - \text{Perdas}_1 &= 0 \\
 P_1 - 0,17175 + 0,9044 + 0,01955 &= 0,7522 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

Percebemos que ao desprezarmos as perdas nesse caso existe uma diferença nos valores de potência ativa calculada para a barra 1 que pode ser significativa. Apresente esses cálculos ao seu supervisor, e sua tarefa estará concluída com sucesso!

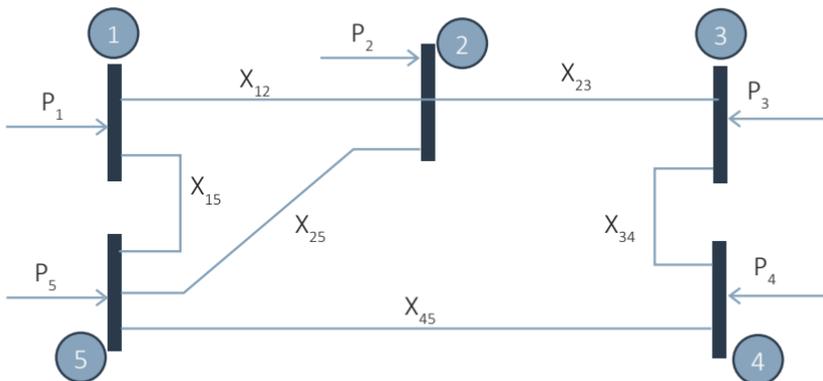
Avançando na prática

Representação matemática do problema de fluxo CC

Descrição da situação-problema

Considerando um sistema teste de cinco barras, dado pela Figura 1.11, onde a barra 3 (B3) é a barra de referência ($\theta_3 = 0$), transcreva o equacionamento para solução do problema de fluxo de carga considerando o método do fluxo CC e desprezando as perdas (Figura 1.11).

Figura 1.11 | Sistema teste de cinco barras



Fonte: adaptada de Monticelli (1983, p. 21).

Resolução da situação-problema

A matriz de admitância nodal do sistema é dada a seguir:

$$B' = \begin{bmatrix} \sum_{m=1 \neq 1}^n x_{1m}^{-1} & -x_{12}^{-1} & -x_{13}^{-1} & -x_{14}^{-1} & -x_{15}^{-1} \\ -x_{21}^{-1} & \sum_{m=2 \neq 1}^n x_{2m}^{-1} & -x_{23}^{-1} & -x_{24}^{-1} & -x_{25}^{-1} \\ -x_{31}^{-1} & -x_{32}^{-1} & \sum_{m=3 \neq 1}^n x_{3m}^{-1} & -x_{34}^{-1} & -x_{35}^{-1} \\ -x_{41}^{-1} & -x_{42}^{-1} & -x_{43}^{-1} & \sum_{m=4 \neq 1}^n x_{4m}^{-1} & -x_{45}^{-1} \\ -x_{51}^{-1} & -x_{52}^{-1} & -x_{53}^{-1} & -x_{54}^{-1} & \sum_{m=5 \neq 1}^n x_{5m}^{-1} \end{bmatrix}$$

Sendo a barra 3 (B3) a barra de referência, temos:

$$B'' = \begin{bmatrix} \sum_{m=1 \neq 1}^n x_{1m}^{-1} & -x_{12}^{-1} & -x_{14}^{-1} & -x_{15}^{-1} \\ -x_{21}^{-1} & \sum_{m=1 \neq 2}^n x_{2m}^{-1} & -x_{24}^{-1} & -x_{25}^{-1} \\ -x_{41}^{-1} & -x_{42}^{-1} & \sum_{m=1 \neq 4}^n x_{4m}^{-1} & -x_{45}^{-1} \\ -x_{51}^{-1} & -x_{52}^{-1} & -x_{54}^{-1} & \sum_{m=1 \neq 5}^n x_{5m}^{-1} \end{bmatrix}$$

Então, a formulação matemática é:

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_4 \\ P_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{m=1}^n x_{1m}^{-1} & -x_{12}^{-1} & -x_{14}^{-1} & -x_{15}^{-1} \\ -x_{21}^{-1} & \sum_{m=1}^n x_{2m}^{-1} & -x_{24}^{-1} & -x_{25}^{-1} \\ -x_{41}^{-1} & -x_{42}^{-1} & \sum_{m=1}^n x_{4m}^{-1} & -x_{45}^{-1} \\ -x_{51}^{-1} & -x_{52}^{-1} & -x_{54}^{-1} & \sum_{m=1}^n x_{5m}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_4 \\ \theta_5 \end{bmatrix}$$

Faça valer a pena

1. Alguns problemas de fluxo de carga fornecem poucas informações acerca do sistema (geralmente potência ativa) e não demandam exatidão nas soluções. Além disso, existem problemas de resoluções muito complexas que inviabilizam sua convergência, não tendo nenhum tipo de solução.

Qual método de solução é comum para esses tipos de problema?

- Fluxo de carga CC.
- Método de Newton-Rapson.
- Fluxo de carga CA.
- Método de Gauss Seidel.
- Fluxo ótimo de potência.

2. Em um problema de fluxo de carga CA resolvido pelo método de Newton-Raphson não houve convergência em uma solução. O executor identificou um intervalo de análise fora dos critérios de convergência.

Sabendo que o intervalo em questão é (a, b) e a função do fluxo é dada por $f(x)$, assinale a alternativa que justifica a falta de convergência.

- $f(a).f(b) < 0$
- $f''(a).f''(b) > 0$
- $f'(a).f'(b) > 0$
- Número de raízes ímpares.
- Alternância da função.

3. A maior diferença entre o método de fluxo de carga linear e o método de fluxo de carga em corrente alternada está na capacidade de máxima potência transmitida

em um ramo do sistema, onde o comportamento do fluxo CC é linear, enquanto do fluxo CA é não linear.

Acerca da afirmação apresentada, é correto afirmar que:

- a) A máxima transferência de potência em fluxos CC é obtida pela relação entre a resistência e a reatância do ramo.
- b) Em fluxos de potência CA, a reatância do ramo não interfere na injeção de potência.
- c) A máxima potência calculada no fluxo CC é maior do que no fluxo CA.
- d) O ângulo de tensão em ambos os métodos tem interferência proporcional no resultado final.
- e) A potência injeta cresce à medida que o ângulo de tensão é aumentado em ambos os métodos.

Referências

- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power system control and stability**. 2. ed. New York: WileyIEEE Press, 2003.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S. **Sistemas de Potencia Análisis y Diseño**. Cidade do México: McGraw-Hill, 1996.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S. **Power Systems: analysis and design**. Boston: Cengage Learning, 2012.
- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Análisis de sistemas de potencia**. Cidade do México: MacGraw-Hill, 1996.
- GRIGSBY, L. L. **Power systems**. New York: CRC Press, 2006.
- MACHADO, I. A.; ALVES, R. R. Método de Newton. **Revista Eletrônica de Educação da Faculdade Araguaia**, Goiânia, v. 4, n. 4, p. 30-45, 2013.
- MOHAN, N. **Sistemas elétricos de potência: curso introdutório**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.
- MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1983.
- SAADAT, H. **Power System Analysis**. New York: McGraw-Hill, 1999.
- STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

Unidade 2

Fluxo de carga para redes de distribuição

Convite ao estudo

Sejam bem-vindos ao estudo dos sistemas de distribuição de energia. Quando estudamos o problema de fluxo de carga, geralmente estamos focados nos sistemas de transmissão, principalmente quando lidamos com métodos desacoplado e desacoplado rápido. Durante muito tempo, o comportamento dos fluxos de potência em redes de distribuição foi bem conhecido, de forma que a análise dessas redes não consistiu em uma prioridade para as empresas de energia elétrica. No entanto, com a mudança que os sistemas de energia elétrica têm passado nos últimos anos, principalmente nas redes de distribuição, a análise das redes de distribuição se torna imprescindível. Os motivos estão relacionados ao aumento da demanda de energia e também a uma mudança no padrão de consumo da eletricidade. Com a inserção de fontes de geração distribuída e também outros recursos distribuídos na rede, o padrão das cargas se torna imprevisível e intermitente. Assim, o planejamento desses tipos de rede se torna uma tarefa importante requerendo ferramentas de análise, e neste sentido o uso do cálculo de fluxo de potência nas redes de distribuição ganha espaço.

Contudo, as metodologias criadas especificamente para as redes de transmissão não podem ser diretamente aplicadas nos sistemas de distribuição pois existe uma diferença conceitual muito grande entre os sistemas de distribuição e os sistemas de transmissão. Assim, as técnicas de fluxo de carga para distribuição de energia devem considerar adequadamente as características dos parâmetros das linhas e a natureza das cargas presentes neste tipo de rede.

Imagine que você trabalha em um centro de operação de uma concessionária de distribuição de energia que está implantando um departamento de estudos e planejamento da distribuição. O intuito é realizar simulações de fluxo de carga para prever o comportamento dos fluxos em demandas específicas de energia. A empresa também deseja estudar o comportamento dinâmico do sistema implementando simulações do perfil diário de potência das cargas. Inicialmente, deverão ser estudados os métodos convencionais de fluxo de carga e posteriormente a equipe deseja adotar um programa específico para simulação de fluxo de carga em redes de distribuição de energia elétrica.

Esta unidade se divide em três seções. Na Seção 2.1 iremos conhecer as características principais dos sistemas de distribuição de energia, diferenciaremos as características destas redes com relação aos sistemas de transmissão e também estudaremos as redes primárias e secundárias e o perfil de cargas da rede. Na Seção 2.2 iremos conhecer alguns métodos específicos para o cálculo de fluxo de carga em redes de distribuição, com um foco em métodos que empregam a varredura do sistema. Na Seção 2.3 conheceremos um software de simulação especificamente criado para sistemas de distribuição de energia, e de código livre, o openDSS. Com ele realizaremos algumas análises em redes de distribuição.

Esperamos que você esteja motivado para este estudo, que certamente irá contribuir de forma significativa com o seu crescimento profissional. Bons estudos!

Modelo das redes de distribuição

Diálogo aberto

Caro aluno, iniciaremos o nosso estudo sobre os sistemas de distribuição, e nesta seção iremos compreender alguns conceitos fundamentais relacionados a esses sistemas. Principalmente, iremos conhecer as diferenças entre os sistemas de transmissão e os sistemas de distribuição para saber como tratar adequadamente cada um deles. Conheceremos também os conceitos de redes de distribuição primária e secundária, e também sobre o comportamento das cargas no sistema.

Consideraremos o trabalho realizado em um centro de operação de uma concessionária de distribuição de energia. Está sendo formada uma equipe para realizar o planejamento da distribuição empregando as simulações de fluxo de carga nas redes de distribuição. A empresa também deseja estudar o comportamento dinâmico do sistema implementando simulações do perfil diário de potência das cargas. Imagine que você fará parte dessa equipe sendo responsável por implementar os métodos de fluxo de carga para análise dessas redes.

Imagine que, como primeira tarefa nessa equipe, você recebeu o esquema unifilar de um sistema de distribuição para o qual serão feitos alguns estudos de fluxo de carga com demandas específicas. Esses estudos deverão ser entregues ao seu supervisor por meio de relatórios técnicos detalhados. Além do diagrama unifilar foram passadas apenas os valores das reatâncias de sequência positiva das linhas e os valores totais das cargas, sem especificar a separação das cargas por fase. De posse desses dados, seu supervisor solicitou que você realizasse alguns estudos rápidos utilizando o método desacoplado para que fossem apresentados em uma reunião no dia seguinte. Você poderia executar essa tarefa da forma que foi solicitada pelo seu supervisor? As informações estão completas para que você realize a análise necessária?

No estudo desta seção iremos abordar alguns aspectos das redes de distribuição que as diferenciam do sistema de transmissão. Desta forma você será capaz de analisar a situação no ambiente profissional e tomar uma decisão adequada. Para isso, será necessária a sua dedicação e que você realize as atividades que forem propostas nesta seção. Mãos à obra!

Os sistemas de distribuição de energia também fazem parte do sistema elétrico de potência. Contudo, as redes de distribuição apresentam muitas diferenças quando comparadas às redes de transmissão. Uma dessas diferenças está no nível de tensão: enquanto os sistemas de transmissão se caracterizam por níveis de tensão superiores à 69 kV os sistemas de distribuição possuem níveis abaixo desse valor. Existe uma faixa intermediária de níveis de transmissão e distribuição classificada como subtransmissão, cujos valores variam na faixa de 34,5 kV a 138 kV. Normalmente, esses sistemas de subtransmissão são de responsabilidade das empresas distribuidoras de energia (GEDRA; BARROS; BORELLI, 2014). A Figura 2.1 mostra alguns dos níveis de tensão utilizados no Brasil com sua respectiva classificação quanto ao sistema.

Figura 2.1 | Tensões do sistema elétrico de potência

Transmissão	Subtransmissão	Distribuição primária	Distribuição secundária
750 kV - 500kV - 440kV - 230kV - 138kV - 69kV -	34,5kV - 13,8kV - 11,9kV -	380V - 220V - 127V - 115V - 110V	

Fonte: elaborada pelo autor.

Basicamente, as redes de distribuição são parte do sistema de potência cuja função principal é atender os consumidores de energia, sejam esses consumidores indústrias, comércios ou residências. O sistema tipicamente se inicia na subestação de distribuição que é alimentada por um ou mais linhas da transmissão ou subtransmissão, variando de concessionária para concessionária. Cada uma das subestações de distribuição serve a um ou mais alimentadores. Com raras exceções os alimentadores são do tipo radial, conforme mostrado na Figura 2.2, o que significa que existe apenas um caminho para o fluxo de potência: da subestação para as cargas (ou consumidores). Esta aliás consiste em outra diferença que as redes de distribuição possuem quando comparadas com as redes de transmissão de energia.

Atualmente as redes de distribuição em geral tem experimentado um fenômeno no qual pequenos produtores de energia podem instalar a sua geração no nível dos sistemas de distribuição. Esses geradores de energia são chamados de *prosumers*, sendo uma combinação das palavras inglesas para consumidor (*consumer*) e produtor (*producer*). Por exemplo, hoje em dia qualquer pessoa pode instalar painéis fotovoltaicos em sua própria residência com o intuito de gerar a sua própria energia e, caso não utilize toda a energia que produzir, guardar créditos de energia que podem ser abatidos do valor total de sua fatura de energia elétrica. Em outros casos, plantas de energia solar ou eólica, ou até mesmo pequenas usinas podem ser instaladas no nível

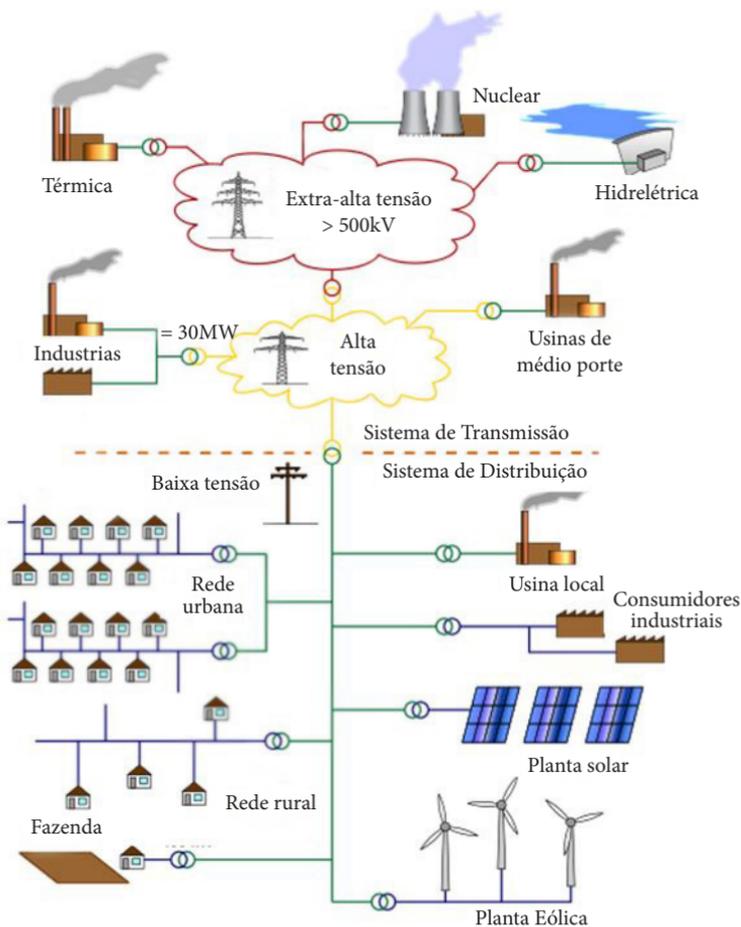
da distribuição. Este tipo de geração é conhecido como *Geração Distribuída*, sendo já uma realidade muito comum ao redor do mundo e crescendo vertiginosamente no Brasil (PINTO, 2018).



Refleta

Com a inserção de fontes alternativas de energia no nível dos sistemas de distribuição de energia, é possível reverter o caminho dos fluxos de potência nas redes de distribuição. Em que ocasiões isso poderia ocorrer?

Figura 2.2 | Sistema de distribuição de energia

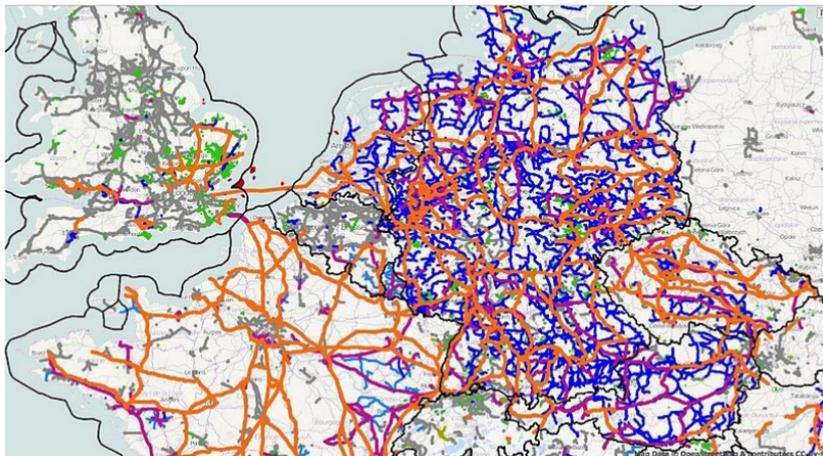


Fonte: adaptada de https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Electricity_Grid_Schematic_English.svg. Acesso em: 11 jan. 2019.

Em termos construtivos, as redes de distribuição podem ser do tipo aéreas ou subterrâneas (GEDRA, 2014). No primeiro caso temos basicamente condutores nus ou com revestidos de uma camada de material plástico, e ficam apoiados em cruzetas de material sintético ou de madeiras por meio de isoladores. Este tipo de rede está bem sujeito a faltas, principalmente se a rede de distribuição passar por regiões que contam com a presença de muitas árvores e galhos. Além desse tipo temos também as redes aéreas compactas que apresentam uma camada de isolamento e podem assim ocupar menores espaços, e também a rede aérea isolada, constituída por condutores com isolamento especial permitindo trançar os cabos, sendo um tipo de rede de custo alto. Adicionalmente temos as redes subterrâneas. Esse tipo de rede atribui uma alta confiabilidade e boa estética à rede. Em termos de custo elas são bem mais caras que as aéreas, uma vez que as características dos componentes devem ser tal a configurar um bom isolamento e estanqueidade. Assim, esse tipo de rede é mais utilizado em regiões muito densas ou quando a instalação das redes aéreas é impossibilitada por algum motivo.

Até o momento, o estudo do fluxo de carga se concentrou nas redes de transmissão de energia, e todos os desenvolvimentos dos métodos de solução (Newton-Raphson, métodos desacoplados, fluxo de carga CC, etc.) foram focados nas características da transmissão (MONTICELLI; GARCIA, 2011). No entanto, com o avanço tecnológico, o aumento da demanda e a inserção de recursos distribuídos e geração distribuída no nível da distribuição as técnicas de fluxo de carga precisam ser também aplicadas a essas redes. Contudo, esta não é uma tarefa muito fácil. Não se pode simplesmente aplicar as técnicas de fluxo de carga desenvolvidas para os sistemas de transmissão utilizando os parâmetros das redes de transmissão. Isso se deve à diferença conceitual entre esses dois tipos de sistemas. Um dos entraves está relacionado à escalabilidade desse tipo de rede. Isso quer dizer que o número de barras a ser considerado nas redes de distribuição de energia é muitas vezes bem maior que o número de barras considerado no fluxo de carga dos sistemas de transmissão. A Figura 2.3 mostra um mapa com partes do sistema de distribuição no norte europeu. Neste mapa, as linhas em laranja mostram os sistemas com tensão superior a 380 kV, as linhas azuis mostram sistemas com tensão abaixo de 200kV (já consideradas distribuição no padrão europeu) e as linhas em verde os sistemas com tensão abaixo de 50 kV.

Figura 2.3 | Sistema de distribuição no norte da Europa – Mapa georeferenciado



Fonte: https://en.wikipedia.org/wiki/File:Electricity_distribution_in_northern_Europe.jpg. Acesso em: 11 jan. 2019.

Aliado a isso, temos uma diferença com relação aos parâmetros das linhas: enquanto nos sistemas de transmissão temos baixos valores de resistência nas linhas de distribuição de energia, os valores das resistências dos cabos passam a ser relevantes para o cálculo de fluxo de carga. Dessa forma, o método desacoplado e desacoplado rápido que desprezam o valor da resistência das linhas na transmissão não podem ser diretamente aplicados nos sistemas de distribuição de energia. As capacitâncias das linhas que são relevantes nos sistemas de transmissão apresentam valores bem baixos no sistema de distribuição, podendo assim ser utilizado o modelo de linhas curtas, formada por apenas uma impedância série. Isso também significa maiores quedas de tensão ao longo do alimentador, fazendo com que o método de Newton demore um pouco mais para convergir. Além de todos esses fatores, ainda existe um fator de extrema importância a ser considerado em sistemas de distribuição: a assimétrica dos parâmetros elétricos e o desequilíbrio das cargas.



Assimile

Basicamente, os sistemas de distribuição de energia são diferentes dos sistemas de transmissão nos seguintes aspectos:

- Escalabilidade
- Relação X/R das linhas
- Baixa capacitância das linhas
- Desbalanço dos parâmetros das linhas e das cargas

Esses fatores influenciam no desempenho dos algoritmos de fluxo de carga aplicados em sistemas de distribuição de energia.

Ainda falando dos sistemas de distribuição de energia, podemos dizer que eles são divididos em cinco partes: subtransmissão, subestação de distribuição, sistema de distribuição primário, sistema de distribuição secundário e consumidores.

A subtransmissão conforme já vimos, consiste na interconexão entre os sistemas de transmissão e distribuição. Neste sistema são empregadas, em grande parte, tensões consideradas como média tensão (entre 69 kV e 138 kV), e compartilham algumas características intermediárias entre os sistemas de distribuição e transmissão. Uma das características em comum com o sistema de distribuição está relacionado ao equilíbrio das cargas e parâmetros das linhas: ainda que apresentando certo desequilíbrio de cargas e assimetria nos parâmetros, esses tendem a ser mais próximos das cargas e linhas na transmissão. A topologia dessas redes pode ser do tipo radial, radial com recurso, em anel ou malhada, devendo ser escolhida para atender requisitos específicos de atendimento da demanda de energia.



Lembre-se

O sistema elétrico de potência deve atender aos seguintes requisitos básicos de atendimento ao consumidor:

- Continuidade: todos os consumidores atendidos e uma geração igual à carga demandada.
- Qualidade: implica respeitar os padrões aceitáveis e sujeitos a variações mínimas de tensão e frequência.
- Economia: a demanda de energia seja suprida respeitando os dois requisitos anteriores e com o menor custo.

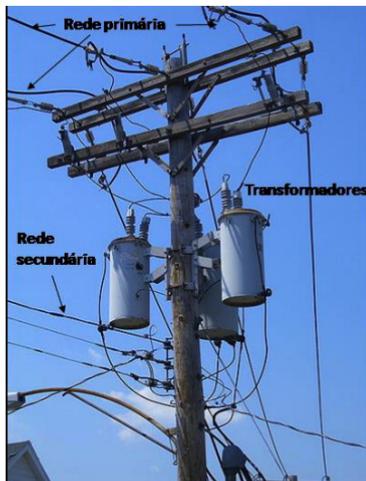
As subestações de distribuição, como já vimos, consistem no ponto de interconexão entre os sistemas de transmissão e distribuição. Na subestação estão os transformadores abaixadores e também o arranjo de barras e equipamentos de proteção e medição necessários para monitorar o fluxo de energia e níveis de tensão entregues ao sistema de distribuição primário. Os transformadores da subestação são normalmente do tipo delta-estrela aterrado ou estrela-delta, dependendo da concessionária de energia, de forma a fazer a adequada transformação do nível de tensão para o nível do sistema de distribuição primário.

Após passar pela subestação, temos o **sistema de distribuição primário**. Conforme já vimos na Figura 2.1, esse sistema possui linhas de transmissão operando em tensões entre 34,9 kV e 11,9 kV. Esse sistema é predominantemente trifásico, normalmente a quatro fios. Para que a energia possa ser consumida em níveis seguros por indústrias, comércios e residências, a tensão da

distribuição primária deve ser rebaixada para níveis que variam entre 380 V e 110 V, em que temos o **sistema de distribuição secundário**, também mostrado na Figura 2.1. Uma forma de identificar a rede primária da rede secundária é olhando para os postes de energia que são encontrados em nossa cidade. Esses postes apresentam uma estrutura como a mostrada na Figura 2.4.

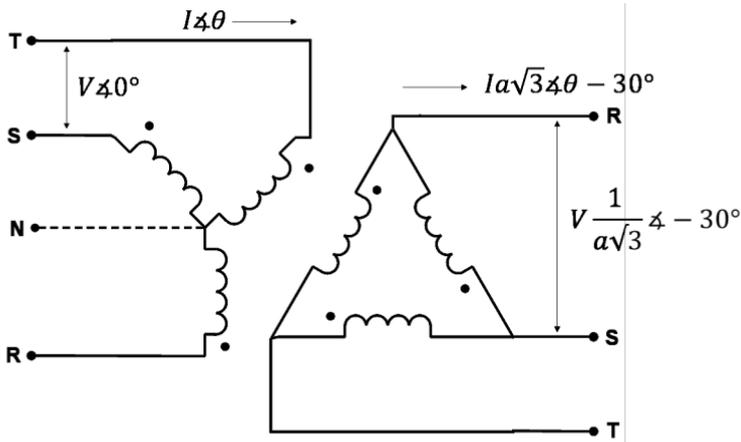
É importante ressaltar que o transformador de potência aqui tem um papel essencial, pois é ele que converte o nível de tensão da distribuição primária para a distribuição secundária. A maioria dos transformadores trifásicos, tanto os empregados em subestações da distribuição quanto os empregados para reduzir o nível de tensão da rede primária para a rede secundária são do tipo de conexão $\Delta - Y$ ou $Y - \Delta$. Assim, os níveis de tensão ao serem convertidos devem sempre prever uma relação de transformação a entre fases e um fator de raiz de 3, conforme mostrado na Figura 2.5. Além disso, existe também uma defasagem angular entre as tensões do primário e secundário de 30 graus que deve ser considerada.

Figura 2.4 | Localização da rede primária e secundária



Fonte: adaptada de https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Utility_pole_transformers.jpg. Acesso em: 11 jan. 2019.

Figura 2.5 | Relação de transformação em um transformador trifásico $Y - \Delta$



Fonte: elaborada pelo autor.



Exemplificando

Considere um banco de transformadores trifásico 13,8 kV / 220 V formado por uma associação de transformadores monofásicos de 13,8 kV / 127 V. Qual a conexão desses transformadores? Se uma tensão de linha de 11 kV for aplicada no primário do banco, qual deve ser a tensão complexa de linha no secundário?

Resolução:

Se a relação de transformação é tal que 220 V é tensão de linha e existe uma tensão de fase no secundário de 127 V em cada transformador do banco, provavelmente a conexão do secundário do transformador é em estrela pois:

$$V_L = \sqrt{3}V_f = \sqrt{3} \times 127 \simeq 220 \text{ V}$$

O primário do transformador tem a tensão de linha de 13,8 kV. Assim podemos concluir que a conexão do banco é do tipo $\Delta-Y$, pois na conexão triângulo as tensões de linha são iguais às tensões de fase.

Assim se uma tensão de 11 kV de linha, tomada como referência angular, for aplicada ao primário então teremos no secundário (tensão de linha):

$$\check{E}_s = \check{E}_p \times a \sqrt{3}e^{j30^\circ} = 11.000e^{j0} \times \frac{127}{13800} \sqrt{3}e^{j30^\circ} = 175,36e^{j30^\circ} = 175,36 \angle 30^\circ \text{ V}$$



Saiba mais

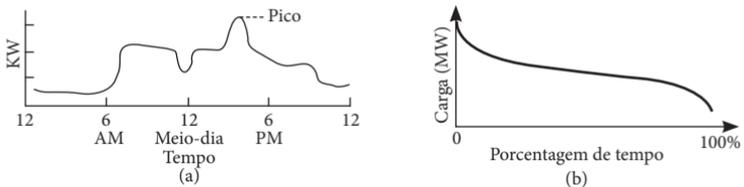
Conforme falamos redes de distribuição secundárias podem possuir transformadores trifásicos ou monofásicos. No entanto, as interconexões das redes secundárias podem também variar de forma a encontrar redes de distribuição que têm transformadores monofásicos interligados para permitir a alimentação de cargas trifásicas. Para conhecer mais sobre essas interconexões sugerimos a leitura da Seção 1.4.3 (páginas 30 a 35) da referência a seguir:

GEDRA, R. L.; BARROS, B. F.; BORELLI, R. **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2014.

Para a análise dos sistemas de distribuição é essencial um modelo preciso da rede. Por exemplo, existem diversos modelos de conexão das subestações que podem ser consideradas na análise, que podem servir a apenas um ou vários alimentadores. Cada alimentador deve ser modelado de forma a garantir o significado da análise, e em muitos casos esse modelo deve ser trifásico devido às características inerentes das redes de distribuição. Às vezes, a tarefa mais difícil é obter todos

os dados necessários. Esses dados devem ser precisamente informados pela concessionária que deseja a análise. O modelo do consumidor é um modelo que deve ser levado em consideração, principalmente se a análise desejada deve prever um horizonte de dias ou semanas, por exemplo. Modelar o consumidor significa, em outras palavras, modelar adequadamente as cargas do sistema. O problema é que a carga no sistema de distribuição (ou no sistema elétrico de potência em geral) está mudando continuamente, de forma que não existe uma carga “em regime” propriamente dito. Dessa forma, a análise das cargas deve ser sempre feita no horizonte de tempo desejado, como no horizonte de um dia, como mostra o perfil mostrado na Figura 2.6 (a). Em muitos casos é necessário saber o comportamento da rede em situações de pico ou em situações de carga baixa, ou mesmo em algum período específico do dia. Nestes casos é de extrema importância conhecer o perfil de consumo dos consumidores. Em outros casos a carga pode ser simplesmente analisada em termos da porcentagem de tempo em um certo horizonte (dia, semana, mês ou ano) conforme mostrada na Figura 2.6 (b).

Figura 2.6 | Perfis de carga em sistemas de distribuição de energia



Fonte: Mohan (2016, p. 119).

Em termos de natureza das cargas, elas podem ser divididas em industriais, comerciais ou residenciais, sendo que as concessionárias atendem a uma variedade de cargas. Quando falamos de cargas industriais o seu perfil depende principalmente do segmento ao qual essa indústria pertence. Já para cargas comerciais e residenciais, o perfil de consumo consiste em um agregado de cargas de vários tipos, como (MOHAN, 2016):

- Aquecimento elétrico;
- Iluminação (incandescente e fluorescente);
- Cargas de motores para o acionamento de compressores de aquecimento, ventilação e condicionamento de ar;
- Cargas de compressores e iluminação a lâmpadas fluorescentes compactas (LFC) baseados em eletrônica de potência.

Com os conhecimentos adquiridos nesta seção estamos aptos a resolver o primeiro problema que foi proposto. Vamos lembrar que como primeira tarefa na equipe de estudos das redes de distribuição, você recebeu um esquema unifilar da rede para o qual serão feitos alguns estudos de fluxo de carga com demandas específicas, e também foram passados os valores das reatâncias de sequência positiva das linhas e os valores agregados das cargas. De posse desses dados, seu supervisor solicitou que você realizasse alguns estudos rápidos utilizando o método desacoplado para que fossem apresentados em uma reunião no dia seguinte. Você poderia executar essa tarefa da forma que foi solicitada pelo seu supervisor? As informações estão completas para que você realize a análise necessária?

Para responder a essas perguntas, devemos analisar criticamente os dados que foram passados. Sabemos inicialmente que os sistemas de distribuição podem ter as suas capacitâncias *shunt* desprezadas, assim, a princípio o fornecimento apenas da reatância da linha não é um problema por conta da falta de informação dos valores *shunt*. Contudo, sabemos que o valor da resistência é significativo e deve ser considerado para fins de cálculo. Assim, o fornecimento apenas da reatância fará com que os resultados obtidos com o fluxo de carga sejam divergentes do valor real da rede. Além disso, foram fornecidos apenas os valores da sequência positiva da rede. É importante ressaltar também que outra diferença em relação à transmissão é que as linhas possuem parâmetros assimétricos e cargas desequilibradas. Isso requer que o modelo da rede seja trifásico, ou seja, os valores apenas de sequência positiva não são suficientes para realizar uma análise precisa.

Além disso, os métodos desacoplados idealizados para os sistemas de transmissão, com níveis de tensão planos e desprezando as resistências das linhas também não podem ser utilizados, pois ocorreriam muitos erros pela desconsideração da resistência.

Assim, essas informações devem ser relatadas ao seu supervisor no seu relatório técnico, indicando que para uma análise mais precisa é preciso inicialmente obter os valores *shunt* das linhas e as resistências, assim como um método adequado que realize a análise da rede sem correr o risco de produzir resultados errôneos para o estudo apresentado.

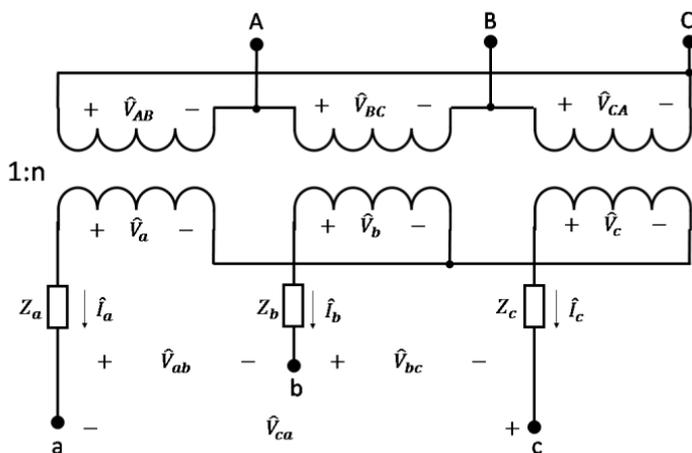
Dessa forma, a sua tarefa estará cumprida com sucesso, sendo necessário aguardar as informações faltantes da rede, que podem ser obtidas com a concessionária que é responsável pela rede a ser analisada.

Construção matricial dos transformadores conectados em $\Delta - Y$

Descrição da situação-problema

Imagine a situação em que você trabalha com a modelagem de sistemas de distribuição para realizar o cálculo de fluxo de carga. A equipe está desenvolvendo um programa para realizar esse cálculo, no entanto é necessário modelar matricialmente os elementos trifásicos. Um desses elementos é o transformador cuja conexão é modelada em $\Delta - Y$. A equipe conseguiu descrever as tensões e correntes que passam por esse transformador, cuja impedância é modelada para o lado do secundário. Sua função é descrever um modelo matricial para que as quantidades trifásicas possam ser ajustadas matricialmente no programa. Como você realizaria essa tarefa?

Figura 2.7 | Esquema de conexão do transformador em $\Delta - Y$



Fonte: elaborada pelo autor.

Resolução da situação-problema

Inicialmente, precisamos determinar as quantidades que serão modeladas via matrizes. Podemos definir as matrizes de tensões de linha, impedância e corrente de linha do secundário do transformador conforme a seguir:

$$[V_{ABC}] = \begin{bmatrix} \check{V}_{AB} \\ \check{V}_{BC} \\ \check{V}_{CA} \end{bmatrix} \text{ (tensões de linha do primário),} \quad [V_{abc}] = \begin{bmatrix} \check{V}_{ab} \\ \check{V}_{bc} \\ \check{V}_{ca} \end{bmatrix} \text{ (tensões de}$$

linha do secundário)

$$[I_{abc}] = \begin{bmatrix} \check{I}_a \\ \check{I}_b \\ \check{I}_c \end{bmatrix} \text{ (corrente de linha do secundário)} \quad [Z_{TR}] = \begin{bmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_c \end{bmatrix} \text{ (matriz}$$

de impedância do Trafo)

Então para cada fase escrevemos a equação das tensões de fase no secundário:

$$\check{V}_{an} = \check{V}_a - Z_a \check{I}_a = n\check{V}_{CA} - Z_a \check{I}_a, \quad \check{V}_{bn} = \check{V}_b - Z_b \check{I}_b = n\check{V}_{AB} - Z_b \check{I}_b \text{ e } \check{V}_{cn} = \check{V}_c - Z_c \check{I}_c = n\check{V}_{BC} - Z_c \check{I}_c$$

As tensões de linha no secundário serão:

$$\check{V}_{ab} = \check{V}_{an} - \check{V}_{bn} = (n\check{V}_{CA} - Z_a \check{I}_a) - (n\check{V}_{AB} - Z_b \check{I}_b)$$

$$\check{V}_{bc} = \check{V}_{bn} - \check{V}_{cn} = (n\check{V}_{AB} - Z_b \check{I}_b) - (n\check{V}_{BC} - Z_c \check{I}_c)$$

$$\check{V}_{ca} = \check{V}_{cn} - \check{V}_{an} = (n\check{V}_{BC} - Z_c \check{I}_c) - (n\check{V}_{CA} - Z_a \check{I}_a)$$

Rearranjando teremos:

$$\check{V}_{ab} = \check{V}_{an} - \check{V}_{bn} = (n\check{V}_{CA} - n\check{V}_{AB}) - Z_a \check{I}_a + Z_b \check{I}_b$$

$$\check{V}_{bc} = \check{V}_{bn} - \check{V}_{cn} = (n\check{V}_{AB} - n\check{V}_{BC}) - Z_b \check{I}_b + Z_c \check{I}_c$$

$$\check{V}_{ca} = \check{V}_{cn} - \check{V}_{an} = (n\check{V}_{BC} - n\check{V}_{CA}) - Z_c \check{I}_c + Z_a \check{I}_a$$

E assim podemos escrever matricialmente:

$$\begin{bmatrix} \check{V}_{ab} \\ \check{V}_{bc} \\ \check{V}_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -n & 0 & n \\ n & -n & 0 \\ 0 & n & -n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \check{V}_{AB} \\ \check{V}_{BC} \\ \check{V}_{CA} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -1 & 1 & n \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \check{I}_a \\ \check{I}_b \\ \check{I}_c \end{bmatrix}$$

Desta forma, essas matrizes podem ser modeladas via software e as quantidades trifásicas podem ser utilizadas no cálculo, e sua tarefa estará cumprida com sucesso!

Faça valer a pena

1. As redes de distribuição são parte do sistema de potência cuja função principal é atender os consumidores de energia, sejam esses consumidores indústrias, comércios ou residências. Esse atendimento é feito em média ou baixa tensão.

Assinale a alternativa que apresenta tensões classificadas como baixa-tensão.

- a) 500 kV – 230 kV – 13,8 kV
- b) 500 kV – 220 V – 13,8 kV
- c) 380 V – 69 kV – 127 V
- d) 380 V – 34,5 kV – 13,8 kV
- e) 380 V – 220 V – 127 V

2. Não se pode simplesmente aplicar as técnicas de fluxo de carga desenvolvidas para os sistemas de transmissão utilizando os parâmetros das redes de transmissão. Isso se deve à diferença conceitual entre esses dois tipos de sistemas. Um dos entraves está relacionado à escalabilidade desse tipo de rede.

Assinale a alternativa que contém outras diferenças da rede de distribuição em relação à rede de transmissão.

- a) Relação X/R e potência de base.
- b) Relação X/R e desequilíbrio de cargas.
- c) Relação X/R e tipo de corrente.
- d) Equilíbrio de cargas e potência de base.
- e) Potência de base e tipo de corrente.

3. Quando falamos de cargas industriais o seu perfil depende principalmente do segmento ao qual essa indústria pertence. Já para cargas comerciais e residenciais, o perfil de consumo consiste em um agregado de cargas de vários tipos. Considere as seguintes assertivas acerca das cargas na distribuição.

- I. O perfil dos consumidores na distribuição considerando as cargas industriais, comerciais e industriais pode ser facilmente obtido quando se considera a presença de recursos distribuídos na rede
PORQUE
- II. A presença de geração distribuída e recursos distribuídos atribuem uma característica estocástica para a carga em sistemas de distribuição

Assinale a alternativa correta em relação às assertivas.

- a) I e II estão corretas, e a II é uma justificativa da I.
- b) I e II estão corretas, mas a II não é uma justificativa da I.
- c) Apenas a I está correta.
- d) Apenas a II está correta.
- e) Nenhuma assertiva está correta.

Fluxo de carga baseado no método da varredura

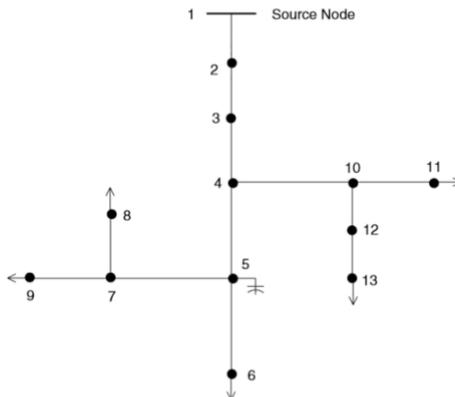
Diálogo aberto

Caro aluno, seja bem-vindo a mais uma aula do curso *Sistemas Elétricos de Potência II*. Nesta seção daremos continuidade aos estudos das redes de distribuição falando mais especificamente do fluxo de carga. Na seção anterior analisamos as principais diferenças entre as redes de transmissão e distribuição, e também abordamos os modelos dos transformadores trifásicos que são muito utilizados em sistemas de distribuição. Nesta seção, falaremos um pouco mais sobre o modelo dos parâmetros série da rede, e aprenderemos como modelar esses parâmetros para realizar o cálculo do fluxo de carga pelos métodos de varredura.

A análise do fluxo de carga em sistemas de distribuição é muito importante, principalmente no cenário atual em que esses sistemas se encontram. Devido à grande penetração de fontes de energia renovável nos sistemas de distribuição, além da diversificação da demanda, o que torna o perfil de carga mais intermitente, é necessário sempre fazer uma análise para determinar como o sistema de distribuição pode responder a diversos eventos, tais como: aumento de patamares de carga, falhas no sistema, inserção de um gerador distribuído, entre outros.

Para contextualizar esse estudo, vamos retomar a situação em um centro de operação de uma concessionária de distribuição de energia, em que você trabalha em uma equipe responsável por realizar o planejamento da distribuição empregando as simulações de fluxo de carga nas redes de distribuição. A empresa deseja agora estudar um sistema de distribuição de 13 barras conforme mostrado na Figura 2.8.

Figura 2.8 | Rede de 13 barras



Fonte: Kersting (2001, p. 274).

Seu supervisor solicitou que você auxiliasse os desenvolvedores do programa de análise sobre como realizar o cálculo utilizando varredura de rede pelo método da soma das correntes, pois consiste em um dos métodos mais clássicos utilizados em sistemas de distribuição. Você deve descrever um passo a passo que auxilie os desenvolvedores a executar o cálculo para uma rede onde existem ramificações além do alimentador principal. Como você realizaria essa tarefa? O que deve ser feito nos nós do sistema que possuem ramificações?

Para realizar essa tarefa, no decorrer desta seção você será apresentado aos principais conceitos para realizar o cálculo de fluxo de carga em sistemas de distribuição de energia. Contudo, é necessário que você se empenhe o máximo possível, além de praticar implementando os seus próprios programas. Para isso sugerimos que você utilize o MATLAB para descrever as operações matriciais, esse software certamente será de grande ajuda no estudo desta seção. Bons estudos e mãos à obra!

Não pode faltar

A análise do fluxo de carga em sistemas de distribuição, assim como para os sistemas de transmissão, considera que a rede está operando em regime permanente. Assim, quando comparamos a análise do fluxo de carga em redes de distribuição com a análise realizada em redes de transmissão, encontraremos muitas similaridades. Tipicamente, a informação que conheceremos a princípio diz respeito à magnitude das tensões das três fases no nível da subestação de distribuição, e os valores das cargas, podendo essas serem modeladas como impedância constante, corrente constante ou potência complexa constante, ou mesmo uma combinação das três (modelo ZIP). Em alguns casos, existe também a informação de potência injetada na barra inicial do sistema por meio da medição presente na subestação. Na análise de um fluxo de carga em sistemas de distribuição, normalmente estamos interessados em obter os valores de grandezas como na análise do fluxo de carga na transmissão, tais como (KERSTING, 2001):

- Magnitudes das tensões e ângulos em todas as barras do sistema;
- Fluxos de potências ativa e reativa nas linhas;
- Perdas de potência nos segmentos de linha e nos alimentadores.

Adicionalmente, temos interesse na análise do:

- Potência total suprida ao sistema pela subestação;
- Carga total em uma determinada barra baseado no modelo de carga considerado.

No entanto, ao lidar com redes de distribuição devemos ter em mente que nestas redes estão presentes significativos desbalanços de carga e de parâmetros (MOHAN, 2016). Diferentemente dos sistemas de transmissão que podem ser analisados considerando um modelo monofásico da rede, as quantidades do fluxo de carga nos sistemas de distribuição devem ser analisadas em seus modelos trifásicos. Na seção anterior, discutimos um pouco sobre a representação dos transformadores por meio de matrizes trifásicas. Aqui faremos uma apresentação mais geral dos modelos trifásico dos parâmetros encontrados na rede de distribuição: os parâmetros série e os parâmetros *shunt*, assim como mostra o Quadro 2.1 (KERSTING, 2001).

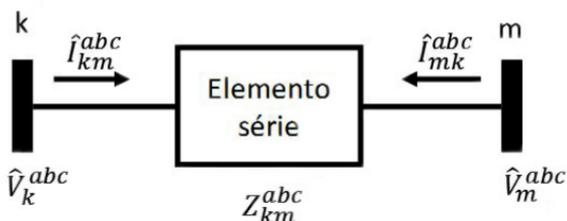
Quadro 2.1 | Descrição dos parâmetros série e dos parâmetros *shunt*

Parâmetros série	Parâmetros shunt
<ul style="list-style-type: none"> Linhas de distribuição Transformadores Reguladores de tensão 	<ul style="list-style-type: none"> Cargas concentradas Cargas distribuídas Elementos <i>shunt</i> (bancos de capacitores)

Fonte: elaborado pelo autor.

O modelo genérico de parâmetros série é mostrado na Figura 2.9. Os parâmetros séries podem ser modelados por matrizes de impedância trifásicas, sendo estas matrizes de dimensão 3×3 enquanto que as variáveis de tensão nas barras e corrente nos ramos podem ser modeladas por matrizes de dimensão 3×1 .

Figura 2.9 | Modelo do elemento série



Fonte: elaborada pelo autor.

Dessa forma, as matrizes de impedância trifásica, tensões trifásicas e as correntes trifásicas da Figura 2.9 podem ser representadas conforme Equações 2.1, 2.2 e 2.3, respectivamente.

$$Z_{km}^{abc} = \begin{bmatrix} Z_{km}^{aa} & Z_{km}^{ab} & Z_{km}^{ac} \\ Z_{km}^{ba} & Z_{km}^{bb} & Z_{km}^{bc} \\ Z_{km}^{ca} & Z_{km}^{cb} & Z_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (2.1) \quad \check{V}_k^{abc} = \begin{bmatrix} V_k^a \angle \theta_k^a \\ V_k^b \angle \theta_k^b \\ V_k^c \angle \theta_k^c \end{bmatrix} \quad (2.2) \quad \check{I}_{km}^{abc} = \begin{bmatrix} I_{km}^a \angle \phi_{km}^a \\ I_{km}^b \angle \phi_{km}^b \\ I_{km}^c \angle \phi_{km}^c \end{bmatrix} \quad (2.3)$$



Refleta

Seria possível modelar os elementos série utilizando a teoria dos quadripolos vista em circuitos elétricos? Como você faria isso utilizando as quantidades das Equações 2.1, 2.2 e 2.3?

É importante destacar que os modelos apresentados nas Equações 2.1, 2.2 e 2.3 se referem a modelos trifásicos, no entanto, para linhas de distribuição com dois ou mesmo um condutor, as matrizes possuiriam dimensões 2×2 e 2×1 para bifásicas e seriam elementos unitários para redes monofásicas. As equações genéricas que definem o modelo da entrada (barra k) e saída (barra m) do elemento série são dadas pelas Equações 2.4 e 2.5 (KERSTING, 2001).

$$\check{V}_k^{abc} = [a] \check{V}_m^{abc} + [b] \check{I}_{km}^{abc} \quad (2.4)$$

$$\check{I}_{km}^{abc} = [c] \check{V}_m^{abc} + [d] \check{I}_{km}^{abc} \quad (2.5)$$

De forma similar, podemos escrever a saída em função da entrada como:

$$\check{V}_m^{abc} = [A] \check{V}_k^{abc} + [B] \check{I}_{mk}^{abc} \quad (2.6)$$



Assimile

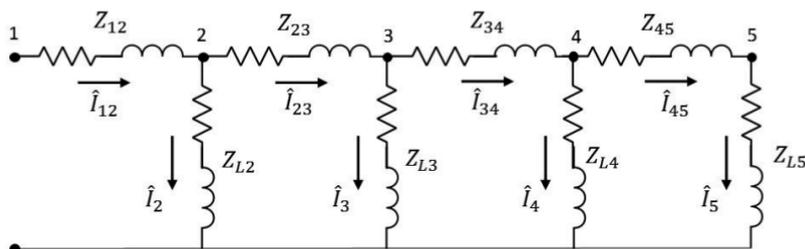
As matrizes $[a],[b],[c],[d]$, $[A]$ e $[B]$ podem ser determinadas por meio da relação dos parâmetros série, sendo que no caso de uma linha de distribuição as matrizes $[b]$, $[d]$ e $[B]$ se referem à matriz de impedâncias enquanto as matrizes $[a],[c]$ e $[A]$ são matrizes identidade. Para o caso de transformadores essas matrizes podem ser modificadas incluindo o tap do transformador e a relação de defasagem angular, quando houver.

Embora mudanças significativas venham ocorrendo nos sistemas de distribuição de energia, com a introdução de geração distribuída e recursos distribuídos, os sistemas de distribuição são, em sua maioria, redes radiais ou fracamente malhadas (MOHAN, 2016, KERSTIN, 2001). Desta forma, as técnicas iterativas normalmente utilizadas para realizar o cálculo de fluxo de carga nos sistemas de transmissão não são empregadas com sistemas de distribuição devido às características pobres de convergência e devido à impossibilidade de utilização dos métodos desacoplados para esse fim.

Dessa forma, técnicas específicas para sistemas de distribuição são utilizadas, empregando a varredura da rede para determinar correntes e tensões de acordo com os parâmetros do sistema. Iniciaremos por estudar essa técnica de varredura que é mais comumente utilizada, chamada também de método das somas das correntes.

Para compreender melhor esse método vamos considerar o circuito mostrado na Figura 2.10, em que são mostradas linhas que conectam os nós de 1 a 5 e em cada nó está conectada uma carga de impedância constante.

Figura 2.10 | Circuito elétrico com cargas de impedância constante



Fonte: elaborada pelo autor.

A análise do circuito linear da Figura 2.10 se inicia da premissa que as cargas são conhecidas assim como as impedâncias das linhas. Neste sentido, pode-se obter a corrente que passa pela carga conectada na barra 5, assumindo uma tensão inicial nesta barra (normalmente a tensão nominal).

Assim teremos a Equação a seguir para calcular a corrente: $\check{I}_5 = \frac{\check{V}_5}{Z_{L5}}$.

Para o caso desta barra terminal, a corrente que passa pela linha que conecta os nós 4 e 5 é a mesma corrente da carga. Assim, poderíamos utilizar a Equação 2.4 para calcular a tensão na barra 4, assumindo que [a]=1 e [b] corresponde à impedância da linha, fazemos $\check{V}_4 = \check{V}_5 + Z_{45}\check{I}_{45}$.

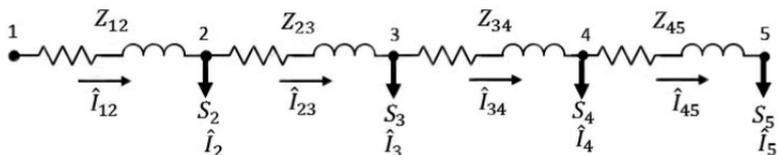
A corrente na carga conectada à barra 4 é calculada utilizando $\check{I}_4 = \frac{\check{V}_4}{Z_{L4}}$, e utilizando a lei de Kirchhoff para a corrente no nó 4, a corrente que percorre a linha que conecta os nós 3 e 4 é calculada somando as correntes calculadas: $\check{I}_{34} = \check{I}_4 + \check{I}_{45}$. Desta forma, é possível calcular a tensão na barra 3 e o processo se repete até que a tensão na barra 1 seja obtida.

Quando a tensão na barra 1 é obtida pode-se calcular a razão entre o valor calculado e especificado: $Raz^a o = \frac{\check{V}_1^{esp}}{\check{V}_1}$. Como a rede é linear, basta que a varredura seja feita agora na direção da carga 5, utilizando-se desta razão para atualizar os valores de tensão e calcular novamente as correntes nas

cargas. Assim, temos um processo de varredura da rede iniciada da barra terminal em direção à fonte e, posteriormente, um processo de varredura da fonte em direção à carga terminal.

Entendido este cálculo, devemos considerar agora que as cargas em um sistema de distribuição são apresentadas, em sua maioria, como cargas de potência constante, nas quais podemos encontrar um par de potência ativa e reativa compondo assim uma potência complexa, como mostra a Figura 2.11.

Figura 2.11 | Circuito elétrico com cargas de impedância constante



Fonte: elaborada pelo autor.

Neste caso o processo linear pode ser adaptado de forma a obter um processo iterativo. Entretanto, faremos o cálculo da corrente na carga de uma determinada barra k como mostra a Equação 2.7, adotando ainda um valor inicial para a tensão nesta barra, mas utilizando o valor da potência complexa fornecida.

$$\check{I}_k = \left(\frac{S_k}{\check{V}_k} \right)^* \quad (2.7)$$

Assim, como no processo linear, consideraremos ainda a barra terminal 5 para iniciar o processo, calculamos a corrente na linha que conecta a barra 4 à 5, obtemos a tensão na barra 5, calculamos a corrente na carga conectada à barra 4, conforme a Equação 2.7, e seguimos o processo até obter a corrente na barra 1 e comparamos com o valor especificado. Contudo, se apenas voltarmos em direção à barra 5 para calcular os novos valores de tensão, assim como no caso linear, uma vez que as cargas são de potência constante, esta segunda varredura não produzirá os valores corretos das tensões para calcular novamente as correntes.

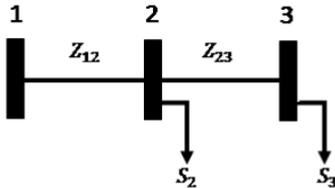
O que deve ser feito neste caso então é comparar o erro na tensão calculada na barra 1 com a especificada, e se esse erro for maior que uma determinada tolerância, deve-se adotar a tensão especificada na barra de referência e fazer o cálculo das tensões até a barra terminal, considerando as correntes calculadas anteriormente. Ao chegar na barra terminal o processo se repete utilizando as novas tensões.



Exemplificando

Considere o circuito da Figura 2.12 que mostra um sistema radial com 3 barras. Sendo as impedâncias das linhas e as cargas dadas conforme abaixo, calcule o fluxo de carga para obter as tensões nas barras 2 e 3, sendo uma tensão especificada de 7200V na barra 1.

Figura 2.12 | Sistema radial de 3 barras



Fonte: elaborada pelo autor.

Sendo $z_{12} = 0,1705 + j0,3409 \Omega$, $z_{23} = 0,2273 + j0,4545 \Omega$, $P_2 = 1500 \text{ kW}$, $P_3 = 900 \text{ kW}$, $Q_2 = 750 \text{ kVAr}$ e $Q_3 = 500 \text{ kVAr}$.

Resolução:

Para resolução devemos seguir os seguintes passos:

(1) Inicialmente calcula-se a corrente na barra 3:

$$\check{I}_3 = \left(\frac{(900 + j500) \times 1000}{7200 \angle 0^\circ} \right)^* = 143,0 \angle -29,0^\circ \text{ A} = \check{I}_{23}$$

(2) Calculamos então a tensão na barra 2:

$$\check{V}_2 = \check{V}_3 + Z_{23} \check{I}_{23} = 7200 \angle 0 + (0,2273 + j0,4545) \cdot 143,0 \angle -29,1 \\ = 7260,1 \angle 0,32 \text{ V}$$

(3) A corrente no ramo 1-2 é calculada com base na LKC:

$$\check{I}_{12} = \check{I}_{23} + \check{I}_2 = 373,9 \angle -27,3 \text{ A}$$

(4) E finalmente obtemos a tensão na barra de referência (barra 1):

$$\check{V}_1 = \check{V}_2 + Z_{12} \check{I}_{12} = 7376,2 \angle 0,97 \text{ V}$$

(5) Comparamos o erro entre a tensão calculada e especificada na barra 1

$$\text{Erro} = |7200 - 7376,2| = 176,2 \text{ V}$$

(6) Uma vez que a tolerância está acima do estabelecido, faremos o caminho inverso para calcular a tensão na barra 2 a partir da tensão de referência atribuída à barra 1:

$$\check{V}_2 = \check{V}_1 - Z_{12} \check{I}_{12} = 7200 \angle 0 + (0,1705 + j0,3409) \cdot 373,9 \angle -27,2 \\ = 7085,4 \angle -0,68 \text{ V}.$$

(7) Seguimos calculando a tensão na barra 3:

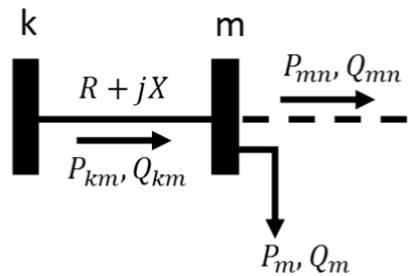
$$\check{V}_3 = \check{V}_2 - Z_{23} \check{I}_{23} = 7026,0 \angle -1,02 \text{ V}$$

(8) A partir daqui, retornamos ao passo 1, recalculando a corrente e fazendo a soma das correntes até obter novamente a tensão na barra 1 e testando o erro no passo 5, até que este esteja abaixo da tolerância exigida.

Um método alternativo ao das somas das correntes é a análise do método de soma das potências (CESPEDES, 1990). Este método também faz a varredura do sistema de forma direta e inversa, mas em vez de utilizar a Lei de Kirchhoff para somar as correntes são os valores das cargas e as perdas que são somadas no caminho partindo da barra terminal e terminando na barra de referência, enquanto as tensões das barras são calculadas através de uma equação biquadrada, partindo da barra de referência e terminando na barra terminal, sempre tomadas duas a duas.

Inicialmente a potência equivalente para cada barra é calculada somando as potências referentes às cargas na barra e às perdas de potência da linha a jusante da barra para o qual o cálculo está sendo feito. Assim, considerando a Figura 2.13, os cálculos das perdas nas linhas seguem conforme Equações 2.8 e 2.9.

Figura 2.13 | Método da soma das potências



Fonte: elaborada pelo autor.

$$P_p = R \left[\frac{P^2 + Q^2}{|\check{V}_m|^2} \right] \quad (2.8) \quad Q_p = X \left[\frac{P^2 + Q^2}{|\check{V}_m|^2} \right] \quad (2.9)$$

Onde $P = \sum (P_m + P_{mn})$ e $Q = \sum (Q_m + Q_{mn})$ assim teremos que $P_{km} = P + P_p$ e $Q_{km} = Q + Q_p$. Na primeira iteração as perdas não são levadas em consideração.

Posteriormente as tensões são atualizadas utilizando a Equação 2.10

$$V_m^4 + [2(PR + QX) - V_k^2]V_m^2 + (P^2 + Q^2)(R^2 + X^2) = 0 \quad (2.10)$$

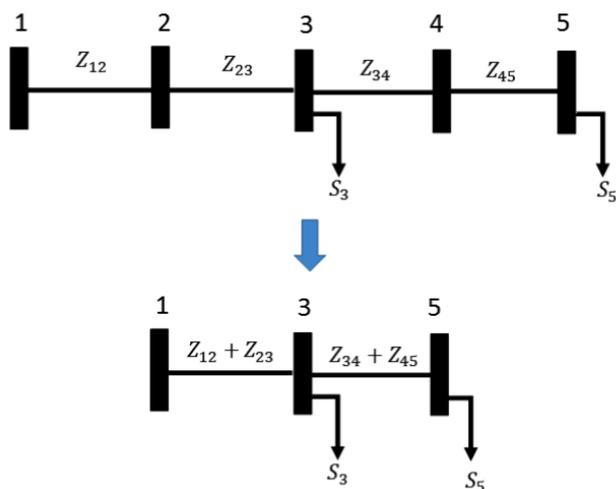


Saiba mais

O método da soma das potências é um método alternativo ao método das somas das correntes, mas o princípio é muito semelhante, envolvendo varreduras diretas e indiretas para o cálculo das variáveis da rede. Para entender melhor esse método, sugerimos a leitura do artigo a seguir:

Tanto no método de soma das correntes ou no método da soma das potências, uma técnica para melhorar a performance do algoritmo de varredura é fazer a redução da rede. Essa redução é feita quando existem na rede nós cuja potência ativa e reativa seja nula, de forma que as impedâncias das linhas a montante e a jusante podem ser combinadas em uma única linha. A Figura 2.14 ilustra essa técnica. Inicialmente a rede possui 5 barras, mas apenas duas delas possuem carga, as barras 3 e 5. Assim os ramos 1-2 e 2-3 podem ser unidos assim como os ramos 3-4 e 4-5, somando as impedâncias das linhas. Isso pode ser feito uma vez que as susceptâncias *shunt* das linhas de distribuição podem ser desprezadas. Como resultado, teríamos um sistema de três barras apenas.

Figura 2.14 | Redução de um sistema



Fonte: elaborada pelo autor.

Os métodos de fluxo de carga por varredura utilizando soma das correntes e soma das potências são os mais tradicionais para os sistemas de distribuição, no entanto, outros métodos podem ser encontrados na literatura. A escolha do método apropriado depende especificamente da aplicação e do tipo de rede a ser analisada.

Estamos retomando a situação em que precisamos descrever como resolver o algoritmo de fluxo de carga pelo método de varredura em uma rede de 13 barras como apresentado na Figura 2.8. O processo completo para realizar este cálculo é conforme a seguir (KERSTING, 2001):

1. Assuma as tensões trifásicas nominais nas barras terminais (6, 8, 9, 11 e 13);
2. Começando da barra 13, calcule a corrente na barra (utilizando a potência complexa da carga total e os capacitores se presentes);
3. Com a corrente calculada, aplique a lei das tensões de Kirchhoff para calcular as tensões nas barras 12 e 10;
4. A barra 10 consiste em um nó de junção, uma vez que existem ramos laterais em duas direções. Assim, deve-se calcular a corrente a partir da potência complexa na barra 11 e posteriormente calcular a tensão na barra 10 e considerar esta como valor de referência;
5. Use o valor de referência da tensão na barra 10, calcule a corrente na barra 10 a partir da potência complexa nessa barra;
6. Aplique a lei de Kirchhoff para as correntes para determinar a corrente fluindo da barra 4 para a barra 10;
7. Calcule a tensão na barra 4, esta barra é uma barra de junção, assim, uma barra terminal (6, 8 ou 9) deve ser escolhida para reiniciar o cálculo da corrente que flui por outros ramos que partem desta barra;
8. Selecione a barra 6, por exemplo, e calcule a corrente nesta barra utilizando a potência complexa nela. Siga calculando a tensão na barra 5, que é outra barra de junção;
9. Vá até a barra 8 e calcule a injeção de corrente nesta barra a partir da potência complexa. Calcule a corrente no ramo e a tensão na barra 7;
10. Calcule a injeção de corrente na barra 9 e em seguida a tensão na barra de junção 7;
11. Utilizando esta tensão calculada, calcule a injeção de corrente na barra 7, aplique a lei de Kirchhoff das correntes (LKC) na barra 7 para calcular a corrente fluindo no segmento da barra 5 para 7;
12. Calcule novamente a tensão na barra 5, em seguida calcule a injeção de corrente na barra 5 e aplique a LKC para determinar o fluxo de corrente da barra 4 para 5;

13. Calcule a tensão na barra 4 e em seguida a injeção de corrente nesta barra. Aplique a LKC para calcular a corrente da barra 3 à 4;
14. Calcule a tensão na barra 3, realize o procedimento semelhante ao passo 13 para obter a corrente no ramo entre as barras 2 e 3;
15. Calcule a tensão na barra 2, realize o procedimento semelhante ao passo 14 para obter a corrente no ramo entre as barras 1 e 2 e calcule a tensão na barra 1;
16. Neste ponto termina-se a primeira varredura das barras terminais em direção à barra de referência. A tensão calculada na barra 1 deve ser comparada com o valor de referência e se estiver dentro da tolerância pare o processo.
17. Caso a tensão não esteja dentro da tolerância, assume-se o valor de referência na barra 1 e se inicia o processo de cálculo das tensões nodais desde a barra de referência em direção às barras terminais, utilizando a Equação 2.6, até que todas as tensões nas barras terminais sejam novamente calculadas, terminando a primeira iteração;
18. Inicie novamente a partir do passo 1, mas utilizando as tensões das barras terminais calculados no passo anterior, siga novamente até o passo 16 para checar a tolerância. Se o critério de tolerância for atingido pare, caso contrário siga novamente para o passo 17 e 18.

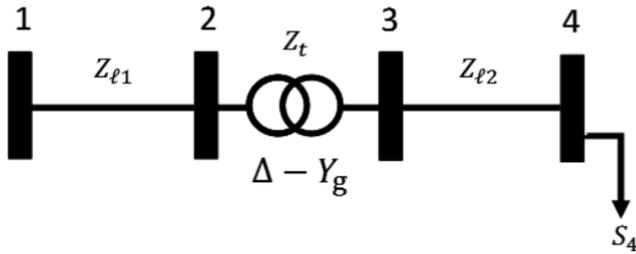
Avançando na prática

Descrição das equações do fluxo de carga

Descrição da situação-problema

Para implementar a análise de uma rede de distribuição, mas especificamente para o cálculo do fluxo de carga, deve-se equacionar o problema para cada um dos elementos do sistema. Imagine que você está desenvolvendo a parte do software que realiza esse equacionamento e para testar o seu algoritmo você recebeu uma rede radial de 4 barras, como mostra a Figura 2.15. As linhas de distribuição e cargas são trifásicas, assim como o transformador que conecta as barras 2 e 3 deste sistema. A impedância apresentada para o transformador se refere ao lado do secundário (conectado em estrela aterrado)

Figura 2.15 | Sistema radial de 4 barras



Fonte: elaborada pelo autor.

Você deve inicialmente descrever as equações para cada elemento de forma a verificar posteriormente se o seu programa foi capaz de equacionar corretamente o sistema. Como você realizaria esta tarefa?

Resolução da situação-problema

Uma vez que as linhas, o transformador e a carga é trifásica, podemos fazer o modelamento trifásico da rede. Inicialmente teremos três matrizes de parâmetros, que se tratam das matrizes de impedância de cada um dos elementos, ou seja, $Z_{\ell 1}$, $Z_{\ell 2}$ e Z_t são matrizes trifásicas (de dimensões 3×3). As equações de elementos série são conforme segue, das Equações 2.4, 2.5 e 2.6:

$$\check{V}_k^{abc} = [a] \check{V}_m^{abc} + [b] \check{I}_{km}^{abc} \quad (2.4)$$

$$\check{I}_{km}^{abc} = [c] \check{V}_m^{abc} + [d] \check{I}_{km}^{abc} \quad (2.5)$$

$$\check{V}_m^{abc} = [A] \check{V}_k^{abc} + [B] \check{I}_{mk}^{abc} \quad (2.6)$$

As matrizes de corrente e tensão podem ser consideradas as correntes de linha e as tensões fase neutro, respectivamente. Assim, nossa tarefa é descrever essas equações para cada um dos elementos que ligam uma barra qualquer do sistema, k , a outra barra, m . Assim teremos três conjuntos de equações: um para cada uma das linhas e um para o transformador. Assim, para os elementos série teremos:

- Linha 1:

$$\check{V}_1^{abc} = [a_{12}] \check{V}_2^{abc} + [b_{12}] \check{I}_{12}^{abc}$$

$$\check{I}_{12}^{abc} = [c_{12}] \check{V}_2^{abc} + [d_{12}] \check{I}_{12}^{abc}$$

$$\check{V}_2^{abc} = [A_{12}] \check{V}_1^{abc} + [B_{12}] \check{I}_{21}^{abc}$$

Nas equações acima, temos que: $[a_{12}] = [A_{12}] = [d_{12}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$, $\check{I}_{21}^{abc} = -\check{I}_{12}^{abc}$,

$[b_{12}] = [B_{12}] = Z_{\ell 1}$ e $[c_{12}] = 0$. Sendo as matrizes \check{V}_1^{abc} , \check{V}_2^{abc} e \check{I}_{12}^{abc} matrizes de dimensão (3×1) .

- Linha 2:

Teremos analogamente à Linha 1:

$$\check{V}_3^{abc} = [a_{34}] \check{V}_4^{abc} + [b_{34}] \check{I}_{34}^{abc}$$

$$\check{I}_{34}^{abc} = [c_{34}] \check{V}_4^{abc} + [d_{34}] \check{I}_{34}^{abc}$$

$$\check{V}_4^{abc} = [A_{34}] \check{V}_3^{abc} - [B_{34}] \check{I}_{34}^{abc}$$

Nas equações acima, temos que: $[a_{34}] = [A_{34}] = [d_{34}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$,

$[b_{34}] = [B_{34}] = Z_{\ell 2}$ e $[c_{34}] = 0$. Sendo as matrizes \check{V}_3^{abc} , \check{V}_4^{abc} e \check{I}_{34}^{abc} matrizes de dimensão (3×1) .

- Transformador:

É importante verificar que o transformador tem conexão triângulo-estrela, e sendo assim as matrizes devem considerar a defasagem angular. Analisando a estrutura do transformador, é possível verificar que temos a seguinte relação da tensão do primário em relação ao secundário, onde N_t é uma matriz que considera não somente a relação de transformação, mas também a defasagem angular:

$$\check{V}_3^{abc} = N_t \check{V}_2^{abc} - Z_t \check{I}_{23}^{abc}$$

Uma análise similar à feita na seção anterior nos mostrará que:

$$N_t = \frac{V_{ns}}{V_{np}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}, \text{ sendo } V_{ns} \text{ a tensão nominal do secundário e } V_{np} \text{ a}$$

tensão nominal do secundário. Manipulando a equação também obteremos:

$$N_t \check{V}_2^{abc} = \check{V}_3^{abc} + Z_t \check{I}_{23}^{abc} \rightarrow \check{V}_2^{abc} = N_t^{-1} (\check{V}_3^{abc} + Z_t \check{I}_{23}^{abc}) \rightarrow \check{V}_2^{abc} = N_t^{-1} \check{V}_3^{abc} + N_t^{-1} Z_t \check{I}_{23}^{abc}$$

As equações então ficam:

$$\check{V}_2^{abc} = [a_{23}] \check{V}_3^{abc} + [b_{23}] \check{I}_{23}^{abc}$$

$$\check{I}_{23}^{abc} = [c_{23}] \check{V}_3^{abc} + [d_{23}] \check{I}_{23}^{abc}$$

$$\check{V}_3^{abc} = [A_{23}] \check{V}_2^{abc} - [B_{23}] \check{I}_{23}^{abc}$$

Nas equações acima, temos:

$$\begin{bmatrix} a_{23} \end{bmatrix} = N_t^{-1}, \quad \begin{bmatrix} b_{23} \end{bmatrix} = N_t^{-1} Z_t, \quad \begin{bmatrix} c_{23} \end{bmatrix} = 0, \quad \begin{bmatrix} d_{23} \end{bmatrix} = I \text{ (identidade)}, \quad \begin{bmatrix} A_{23} \end{bmatrix} = N_t \quad \text{e} \\ \begin{bmatrix} B_{23} \end{bmatrix} = Z_t$$

Sendo as matrizes \check{V}_2^{abc} , e \check{I}_{23}^{abc} matrizes de dimensão (3×1) .

Falta ainda definir um conjunto de equações para a carga conectada à barra 4, convertendo-a em corrente. Este conjunto pode ser definido utilizando o valor da impedância trifásica em cada uma das fases, conforme a seguir:

$$\check{I}_4^{abc} = \left[\begin{pmatrix} S_4^a \\ \check{V}_4^a \end{pmatrix}^* \quad \begin{pmatrix} S_4^b \\ \check{V}_4^b \end{pmatrix}^* \quad \begin{pmatrix} S_4^c \\ \check{V}_4^c \end{pmatrix}^* \right]^T = \check{I}_{34}^{abc}$$

Desta forma, todo o equacionamento necessário para realizar os cálculos pode ser modelado em um software de programação, de forma a definir um processo iterativo. Assim, a sua tarefa está concluída com êxito.

Faça valer a pena

1. Os modelos dos parâmetros utilizados em sistemas de distribuição devem ser de acordo com o número de fases que o sistema apresentado é mostrado na Figura 2.8. Por exemplo, os parâmetros séries podem ser modelados por matrizes de impedância trifásicas sendo essas matrizes de dimensão 3×3 quando as três fases são representadas. Esta representação garante a representação correta das assimetrias do sistema.

Assinale a alternativa que apresenta apenas elementos série em sistemas de distribuição de energia.

- Linhas de distribuição, transformadores e bancos de capacitores.
- Linhas de distribuição, transformadores e reguladores de tensão.
- Bancos de capacitores, transformadores e reguladores de tensão.
- Bancos de capacitores, cargas e reguladores de tensão.
- Bancos de capacitores, transformadores e cargas.

2. O passo inicial para realizar o cálculo do fluxo de carga em uma rede de distribuição utilizando o método de varredura consiste em tomar uma das barras terminais da rede e calcular a corrente equivalente injetada nesta barra, utilizando a potência complexa e a tensão nominal da barra. Suponha que uma determinada barra tenha o seguinte valor em pu da potência complexa para a fase a:

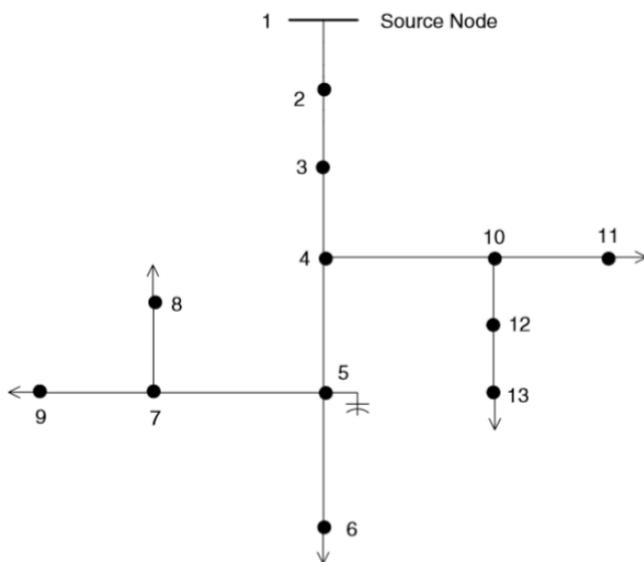
$$S_k^a = 0,3 + j0,4 \text{ pu}$$

Assinale a alternativa em que se encontra o fasor da corrente calculada na barra na primeira iteração.

- a) $0,5 \angle -45^\circ$ pu
- b) $0,3 \angle -45^\circ$ pu
- c) $0,4 \angle -45^\circ$ pu
- d) $0,5 \angle 45^\circ$ pu
- e) $0,5 \angle 90^\circ$ pu

3. Um sistema típico de distribuição radial com ramificações laterais é o mostrado na Figura 2.8 e mostrado a seguir. Considere que para este sistema não existem cargas conectadas nas barras 2, 3, 7 e 12. Desta forma é possível fazer uma redução suprimindo as barras sem carga e conectando as linhas adjacentes a elas.

Figura 2.8 | Rede de 13 barras



Fonte: Kersting (2001, p. 274).

Considerando o exposto, quantas redes teria a barra do sistema reduzido?

- a) 9
- b) 10
- c) 11
- d) 12
- e) 13

Análises em redes de distribuição de energia elétrica

Diálogo aberto

Caro aluno, seja bem-vindo à seção final da unidade sobre fluxo de carga em sistemas de distribuição de energia. Na primeira parte desta unidade falamos sobre os sistemas de distribuição, suas características e diferenças com relação aos sistemas de transmissão. Posteriormente abordamos alguns métodos para realizar o fluxo de carga em sistemas de distribuição, utilizando a varredura direta e indireta da rede. Nesta seção falaremos de uma poderosa ferramenta para simulação de sistemas de distribuição: o OpenDSS.

Para contextualizar nosso estudo imagine a seguinte situação: você trabalha em um centro de operação de uma concessionária de distribuição de energia e integra uma equipe responsável por realizar o planejamento da distribuição empregando as simulações de fluxo de carga nas redes de distribuição. Sua equipe recebeu de uma concessionária um arquivo do software OpenDSS contendo todos os parâmetros de entrada da rede que deve ser analisada. É necessário agora realizar os seguintes estudos:

- Aumentar o patamar de carga em 120% 150% e 170% para realizar as simulações.
- Analisar as tensões e os fluxos de potência em cada um dos elementos e nos patamares de carga mencionados anteriormente.
- Fazer um estudo inserindo bancos de capacitores na rede para melhorar o perfil de tensão.

Como você é o único integrante da equipe que tem conhecimento do software OpenDSS você deve auxiliar a sua equipe indicando os comandos que devem ser usados, e como o script de entrada deve ser modificado para que estes estudos sejam feitos.

Como você realizaria esta tarefa? O que é necessário modificar no script dos dados de entrada para que estes estudos sejam realizados?

Para responder estas questões e desempenhar a tarefa que está sob sua responsabilidade você será apresentado aos conceitos básicos do OpenDSS nesta seção, aprenderá como modelar os principais componentes da rede e como realizar as simulações. Também irá aprender como extrair as informações da simulação, seja utilizando as funcionalidades do software ou mesmo alocando medidores e monitores ao longo da rede para esta finalidade. Para isso, será necessário o seu empenho e dedicação de forma que você assimile

os principais conceitos e possa consultar os manuais do software para realizar tarefas mais complexas.

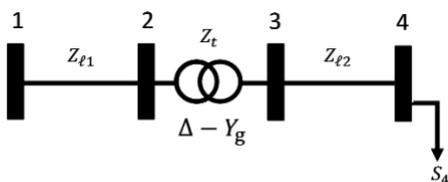
Mãos à obra e bons estudos!

Não pode faltar

O OpenDSS é um software de linguagem de script utilizada em simulações de sistemas de distribuição no domínio da frequência. Apesar de ser um programa limitado em termos gráficos, é um programa extremamente flexível em termos de modelagem de redes e interface com outros tipos de software (MATLAB, Python, VB). O programa permite criar modelos para suportar a análise de sistemas de distribuição prevendo as características específicas da rede, tais como o desbalanço das cargas, as assimetrias dos parâmetros, além de poder modelar as redes multifases (monofásica, bifásica e trifásica a três ou quatro condutores). Esta é uma poderosa ferramenta para análise de sistemas de distribuição, e com uma vantagem adicional: é um software de licença gratuita. Porém, apresenta muitas funcionalidades interessantes do ponto de vista de análise de sistemas elétricos de potência.

Para demonstrar alguns dos conceitos básicos, podemos tomar como exemplo o circuito da Figura 2.15 que já foi apresentada em estudos anteriores. Este circuito é formado por uma rede radial de 4 barras, e formada por duas linhas de distribuição e um transformador. A rede apresenta uma carga conectada à barra 4.

Figura 2.15 | Sistema radial de 4 barras



Fonte: elaborada pelo autor.

Em um programa de fluxo de carga convencional, normalmente são inicialmente especificadas as barras do sistema e, posteriormente, indicado qual equipamento está sendo conectado a cada uma das barras. Já o OpenDSS trabalha de uma forma diferente: inicialmente são declarados os componentes e nesta declaração as conexões com as barras que não foram declaradas a priori. O software faz a interpretação do nome das barras ao identificar o equipamento e, em se tratando de nomes iguais, o OpenDSS

entende que os equipamentos estão ligados na mesma barra. Assim, no script do OpenDSS seria especificado uma linha (ℓ_1) cujos terminais seriam as barras 1 e 2, um transformador cujas barras do primário e secundário estariam conectadas às barras 2 e 3, uma linha (ℓ_2) entre as barras 3 e 4 e uma carga conectada à barra 4. A interpretação do software se encarrega de processar a conexão da ℓ_1 com o transformador, do transformador com a ℓ_2 e desta com a carga.

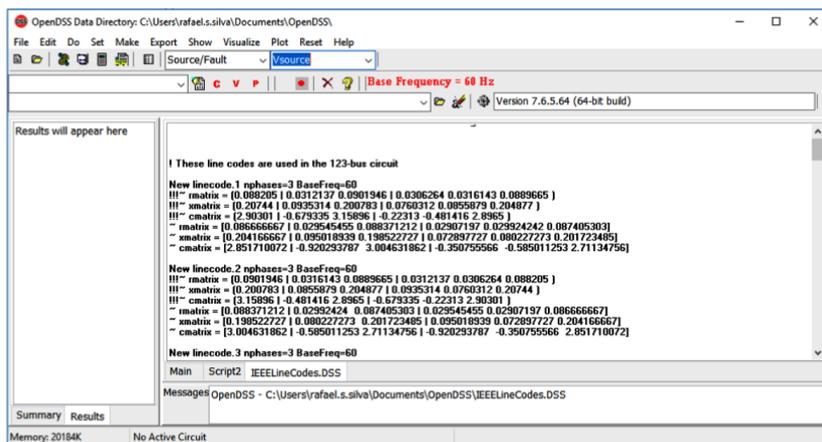
Os modelos dos componentes podem ser divididos basicamente em 3: o modelo de Barras (Bus), o modelo de elementos passivos da rede (PD – Power delivery elements), consistindo em elementos de dois ou mais terminais (linhas, transformadores, capacitores, indutores) e os elementos que consomem energia (PC – Power Consumers) sendo estes elementos de apenas um terminal (geradores, cargas, equivalentes, baterias, entre outros).

Nesta seção iremos aprender como modelar os principais elementos que compõem o sistema de distribuição que são:

- O equivalente da transmissão (Circuit)
- Os transformadores (Transformer)
- As linhas de distribuição (Line)
- As cargas (Load)
- Capacitores (Capacitor)

Inicialmente, ao abrir o OpenDSS nos depararemos com o seguinte ambiente conforme mostrado na Figura 2.16

Figura 2.16 | Tela do OpenDSS

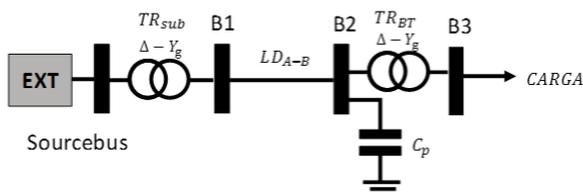


Fonte: captura de tela do OpenDSS.

Na tela inicial do OpenDSS temos basicamente 4 campos: a barra de ferramentas, em que os comandos para compilação e simulação são dados, assim como de onde podem ser extraídos os resultados, e a área na qual efetivamente o código do sistema a ser simulado será inserido, as janelas de mensagens e a área de resultados e resumo.

O arquivo de entrada é um script com os dados da rede e os parâmetros de simulação. Assim, para ilustrar como entrar com os dados da rede, iremos apresentar uma rede de distribuição simplificada com os principais elementos e seus parâmetros e juntos escreveremos este script para realizar um fluxo de carga estático. Vamos lá? Considere então a rede da Figura 2.17 formada por um transformador.

Figura 2.17 | Rede exemplo para construção do Script em OpenDSS



Fonte: elaborada pelo autor.

O Quadro 2.1 a seguir apresenta as características dos parâmetros desta rede para que possamos tomar como base ao escrever o script.

Quadro 2.1 | Informações da rede de distribuição

Subestação: 138kV			
Linha de distribuição () de 1,5 km			
Matrizes triangulares inferiores dos parâmetros série (em Ohms/km):			
R = [2.504093 0.3798523 2.605409 0.3676533 0.3996573 2.517093]			
X = [1.924003 0.35 1.937004 0.37 0.40 1.917007]			
Matriz triangular inferior da Capacitância shunt (em nF/km):			
C = [2.8 -0.6 2.9 -0.5 -0.7 2.7]			
TRsub	TRBT	Carga	Cp
138kV / 13.8kV 30MVA X% = 10%	13.8kV / 220 V 10MVA X% = 5%	Potência constante $S_a = 2000 + j640$ $S_b = 1000 + j330$ $S_c = 1500 + j540$	Banco trifásico 5000 KVAr 13.8kV Conexão estrela

Fonte: elaborado pelo autor.

Ao iniciar a escrita do script da rede de distribuição, é necessário configurar a parte inicial desse script determinando a frequência na qual a rede opera, e determinando o local onde está o arquivo de entrada a ser simulado

(assim como o caminho em que serão salvos os arquivos gerados na simulação). Estes passos iniciais são realizados descrevendo os comandos *Set Default Base Frequency* e *Set Datapath* conforme mostra o Quadro 2.2. Note que os comentários podem ser inseridos utilizando “!!”.

Quadro 2.2 | Comandos iniciais de início de script

```
Set DefaultBaseFrequency=60 !! Define frequência de 60Hz  
Set Datapath=C:\ODSS\          !! Define o caminho dos arquivos – coloque o seu próprio!  
clear
```

Fonte: elaborado pelo autor.

Na sequência, devemos iniciar o circuito a ser simulado, no qual colocaremos as informações principais da rede externa ao sistema de distribuição (EXT na Figura 2.17). Isso será feito utilizando o comando *New Circuit*, que define o equivalente de Thevenin externo à rede, que é basicamente formado por uma fonte trifásica equilibrada em série com uma impedância trifásica também equilibrada. Neste comando também é necessário especificar qual a referência de tensão em kV (*basekV*) e em pu para a barra de referência, que comumente ajustamos como 1,0 pu mas pode variar conforme a necessidade da simulação. Além disso também ajustamos o ângulo de referência, a frequência e o número de fases do circuito, conforme mostrado no Quadro 2.3. Note também que precisamos dar um nome ao circuito, que neste caso chamamos de “Exemplo”. Para dar o nome, devemos acrescentar um ponto ao comando e escrever o nome, no formato *New Circuit.[nome da rede]*.

Quadro 2.3 | Comando New Circuit

```
!! Equivalente da subestação  
new circuit.Exemplo basekV=138 pu=1.0 angle=0 frequency=60 phases=3
```

Fonte: elaborado pelo autor.

Uma vez que essas configurações iniciais tenham sido feitas, podemos partir para descrever os elementos do circuito. Temos dois transformadores, uma linha de distribuição, uma carga e um capacitor conectados à rede. Logo, iremos então conhecer os comandos para cada um desses elementos. Conforme vimos no comando `Circuit`, o padrão para os comandos de definição de elementos no `OpenDss` segue o seguinte padrão:

New <elemento>.<nome do elemento> <parâmetros>

Tomando como exemplo o comando do Quadro 2.3, temos <elemento>=`Circuit`, <nome do elemento>=`Exemplo` e <parâmetros> = `basekv=138 pu=1.0 angle=0 frequency=60 phases=3`. Para cada um dos comandos necessários faremos então uma breve explicação.

New Line.<nome>



Assimile

Com este comando inserimos novas linhas no circuito. Os principais parâmetros que devem ser passados ao `OpenDSS` para que a linha seja reconhecida são as barras de entrada e saída (`bus1` e `bus2`), o comprimento (`length`) e a unidade de medida do comprimento da linha, que usualmente é o quilômetro (`unit = km`). Também é necessário passar os parâmetros das impedâncias da linha e isso pode ser feito de duas formas: diretamente ou utilizando o comando `Linecode`. O comando `Linecode` pode ser utilizado quando o sistema tem várias linhas que utilizam os mesmos parâmetros elétricos (ou seja, as mesmas impedâncias por quilômetro). Este comando veremos mais à frente.

É importante destacar que o `OpenDSS` utiliza o modelo pi das linhas, ou seja, além das resistências e reatâncias série devem ser informadas as capacitâncias *shunt* da linha. Se as capacitâncias não forem informadas, o `OpenDSS` utiliza um valor padrão típico para linhas de distribuição. Assim, se queremos simular a rede considerando as capacitâncias nulas, devemos informar isso ao programa.

Para informar as impedâncias da linha diretamente, duas formas podem ser utilizadas. A primeira delas é para o caso de linhas equilibradas. Neste caso utilizam-se os valores de sequência positiva (`R1`, `X1` e `C1`) e zero (`R0`, `X0` e `C0`), sendo as resistências e reatâncias em Ohms/km e as capacitâncias em nF/km, conforme mostra o Quadro 2.4.

Quadro 2.4 | Comando New Line com parâmetros equilibrados

```
!! Comando new line
new Line.<nome> bus1=<nome barra 1> bus2=<nome barra 2> length =<comprimento em km> unit=km
R1=<valor R1> X1=<valor X1> C1=<valor C1> R0=<valor R0> X0=<valor X0> C0=<valor C0>
```

Fonte: elaborado pelo autor.

Existe uma segunda forma que pode ser utilizada tanto para passar parâmetros equilibrados quanto parâmetros desequilibrados no comando Line. Para isso é preciso especificar a matriz triangular inferior de cada uma das matrizes de impedância série e capacitâncias *shunt* (também dadas em Ohms/km e nF/km. No Quadro 2.5 é apresentado um exemplo para uma rede trifásica a três fios.

Quadro 2.5 | Comando New Line com parâmetros equilibrados ou desequilibrados

```
!! Comando Line com matrizes triangulares
new Line.<nome> bus1=<nome barra 1> bus2=<nome barra 2> length =<comprimento em km> unit=km
rmatrix = [R11 | R21 R22| R31 R32 R33]
xmatrix = [X11 | X21 X22| X31 X32 X33]
cmatrix = [C11 | C21 C22| C31 C32 C33]
```

Fonte: elaborado pelo autor.

New Linecode.<nome>

O commando Linecode é utilizado para estabelecer um padrão elétrico que possa ser utilizado por mais de uma das linhas do sistema de distribuição, ou seja, uma mesma impedância e capacitância por quilômetro. Assim, as linhas utilizadas na rede podem utilizar este Linecode simplificando a descrição das linhas. Este comando é importante quando a rede é muito grande com muitas linhas.

Quadro 2.6 | Comando New Line utilizando Linecode com parâmetros equilibrados ou desequilibrados – linha trifásica a 3 fios

```
!! Linecode para linhas
new Linecode.<nome LC> nphases=3 basefreq=60 units=km
rmatrix = [R11 | R21 R22| R31 R32 R33]
xmatrix = [X11 | X21 X22| X31 X32 X33]
cmatrix = [C11 | C21 C22| C31 C32 C33]
!! Declaração das linhas
new Line.<LD1> phases=3 bus1=<nome b1> bus2=<nome b2> length =<comprimento 1> unit=km
linecode=<nome LC>
new Line.<LD2> phases=3 bus1=<nome b1> bus2=<nome b2> length =<comprimento 2> unit=km
linecode=<nome LC>
new Line.<LD3> phases=3 bus1=<nome b1> bus2=<nome b2> length =<comprimento 3> unit=km
linecode=<nome LC>
```

Fonte: elaborado pelo autor.



Refleta

Os quadros 2.4, 2.5 e 2.6 apresentam modelos de linhas de distribuição trifásicas a 3 fios. Reflita como ficariam os parâmetros passados para

o OpenDSS ao passar linhas monofásicas, bifásicas e trifásicas a 4 fios. Seria necessária alguma mudança nas matrizes?

New Transformer.<nome>

Este comando é utilizado para incluir transformadores na rede. O padrão do comando é similar ao Line, no entanto os parâmetros que devem ser informados ao OpenDSS são outros. Existe uma grande quantidade de parâmetros que podem ser passados sobre o transformador e esses parâmetros dependerão do tipo de conexão dos enrolamentos (estrela ou triângulo) número de enrolamentos, se é monofásico, bifásico ou trifásico, etc. O Quadro 2.7 apresenta a configuração de um transformador conectado em delta no primário e estrela aterrada no secundário com algumas configurações básicas necessárias. Para mais informações é sempre recomendado utilizar o comando help que exhibe a ajuda do OpenDSS no qual os parâmetros podem ser consultados, assim como o manual do programa.

Quadro 2.7 | Comando New Transformer

```
!!! Transformador da Subestação  
new transformer.Sub phases=3 windings=2 buses=(sourcebus, A) conns=(delta, wye) kvs=(138, 13.8)  
kvas=(30000, 30000)  
%loadloss=0 xhl=12.5
```

Fonte: elaborado pelo autor.

New Capacitor.<nome>

Como sabemos, os bancos de capacitores trifásicos são capacitores conectados em estrela ou delta de forma que forneçam potência reativa ao sistema. No OpenDSS os bancos de capacitores trifásicos podem ser inseridos em uma determinada barra com a conexão desejada, como também é possível adicionar capacitores individuais para cada fase. O comando mostrado no Quadro 2.8 mostra como inserir um banco de capacitor trifásico em determinada barra. Precisamos atentar que o capacitor não é uma carga, mas ele pode ser conectado tanto em série quanto em paralelo com a barra. Precisamos fornecer a barra na qual o capacitor está conectado

Quadro 2.8 | Comando New Capacitor

```
new Capacitor.<nome> bus1=<barra> phases=3 kV=<tensão nominal> kvar=<pot reativa injetada>
```

Fonte: elaborado pelo autor.

New Load.<nome>

Para configurar a carga conectada a uma barra temos que inicialmente saber como esta carga está modelada. Já vimos que as cargas podem apresentar

modelos de potência constante, impedância constante, corrente constante ou mesmo modelos que fazem uma mistura entre estes três tipos: os chamados modelos ZIP. É possível modelar estes tipos de carga no OpenDSS, no entanto é mais comum modelar as cargas como do tipo potência constante.

Ao modelar as cargas como do tipo potência constante é possível fornecer as informações de duas formas diferentes. A primeira é através do fornecimento da potência ativa e reativa, como mostra o comando no Quadro 2.9 (kWe kvar), para uma carga equilibrada ou desequilibrada. Entretanto é também possível passar o valor da potência aparente e o fator de potência da carga, indicando se ele é indutivo ou capacitivo.

Quadro 2.9 | Comando New Load

```
!! Carga equiçibrada trifásica
new load.<nome> bus1=<nome da barra> phases=3 kV=<tensão nominal da barra> kW=<potencia
ativa> kvar=<potencia reativa> model=1 conn=<delta ou wye>

!! Carga desequilibrada trifásica
new load.<nomeA> bus1=<nome da barra>.1 phases=1 kV=<tensão nominal de fase> kW=<potencia ativa
fase a > kvar=<potencia reativa fase a> model=1 conn= wye
new load.<nomeB> bus1=<nome da barra>.2 phases=1 kV=<tensão nominal de fase > kW=<potencia ativa
fase b> kvar=<potencia reativa fase b> model=1 conn= wye
new load.<nomeC> bus1=<nome da barra>.3 phases=1 kV=<tensão nominal de fase > kW=<potencia ativa
fase c > kvar=<potencia reativa fase c> model=1 conn= wye
```

Fonte: elaborado pelo autor.



Atenção

Para todos esses scripts de configuração dos elementos de rede, os exemplos apresentados não são únicos. Cabe a você quando for modelar a rede no OpenDSS consultar o manual de comandos do software para saber qual o melhor comando se aplica e quais os parâmetros devem ser passados na sua simulação.

Uma vez inserido os elementos e cada um de seus parâmetros devemos finalizar o script o que significa configurar os parâmetros de simulação e, finalmente, usar o comando solve para rodar o fluxo de carga. Para configurar os parâmetros de simulação, devemos ajustar as tensões de base do sistema usando os comandos “set voltagebases” e “calcVoltageBases”. Precisamos definir se a simulação será estática (static) ou dinâmica (dynamic). O tipo mais simples é a estática, no entanto podem ser descritos perfis de carga externos com a finalidade de realizar uma simulação dinâmica. Além disso, pode-se definir o modo de simulação, ou seja, como será feito o cálculo podendo ser “snapshot” no caso de simulações estáticas ou “” no caso de simulações dinâmicas.



Exemplificando

Tomando por base o circuito apresentado na Figura 2.17 e com os dados e parâmetros apresentados no Quadro 2.1, apresente o script para rodar um fluxo de carga estático da rede

Resolução:

Com base nos comandos apresentados, o script desta rede pode ser conforme apresentado no Quadro 2.10. Para rodar o fluxo de carga, basta salvar o script na pasta indicada, selecioná-lo e clicar CTRL+D.

Quadro 2.10 | Script para simulação do circuito da Figura 2.17, utilizando os parâmetros do Quadro 2.1.

```
Set DefaultBaseFrequency=60
Set Datapath=C:\ODSS\
clear

!! Equivalente da subestação
new circuit.example baseV=138 pu=1.0 angle=0 frequency=60 phases=3

!! Transformador da Subestação
new transformer.Sub phases=3 windings=2 buses=(sourcebus, B1)
conns=(delta, wye) kvs=(138, 13.8) kvas=(30000, 30000) %loadloss=0 xhl=10

!! Transformador abaixador
new transformer.TLV phases=3 windings=2 buses=(B2, B3) conns=(delta,
wye) kvs=(13.8, 0.22) kvas=(10000, 10000) %loadloss=0 xhl=5

!! Linha
new linecode.ABC nphases=3 units=km
rmatrix=[2.504093 |0.3798523 2.605409 |0.3676533 0.3996573 2.517093 ]
xmatrix=[1.924003 |0.35 1.937004 | 0.37 0.40 1.917007 ]
cmatrix=[2.8 |-0.6 2.9 |-0.5 -0.7 2.7 ]

new line.lineA-B bus1=B1 bus2=B2 length=2 phases=3 units=km line-
code=ABC
!! Carga
new load.CARGAa bus1=B3.1 phases=1 kV=0.127 kW=2000 kvar=640 mod-
el=1 conn=wye
new load.CARGAb bus1=B3.2 phases=1 kV=0.127 kW=1000 kvar=330 model=1
conn=wye
new load.CARGAc bus1=B3.3 phases=1 kV=0.127 kW=1500 kvar=540 mod-
el=1 conn=wye
!! Capacitor
new Capacitor.Cp bus1=B2 phases=3 kV=13.8 kvar=5000

set voltagebases=[138 13.8 0.22]
calcVoltageBases

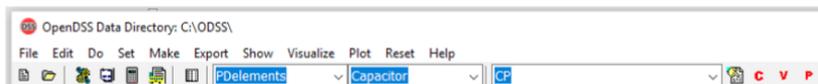
set controlmode=static
set mode=snapshot

solve
```

Ao final da simulação aparecerá na parte inferior da tela a informação “Circuit Status = SOLVED”, e mais à direita o número de iterações.

Uma vez que a simulação foi realizada, os resultados são armazenados e podem ser acessados por meio de comandos na barra de ferramentas. Aqui veremos como extrair alguns resultados. Por exemplo, os resultados de tensão nas barras, fluxos de correntes e fluxos de potência podem ser extraídos para cada componente, selecionando-os adequadamente na barra de ferramentas nos ícones mostrados na Figura 2.18

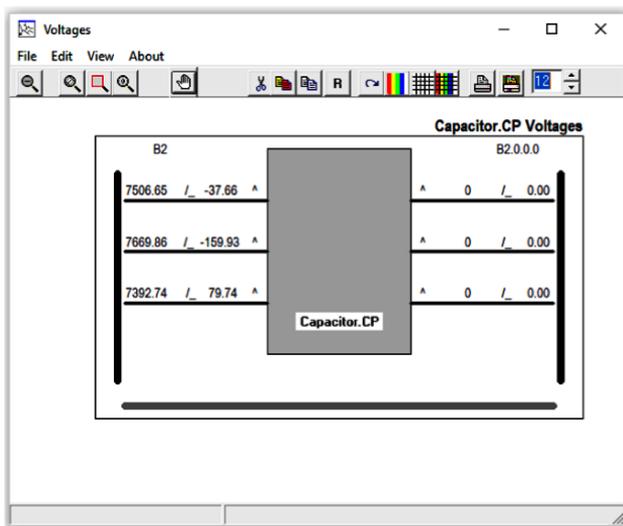
Figura 2.18 | Extraindo resultados



Fonte: Captura de tela do open DSS.

Conforme mostrado na figura, as caixas de seleção 1, 2 e 3 permitem selecionar o elemento da rede especificando o seu tipo, dispositivo e nome, respectivamente. Os ícones ao lado denotados por C, V e P permitem obter as correntes tensões e fluxos nos elementos, respectivamente. Por exemplo, clicando no ícone V obtemos o seguinte gráfico para as tensões no capacitor:

Figura 2.19 | Tensões no capacitor – Open DSS



Fonte: Captura de tela do OpenDSS.



Saiba mais

Existem ainda muitos outros recursos que podem ser explorados no OpenDSS. Por exemplo, é possível inserir medidores e monitores ao longo da rede, e extrair estes resultados. Para saber mais sobre este e outros recursos, aconselhamos a obter o manual do software para consultas. Para isso basta acessar o site a seguir:

SOURCEFORGE. Disponível: <https://sourceforge.net/projects/electriccdss/files/>. Acesso em: 22 jan. 2019.

Sem medo de errar

Vamos agora retomar a situação em que você trabalha em um centro de operação de uma concessionária de distribuição de energia e integra uma equipe responsável por realizar o planejamento da distribuição. Entre as soluções para rodar o fluxo de carga nas redes de distribuição está o OpenDSS e você é o único integrante da equipe que tem conhecimento desse programa. Sua equipe recebeu de uma concessionária um arquivo de entrada da rede que deve ser analisada estando este com a extensão `.dss`, o que se trata então de um arquivo do OpenDSS. É necessário agora realizar os seguintes estudos:

- Aumentar o patamar de carga em 120%, 150% e 170% para realizar as simulações.
- Analisar as tensões e os fluxos de potência dos elementos da rede em cada um dos patamares de carga.
- Fazer um estudo inserindo bancos de capacitores na rede para melhorar o perfil de tensão.

Você deve auxiliar a sua equipe indicando os comandos que devem ser usados, e como o script de entrada deve ser modificado para que esses estudos sejam feitos.

Utilizando então os seus conhecimentos, para a primeira parte da sua tarefa você deve procurar todos os comandos que começam com “new load” e analisar a que barras essas cargas estão conectadas. Desta forma, para aumentar o patamar em 120%, 150% e 170% os valores indicados em “kW=” devem ser calculados prevendo esse aumento. É aconselhável que se criem três arquivos separados, um para cada aumento, para simulação independente. Um fator importante que deve ser considerado é se a carga apenas apresenta o valor de quilowatt, ou também apresenta o valor de kVAr da carga, ou mesmo se a carga está configurada como potência aparente (kVA) e fator

de potência (fp) fixos. Nestes casos, deve-se verificar se o fator de potência da carga permanece o mesmo independente do aumento da demanda. Em alguns casos, aumento de demanda pode ocorrer tanto da potência ativa quanto da reativa, e desta forma o fator de potência também é alterado. É essencial consultar a concessionária para obter esses dados.

Para analisar os valores, devemos selecionar os componentes e clicar em V e P para obter os valores de tensão nas barras e fluxos nos ramos. Alternativamente, pode-se exportar estes valores utilizando as abas *Show> Powers* e *Show> voltages* na parte superior da barra de ferramentas do OpenDSS. Existem também o comando “show” ou o comando “plot” que podem ser adicionados após o comando “solve” de forma a mostrar os resultados assim que a simulação for efetuada (consulte o manual).

Finalmente, para realizar um estudo inserindo bancos de capacitores, deve-se utilizar o comando `new Capacitor`. É importante, entretanto, ressaltar que esses comandos devem ser inseridos no corpo do script, mas anteriormente aos comandos de configuração dos parâmetros de simulação, assim como do comando “solve”.

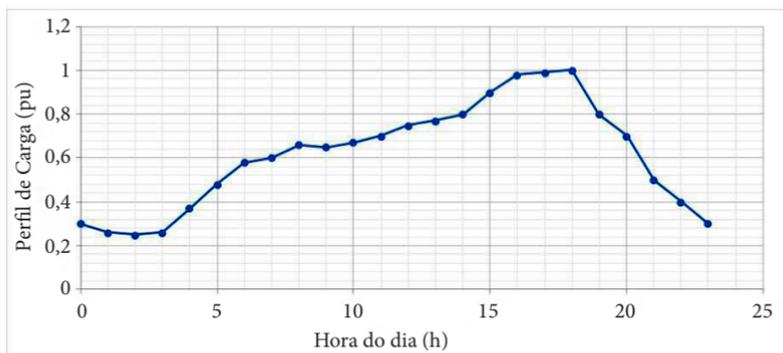
Com essas orientações, os estudos com a rede de distribuição poderão ser realizados e a sua tarefa estará cumprida com êxito!

Avançando na prática

Simulação dinâmica utilizando o OpenDSS

Descrição da situação-problema

Imagine que você está trabalhando na análise do sistema de distribuição mostrado na Figura 2.17. O valor de carga indicado no Quadro 2.1 corresponde à demanda máxima no período de um dia. Seu supervisor lhe solicita uma análise do perfil de tensão nesta carga durante um dia completo e para isso lhe forneceu os valores normalizados de carga para compor o perfil dinâmico conforme mostrado na figura.



Como você adaptaria o código para simular esse perfil de carga?

Resolução da situação-problema

Para poder simular o perfil desejado deve-se utilizar o comando “new Loadshape” e atrelar a carga a esse perfil. Isso pode ser feito conforme Quadro 2.11.

Quadro 2.11 | Utilização do parâmetro “new Loadshape”

```

!!Loadshape
new loadshape.DIA npts=24 interval=1
mult=(0.3 0.26 0.25 0.26 0.37 0.48 0.58 0.6 0.66 0.65 0.67 0.7 0.75 0.77 0.8 0.9 0.98 0.99 1 0.8 0.7 0.5 0.4 0.3)

!! Carga
new load.CARGAa bus1=B3.1 phases=1 kV=0.127 kW=2000 kvar=640 model=1 conn=wye daily=DIA
new load.CARGAb bus1=B3.2 phases=1 kV=0.127 kW=1000 kvar=330 model=1 conn=wye daily=DIA
new load.CARGAc bus1=B3.3 phases=1 kV=0.127 kW=1500 kvar=540 model=1 conn=wye daily=DIA

```

Fonte: elaborado pelo autor.

Também devem ser ajustados outros modos de simulação conforme Quadro 2.12.

Quadro 2.12 | Utilização do parâmetro “new Loadshape”

```

set controlmode=dynamic
set mode=daily
set stepsize =1
set number = 24

solve

```

Fonte: elaborado pelo autor.

Desta forma, os valores da carga serão multiplicados pelos fatores e a simulação será realizada para cada um dos intervalos.

1. O OpenDSS é um software de linguagem de script utilizada em simulações de sistemas de distribuição no domínio da frequência. Os modelos dos componentes que podem ser modelados se dividem basicamente em 3: o modelo de Barras (Bus), o modelo de elementos passivos da rede (PD – Power delivery elements) e os elementos que consomem energia (PC – Power Consumers).

Assinale a alternativa que apresenta apenas elementos PD.

- a) Linhas, transformadores, cargas, indutores
- b) Linhas, cargas, capacitores, indutores
- c) Linhas, cargas, capacitores, geradores
- d) Cargas, transformadores, geradores, indutores
- e) Linhas, transformadores, capacitores, indutores

2. No OpenDSS os elementos do circuito são determinados utilizando scripts que são interpretados pelo programa. Assim, diferentemente dos programas de fluxo de carga convencionais, os elementos são declarados inicialmente, em vez das barras do sistema. Considere o seguinte comando para declarar um elemento de um sistema de distribuição:
`new transformer.TR phases=3 windings=2 buses=(1, 2) conns=(wye, wye)
kvs=(13.8, 0.22) kvas=(15000, 15000) %loadloss=0 xhl=7`

Com relação a esse elemento assinale a alternativa correta.

- a) Trata-se de um transformador elevador, conectado em delta-estrela.
- b) Trata-se de um transformador elevador, conectado em estrela-estrela.
- c) Trata-se de um transformador abaixador, conectado em delta-estrela.
- d) Trata-se de um transformador abaixador, conectado em estrela-estrela.
- e) Trata-se de um transformador abaixador, conectado em delta-delta.

3. Na ferramenta de fluxo de carga para sistemas de distribuição de energia denominada OpenDSS, uma vez inserido os elementos e cada um de seus parâmetros devemos finalizar o script de maneira tal que se possa configurar os parâmetros de simulação e, finalmente, usar o comando para rodar o fluxo de carga.

Assinale a alternativa que expressa corretamente a configuração dos parâmetros de simulação e o comando para rodar o fluxo de carga.

- a) `new circuit.RodarFluxo kv=138 ba- set mode=snapshot – solve.`
- b) `new Line.RodarFluxo R1=2.3 X1=5.7 kV=138 – solve.`
- c) `set controlmode=static - set mode=snapshot – solve.`
- d) `set controlmode=static - new circuit.RodarFluxo kv=138 – solve.`
- e) `set controlmode=static - new Line.RodarFluxo R1=2.3 X1=5.7 kV=138 – solve.`

Referências

- CESPEDES, R. G. **New method for the analysis of distribution networks**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 5, n. 1, January, 1990.
- GEDRA, R. L.; BARROS, B. F.; BORELLI, R. **Geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2014.
- KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. CRS Press, 2001.
- MOHAN, N. **Sistemas elétricos de Potência – um curso introdutório**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2016.
- MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. Campinas, SP: Editora Unicamp, 2011.
- PINTO, M. O. **Energia Elétrica – Geração, transmissão e sistemas**. 1. ed., Rio de Janeiro: LTC, 2018.

Unidade 3

Estabilidade em sistemas elétricos de potência

Convite ao estudo

Nosso mundo depende de energia elétrica. Desde a geração até o consumo, as linhas de transmissão são responsáveis por transportar a energia de que precisamos. No entanto, nos dias atuais, essas linhas estão chegando no limite da capacidade de transmissão. Esse fato se agrava ao considerarmos que também há uma crescente penetração de fontes de energia renovável conectadas na rede elétrica, com característica intermitente de geração. Além disso, existe o aumento de demanda e a alteração no padrão de consumo por causa das novas tecnologias que estão sendo utilizadas.

As distâncias para a transmissão de energia elétrica também têm se tornado mais longas, de forma que a interligação dessas linhas requer um intercâmbio de energia de forma controlada. Essa necessidade de intercâmbio de energia pode levar a instabilidades do sistema, desconectando partes da rede e gerando os chamados *blackouts* ou “apagões”. Para mitigar esses eventos, são necessários sistemas de análise de rede que possam ajudar os operadores a prevenir os eventos de instabilidade da rede. Para isso, os estudos de estabilidade do sistema de potência são de extrema importância.

Dessa forma, para contextualizar nosso estudo, vamos imaginar que você foi contratado por uma empresa do setor elétrico como desenvolvedor de sistemas para trabalhar no software que é o carro-chefe da empresa. Esse software faz a análise das redes de transmissão e distribuição e, para tanto, apresenta aplicações de análise que incluem as análises de estabilidade de rede. O software tem dois modos de operação: em tempo real, que utiliza essencialmente as informações fornecidas por um estimador de estado, e um modo de estudo, que corresponde a análises de cenários para auxiliar o operador tanto no planejamento quanto na operação em tempo real da rede. Você será responsável por desenvolver novas aplicações para o sistema, além de corrigir eventuais falhas de funcionamento do software e customizar alguns aspectos para o cliente.

Que tipo de conhecimento é necessário para trabalhar com esse tipo de software? Quais tecnologias são empregadas?

Nesta unidade, passaremos pelos principais conceitos de análise de estabilidade dos sistemas de energia elétrica. Na primeira seção, abordaremos

alguns aspectos históricos sobre a estabilidade nos sistemas de energia elétrica e também discutiremos os modos de operação do sistema e as classificações dos estudos de estabilidade. Na segunda seção, abordaremos a regulação de tensão em sistemas de energia, partindo do conceito de estabilidade de tensão em uma rede radial. Abordaremos também o colapso de tensão e a prevenção de instabilidade de tensão. Já na terceira seção, estudaremos o princípio de estabilidade transitória, a oscilação do ângulo do rotor, o critério de áreas e o conceito de ângulo crítico de eliminação da falta para a prevenção de instabilidade de ângulo.

Certamente as informações desta unidade serão um diferencial em sua formação profissional. Dedique-se e empenhe-se para realizar as atividades que lhe forem solicitadas, estudando com afinco todos os conceitos presentes no material. Bons estudos!

Conceitos básicos de estabilidade em sistemas de potência

Diálogo aberto

Assegurar a estabilidade dos sistemas de potência requer o uso de softwares inovadores capazes de fornecer as informações necessárias ao operador do sistema elétrico. Entre as principais finalidades da análise das informações do sistema elétrico está antecipar os riscos em tempo real, fornecer uma tecnologia de previsão de eventos, prover informações sobre a disponibilidade dos equipamentos de forma eficiente, entre outros tantos aspectos.

Nesse contexto, vamos retomar a situação em que você foi contratado como desenvolvedor de sistemas de uma empresa que atua no setor elétrico. Essa empresa fornece um software de análise de redes para diversos operadores. Você trabalhará no software que faz a análise das redes de transmissão e distribuição e, para tanto, apresenta aplicações de análise que incluem análises de estabilidade de rede. Devemos nos lembrar que o software tem dois modos de operação: em tempo real, com dados de entrada de um estimador de estado, e um modo de estudo, para análises de cenários que ajudam o operador tanto no planejamento quanto na operação em tempo real da rede.

A empresa está fechando um contrato com um grande grupo que possui subsidiárias atuando como operadores do sistema elétrico em diversos países. Em uma das reuniões com os engenheiros de aplicação, ficou decidido que você prepararia uma apresentação do software mostrando os principais estudos de estabilidade dos sistemas de potência que são suportados pelo software. Para isso, você deverá fazer uma apresentação explicando detalhadamente os tipos de estudos de estabilidade e como esses estudos são feitos no software.

Como você prepararia essa apresentação? Como o estudo da estabilidade dos sistemas de potência pode ser classificado?

No decorrer desta seção, você será apresentado ao histórico dos estudos de estabilidade de sistemas de potência, aprenderá a classificar os tipos de estudo de estabilidade e também entenderá as causas de instabilidade no sistema de potência. Essas informações serão importantes para que você possa realizar essa tarefa com êxito. Dessa forma, sua dedicação aos estudos será essencial nesse processo. Bons estudos!

À medida que os sistemas elétricos se desenvolveram ao longo do século, diferentes formas de instabilidade surgiram em diferentes períodos. Os métodos de análise e solução dos problemas de estabilidade foram influenciados pelo desenvolvimento computacional, pelo avanço da teoria de estabilidade e controle de sistemas de potência, cuja tecnologia também se desenvolveu. Para entendermos a importância dos estudos de estabilidade, é importante abordarmos inicialmente alguns aspectos históricos sobre o surgimento da instabilidade e os desenvolvimentos mencionados.

A estabilidade dos sistemas de potência começou a ser estudada ao longo da década de 1920 (KUNDUR, 1994). Os primeiros problemas estavam associados a geradores remotamente localizados alimentando cargas por uma longa distância por meio do uso de linhas de transmissão. Uma vez que os geradores possuíam excitatrizes de alta inércia e reguladores de tensão que não estavam continuamente atuando, a operação sempre deveria estar limitada ao ponto de equilíbrio em regime permanente e os transientes de rotor e ângulo passavam por instabilidade por causa de um torque de sincronização insuficiente.

Para analisar a estabilidade de sistemas de potência nesse cenário, foram desenvolvidas as primeiras técnicas gráficas, como o critério de áreas e o diagrama de capacidade das máquinas síncronas. Esses métodos foram aplicados de maneira satisfatória aos sistemas que podiam ser representados basicamente como um sistema de duas máquinas conectadas por meio de uma linha de transmissão.

Com o passar do tempo, a complexidade dos sistemas de transmissão aumentou, sendo mais economicamente viável fazer a interconexão dos sistemas. Com isso, ocorre o aumento da complexidade dos problemas de estabilidade em sistemas de potência, que já não mais poderiam ser tratados isoladamente como um sistema de duas máquinas, de forma que na década de 1930 os primeiros analisadores de rede começaram a ser desenvolvidos, contemplando ferramentas de fluxo de carga em sistemas com múltiplos geradores e cargas. A dinâmica do sistema, entretanto, ainda precisava de uma análise numérica por meio de solução das equações diferenciais do modelo. Nesse momento, geradores começaram a ser modelados como tensões fixas atrás de reatâncias transitórias, e as cargas modeladas como valores fixos de impedâncias.

Melhorias na estabilidade dos sistemas surgiram como um caminho para uma rápida eliminação de faltas e rápida ação dos sistemas de excitação.

A instabilidade aperiódica em regime permanente foi virtualmente eliminada por meio da implementação de reguladores de tensão de ação contínua. Com a dependência crescente dos controles, a ênfase nos estudos de estabilidade migrou das redes de transmissão para problemas no gerador e simulações mais detalhadas, com modelos mais detalhados de máquinas síncronas e sistemas de excitação (KUNDUR, 1994).

Nos anos 1950, os desenvolvimentos em computação analógica levaram à implementação dos modelos detalhados dos geradores com características dinâmicas bem implementadas, além de controles. Posteriormente, com a computação digital, os estudos utilizando sistemas maiores interconectados foram favorecidos. Ainda nos anos 1960, os sistemas dos Estados Unidos e do Canadá começaram a ser interligados como parte de dois grandes sistemas interconectados, um a leste e outro a oeste. Em 1967, pequenos links HVDC foram estabelecidos entre esses dois sistemas. Atualmente, o sistema elétrico da América do Norte se comporta como um grande sistema. Essa interconexão de sistemas de vários países tornou-se uma tendência nos anos seguintes (KUNDUR, 1994).

Porém, as interconexões, apesar de levarem a uma melhora em eficiência e economia dos sistemas de potência, também levam a mais preocupações no que tange à complexidade da instabilidade dos sistemas de potência e suas causas. Podemos citar como exemplo o blackout de 9 de novembro de 1965 no nordeste dos EUA, em que a atenção do público, das agências regulatórias e dos engenheiros de sistema de potência começaram a se voltar mais para esses problemas. A atenção até então era voltada para a análise da estabilidade em pequenas perturbações, permitindo o desenvolvimento de programas de simulação poderosos, capazes de modelar detalhadamente sistemas complexos. Muitas melhorias em termos de estabilidade foram conseguidas com o uso de sistemas de eliminação rápida de faltas, excitatrizes de resposta rápida, capacitores série e controles especiais aliados a esquemas de proteção (KUNDUR, 1994).

A atenção dada aos problemas de estabilidade em pequenas perturbações levou ao desenvolvimento de técnicas de análise específicas. O controle suplementar dos sistemas de excitação das máquinas síncronas, o uso de compensadores estáticos de reativos e conversores para transmissão em corrente contínua, utilizados de forma crescente, têm contribuído para resolver problemas de oscilação na rede. Além disso, existe um crescente interesse da indústria na utilização de dispositivos eletrônicos, como os controladores FACTS (do inglês Flexible AC Transmission Systems), para ajudar no controle de oscilações (KUNDUR, 1994).

Nos anos 1970 e 1980, problemas de estabilidade de frequência surgiram com mais intensidade, levando o foco das análises para as causas desse problema. Assim, com o desenvolvimento de programas de simulação dinâmica de sistemas, o foco foi direcionado às investigações de performance de plantas de geração de energia, com diretrizes bem estabelecidas para melhorar a resposta do sistema frente a perturbações de frequência. Assim, ferramentas dedicadas de análise foram implementadas, assim como critérios bem estabelecidos para procedimento de estudos (KUNDUR, 1994).

Os sistemas de potência têm sido operados sob constantes condições de estresse por causa do atual cenário da indústria de energia elétrica passa. A operação dos sistemas de potência tem sido modelada em ambiente de competição crescente, acesso aberto aos sistemas de transmissão e requisitos mais severos com relação às questões ambientais, de forma que no presente grandes mudanças vêm ocorrendo para garantir a operação segura desses sistemas. Essas preocupações aumentam à medida que acontecem novos eventos que causam consequências desastrosas. Podemos destacar, como exemplo, os *blackouts* de março de 1999 no Brasil e o *blackout* de agosto de 2003 no sistema EUA-CANADÁ. Ainda em 2003, houve outros eventos semelhantes na Suécia, Dinamarca e Itália. Esses eventos provam que o planejamento e a operação dos sistemas de energia elétrica atuais requerem uma cuidadosa consideração de todas as formas de instabilidade que possam ocorrer na rede (KUNDUR, 1994).

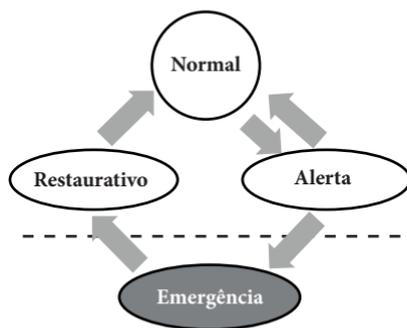
Avanços significativos têm sido feitos nos últimos anos, de forma a fornecer a engenheiros de operação as informações necessárias provenientes de estudos, assim como poderosas ferramentas e técnicas estão sendo utilizadas.

Quando falamos de tomada de decisão no controle de sistemas elétricos de potência, devemos saber categorizar os estados operativos desses sistemas. A operação requer um balanço entre os requisitos de segurança, economia e qualidade, enquanto se entrega a energia elétrica das fontes de geração para atender às demandas de carga no consumo (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007).

Devemos entender como a operação dos sistemas de transmissão ocorre, onde existem vantagens sob o aspecto econômico de se monitorar todos os pontos de entrada e saída dos fluxos de potência. Nessa operação, o sistema supervisorio de aquisição de dados, também conhecido como SCADA (do inglês *Supervisory Control And Data Acquisition*), monitora em tempo real e, com o avanço nas tecnologias computacionais, permite que as ações de controle e tomada de decisão sejam implementadas.

Podemos tomar por referência os estados operativos de um sistema elétrico de potência ilustrados na Figura 3.1.

Figura 3.1 | Estados de operação do sistema elétrico de potência



Fonte: elaborada pelo autor.

Em uma operação instantânea, o operador deve tomar as ações necessárias para que o sistema sempre volte para a operação normal. Esses quatro estados têm relação direta com algum evento ocorrido no sistema, de forma que ele saia de sua operação normal, que corresponde ao atendimento dos limites de geração e carga, fluxos de potência e níveis de tensão. Quando o sistema entra em modo de emergência, há um colapso resultante da operação em cascata dos equipamentos de proteção, retirando do sistema uma significativa quantidade de geração ou de linhas de transmissão, impedindo o atendimento dos requisitos.

O estado de alerta indica que algum evento ocorreu, mas que existe a possibilidade de tomada de ações para retornar o sistema ao estado normal de operação. Entretanto, alguns eventos podem passar muito rapidamente por esse estágio, não havendo tempo hábil para que a operação retorne ao estado normal, entrando, assim, em estado de emergência. A partir do estado de emergência, as ações restaurativas devem ser tomadas para que o sistema possa retornar à condição normal de operação.



Assimile

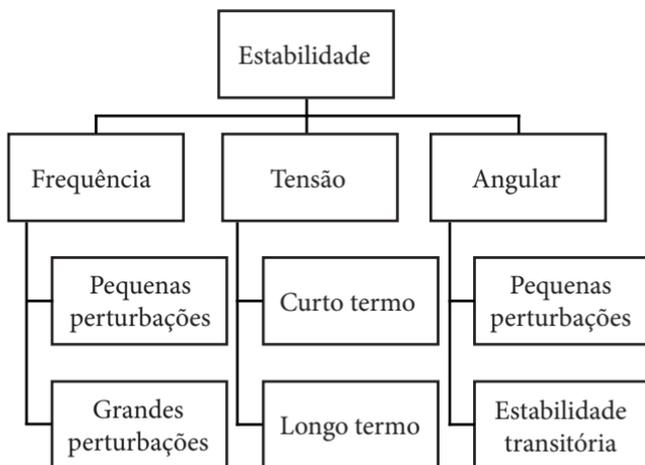
As funcionalidades de controle podem ser divididas em três grupos (NORTHCOTE-GREEN; WILSON, 2007):

- *Operação instantânea*: envolve a monitoração em tempo real das demandas de carga do sistema, despacho de geração, fluxos de carga e níveis de tensão nas barras. Os valores monitorados dessas variáveis são sempre comparados com os limites operativos e estabelecidos por regulamentos e normas, sendo que qualquer desvio de operação com relação a esses limites deve ter ações tomadas para que se retorne à operação normal do sistema. Nesse sentido, deve-se conhecer em quais ocasiões o sistema pode ter limites violados, entrando em estado de alerta ou emergência, de forma que as ações necessárias e apropriadas sejam devidamente tomadas.
- *Planejamento da operação*: compreende os planejamentos de curto e longo prazo. Quando nos referimos a períodos de curto prazo nos referimos a ações em umas poucas horas; quando nos referimos ao planejamento de longo prazo nos referimos a ações no período de alguns meses. Um dos fatores cruciais para esse tipo de planejamento está relacionado a previsões de carga. Nos sistemas de distribuição, a estimativa de previsão de carga, principalmente em cenários atuais de geração distribuída e recursos distribuídos, é algo desafiador, exigindo maior quantidade de monitoramento não somente nas subestações de distribuição, mas também ao longo do alimentador e nos pontos de consumo.
- *Reporte da operação*: reflete a necessidade de manter um banco com as informações da estatística de performance da operação do sistema, dados sobre distúrbios e faltas, níveis de carregamento, entre outros que são relevantes para as fases de planejamento e outras funções. Por exemplo, as análises realizadas com os dados referentes a um distúrbio passado podem ser de grande utilidade para prever novos distúrbios e, dessa forma, tomar as ações necessárias quando ocorrerem. Além disso, a comunicação dos índices de qualidade das concessionárias para os órgãos regulatórios é uma exigência legal que deve ser atendida.

Uma vez entendido o contexto do problema de estabilidade, precisamos classificar o estudo da estabilidade do sistema elétrico de potência. A estabilidade corresponde à capacidade que um sistema elétrico de potência tem de permanecer em equilíbrio frente às mudanças dinâmicas que ocorrem na demanda e na geração, além de eventos de perturbação mais severas. Esse estudo é dividido em três grandes áreas, cuja classificação tem por base o

fenômeno que caracteriza cada um dos tipos de instabilidade, assim como as fontes físicas que levam à ocorrência da instabilidade. O desenvolvimento de métodos de análise e algoritmos dedicados necessita dessa segmentação, de acordo com a magnitude do evento, todas as variáveis envolvidas, os métodos numéricos adequados, o período de tempo que a análise considera e as ações para a correção do problema, conforme mostrado na Figura 3.2 (KUNDUR, 1994).

Figura 3.2 | Classificação dos estudos de estabilidade de sistemas de potência



Fonte: elaborada pelo autor.

Quando falamos de estabilidade de ângulo, estamos nos referindo à estabilidade rotórica dos geradores síncronos existentes no sistema elétrico. Em outras palavras, trata-se da capacidade de uma máquina síncrona de permanecer conectada no sistema elétrico mesmo após um evento de falta, restaurando o equilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque mecânico para cada um dos geradores. Caso contrário, a instabilidade ocorre quando as oscilações para alguns geradores crescem desordenadamente, perdendo o sincronismo com os outros geradores. Já a estabilidade de tensão corresponde à manutenção das tensões nos barramentos após uma perturbação. Essa capacidade depende da manutenção ou do reestabelecimento de equilíbrio na demanda de carga e geração. A estabilidade de frequência refere-se à capacidade de manter a frequência na rede em equilíbrio após a ocorrência de uma falta e também depende do equilíbrio entre geração e carga, de modo que mesmo com oscilações o sistema recupere o equilíbrio de frequência após o evento.



Exemplificando

Para ilustrar melhor o comportamento da dinâmica de um sistema elétrico, vale considerar um exemplo de uma situação típica na qual ocorre a instabilidade da rede: quando a potência transmitida por um gerador aumenta, chega-se a um limite máximo a partir do qual o sistema perde o sincronismo. Assim, o sistema começa a apresentar oscilações entre a energia cinética armazenada no gerador e a energia transferida. Uma vez que a potência elétrica transmitida pelo gerador é proporcional ao seno da diferença angular da máquina, há uma relação não linear quando ocorrem grandes variações do ângulo da máquina. Se esse ângulo excursionar em um alto valor, a perturbação se torna instável.

Ainda, podemos classificar os estudos de estabilidade em três tipos correspondentes à duração do evento:

- Estabilidade estacionária: analisa o comportamento dos sistemas após a ocorrência de pequenas perturbações. Normalmente essas perturbações se associam a variações da carga.
- Estabilidade transitória: analisa o comportamento do sistema para os primeiros dois segundos após a perturbação.
- Estabilidade de longo termo: analisa o comportamento dinâmico do sistema para períodos mais longos. Esse tipo de problema pode ser analisado quer no domínio temporal quer no domínio das frequências.



Refleta

Agora que você conhece as características do sistema elétrico de potência, em sua análise, quais tipos de instabilidade ocorrem com maior frequência?

Sem medo de errar

Vamos retomar a situação em que você foi contratado como desenvolvedor para trabalhar no software que realiza análises de estabilidade de rede. Esse software tem dois modos de operação: um modo em tempo real, com dados de entrada de um estimador de estado, e um modo de estudo, para análises de cenários que ajudam o operador tanto no planejamento quanto na operação em tempo real da rede. A empresa está fechando um contrato

com um grande grupo que possui subsidiárias atuando como operadores do sistema elétrico em diversos países. Em uma das reuniões com os engenheiros de aplicação, ficou decidido que você prepararia uma apresentação do software mostrando os principais estudos de estabilidade dos sistemas de potência que são suportados pelo software, explicando detalhadamente os tipos de estudos de estabilidade e também apresentando no software como esses estudos são feitos.

Uma sugestão para iniciar essa apresentação é enfatizar que, na tomada de decisão no controle de sistemas elétricos de potência, devemos saber categorizar os estados operativos desse sistema. O sistema supervisor de aquisição de dados, também conhecido como SCADA, monitora em tempo real e assim permite que as ações de controle e tomada de decisão sejam implementadas, mas essa tomada de decisão não pode ser apenas fundamentada nas informações do sistema SCADA. Quanto melhor for a informação para a tomada de decisão do operador, melhor.

Nesse sentido, você pode enfatizar que o software que a empresa vende atende a esse objetivo, pois fornece os estudos de estabilidade necessários para classificar o estado de operação da rede entre normal, alerta, restaurativo ou de emergência. Em uma operação instantânea, o operador deve tomar as ações necessárias para que o sistema sempre volte para a operação normal. Se o sistema entra em modo de emergência, tem-se um colapso resultante da operação em cascata dos equipamentos de proteção, retirando do sistema uma significativa quantidade de geração ou de linhas de transmissão, impedindo o atendimento dos requisitos. Já no estado de alerta, é indicado que algum evento ocorreu, mas que existe a possibilidade de tomada de ações para retornar o sistema ao estado normal de operação. Entretanto, alguns eventos podem passar muito rapidamente por esse estágio, não havendo tempo hábil para que a operação retorne ao estado normal, entrando, assim, em estado de emergência. A partir do estado de emergência, as ações restaurativas devem ser tomadas, de forma que o sistema possa então retornar à condição normal de operação.

Uma vez apresentados os modos operativos da rede, é importante enfatizar que o estudo de estabilidade é de três tipos, em que cada um leva ao desenvolvimento de métodos de análise e algoritmos.

Destaque que o software pode fazer estudos de estabilidade de ângulo, que corresponde à capacidade de uma máquina síncrona de permanecer conectada no sistema elétrico mesmo após um evento de falta. Se o evento for mais severo, pode ser que a máquina perca o sincronismo com os outros geradores. Para identificar esses eventos, os estudos no software são feitos com modelos detalhados das máquinas síncronas presentes no sistema, assim como a dinâmica de cada uma delas.

Já a estabilidade de tensão corresponde à manutenção das tensões nos barramentos após uma perturbação, que depende de manutenção ou reestabelecimento de equilíbrio na demanda de carga e geração. Esse tipo de estudo pode ser realizado por meio da análise das chamadas “curvas nariz”, ou curvas PV, que estão armazenadas no software.

Já a estabilidade de frequência refere-se à capacidade de manter a frequência na rede em equilíbrio, e no software os estudos também são realizados por meio da monitoração constante da frequência da rede.

Outra sugestão é destacar que os estudos podem ser realizados na forma de estudos de estabilidade estacionária, que analisam o comportamento dos sistemas após pequenas perturbações, estudos de estabilidade transitória, que ocorrem em poucos segundos após a ocorrência da falta, assim como estudos de estabilidade de longo termo, que analisam o comportamento dinâmico do sistema para períodos mais longos.

Ao incluir essas informações em sua apresentação, você pode preparar pequenas simulações de estudos realizados com o cliente em uma máquina de demonstração. Dessa forma, o cliente poderá visualizar o potencial da ferramenta que sua empresa fornece, e assim sua tarefa estará concluída com êxito!

Avançando na prática

Análise topológica da rede para estudos de estabilidade

Descrição da situação-problema

Ao trabalhar como consultor de um sistema de análise de redes elétricas, frequentemente será necessário dar suporte ao cliente para que ele consiga utilizar adequadamente a ferramenta de análise. Normalmente, faz parte do pós-venda o treinamento dos operadores no sistema, de forma que eles possam extrair as vantagens de um software de análise, principalmente para fins de planejamento, onde diversos estudos devem ser realizados. Imagine a situação em que um cliente o procura com o seguinte problema: você vendeu o software e já promoveu um treinamento. Os operadores já modelaram a rede no sistema para estudo, mas não estão conseguindo carregar um caso-base, com o estado atual do sistema, para fazer um estudo modificando parâmetros. Nessas condições, como você ajudaria seu cliente? Qual seria o primeiro passo para tentar detectar o erro no sistema?

Resolução da situação-problema

Uma vez que o software está instalado e o treinamento com os operadores foi realizado, é provável que o comissionamento tenha sido realizado e as condições mínimas para a utilização do sistema já tenham sido garantidas. Dessa forma, também é provável que o problema esteja na utilização do sistema pelo operador. Se o problema é que ele não consegue carregar um caso-base, é necessário checar alguns requisitos básicos. Por exemplo, deve-se verificar se as informações do sistema SCADA estão disponíveis e se estão sendo acessadas pelo sistema. Um erro muito comum por parte dos operadores é com relação à parametrização do sistema. A maioria dos sistemas utiliza o modelo CIM (do inglês Common Information Model) para modelar o sistema elétrico, e esse modelo leva em consideração algumas particularidades. Se a parametrização não for rigorosamente seguida, pode ser que o modelo barra-ramo, que é utilizado pelo estimador de estado e por programas de fluxo de potência, não seja corretamente construído, e, conseqüentemente, o operador terá dificuldades de carregar o caso-base para começar os estudos. Uma vez checadas essas duas premissas, se tudo estiver correndo bem, uma análise minuciosa do sistema deve ser feita, envolvendo todas as configurações necessárias. Seguindo esses passos, certamente você encontrará o problema e seu cliente ficará satisfeito.

Faça valer a pena

1. Os primeiros problemas de estabilidade foram relacionados aos geradores que supriam cargas através de uma distância longa por meio do uso de linhas de transmissão. Uma vez que os geradores possuíam sistemas de excitação de alta inércia e reguladores de tensão que atuavam de forma não constante, era necessário manter a operação limitada ao ponto de equilíbrio em regime permanente.

Assinale a alternativa que indica a forma de análise de estabilidade nesse período.

- a) Programas de fluxo de carga.
- b) Estudo analítico de sistema de duas máquinas conectadas por uma linha de transmissão.
- c) Análise das informações dos estimadores de estado.
- d) Análises utilizando sistemas computacionais completos.
- e) Uso da informação do sistema SCADA com fluxo de potência ótimo.

2. As _____ dos sistemas de transmissão, apesar de levarem a uma _____ e economia, também levam a mais preocupações no que tange _____ dos sistemas de potência e suas causas. A atenção dos engenheiros e agências começou a se voltar mais para esses problemas, o que levou ao desenvolvimento de _____, capazes de modelar detalhadamente sistemas complexos.

Assinale a alternativa que completa corretamente as lacunas.

- a) interconexões - piora em eficiência - à complexidade da estabilidade - programas de simulação mais potentes.
- b) interconexões - melhora em eficiência - ao custo de operação - programas de simulação mais simples.
- c) interconexões - melhora em eficiência - à complexidade da estabilidade - programas de simulação mais potentes.
- d) desconexões - melhora em eficiência - à complexidade da estabilidade - programas de simulação mais simples.
- e) desconexões - piora em eficiência - ao custo de operação - programas de simulação mais potentes.

3. A estabilidade corresponde à capacidade que um sistema elétrico de potência tem de permanecer em equilíbrio frente às mudanças dinâmicas que ocorrem na demanda e na geração, além de eventos de perturbação mais severas. Esse estudo é dividido em três grandes áreas, cuja classificação tem por base o fenômeno que caracteriza cada um dos tipos de instabilidade, assim como as fontes físicas que levam à ocorrência da instabilidade.

Assinale a alternativa que apresenta o estudo de estabilidade de acordo com as variáveis do sistema de potência que são afetadas.

- a) Estabilidade estática, estabilidade transitória e estabilidade de longo termo.
- b) Estabilidade de tensão, estabilidade de frequência e estabilidade de ângulo.
- c) Estabilidade estática, estabilidade de frequência e estabilidade de ângulo.
- d) Estabilidade de tensão, estabilidade transitória e estabilidade de ângulo.
- e) Estabilidade de tensão, estabilidade de frequência e estabilidade de longo termo.

Estabilidade de tensão e colapso de tensão

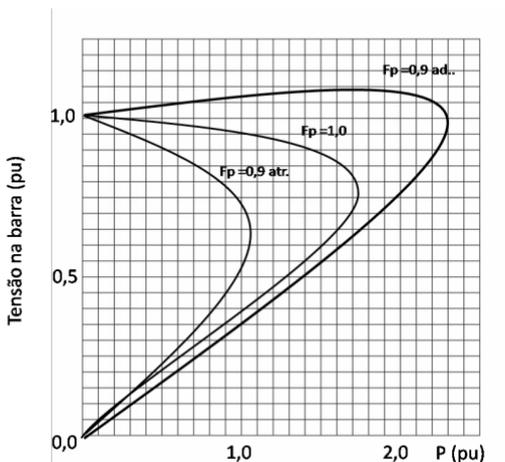
Diálogo aberto

Caro aluno, seja bem-vindo ao estudo de estabilidade de sistemas elétricos de potência. Na seção anterior, estudamos os aspectos gerais do estudo de estabilidade em sistemas elétricos, tais como os aspectos históricos, a definição do problema de estabilidade e a classificação do estudo de estabilidade. Nesta seção, estudaremos mais detalhes sobre o problema de estabilidade de tensão em sistemas elétricos. Esse tipo de estudo é extremamente importante, considerando que as empresas precisam manter as tensões do sistema elétrico com um perfil plano de tensão e próximo a 1 pu. Além disso, à medida que as redes de transmissão são interconectadas, existem outras possibilidades de caminho para a carga, de forma a aliviar e diminuir a restrição associada ao limite térmico dos equipamentos da rede. Adicionalmente, os métodos para a compensação de potência reativa levam também a um aumento da capacidade de transmissão de potência nos sistemas.

Para contextualizar esta seção, vamos continuar imaginando a situação em que você foi contratado como desenvolvedor de sistemas de uma empresa que atua no setor elétrico, a qual fornece um software de análise de redes para diversos operadores. Você trabalhará no software que faz a análise das redes de transmissão e distribuição e, para tanto, apresenta aplicações de análise que incluem as análises de estabilidade de rede.

A empresa está fechando um contrato com um grande grupo que possui subsidiárias atuando como operadores do sistema elétrico em diversos países. Você recebeu da empresa a tarefa de analisar a estabilidade de tensão em uma das barras do sistema elétrico que demanda 0,2 pu de potência ativa. A empresa deseja fazer um incremento de carga de 50% nessa barra, mas, para prevenir que ocorram problemas relacionados à estabilidade, foi solicitado inicialmente um estudo para que esse incremento possa ser feito com as devidas ações tomadas. Utilizando o software de análise de rede da empresa, foi obtida a seguinte curva nariz, considerando um fator de potência de 0,9 atrasado, um fator de potência unitário e um fator de potência 0,9 adiantado.

Figura 3.3 | Curvas PV na barra do sistema



Fonte: elaborada pelo autor.

Com base nessa figura e sabendo que as tensões da rede devem ser mantidas próximas a 1 pu, você deve indicar as ações necessárias para que esse incremento de carga seja realizado, emitindo um parecer com as diretrizes para a tomada de decisão. Como você realizaria essa tarefa?

No decorrer desta seção abordaremos os principais aspectos teóricos que o ajudarão no cumprimento dessa tarefa. Iniciaremos por uma breve introdução ao problema de estabilidade de tensão e apresentaremos um estudo em um sistema de 2 barras para essa finalidade. Falaremos sobre o problema de risco de colapso de tensão e como prevenir que esse tipo de evento, danoso e muitas vezes catastrófico, ocorra na rede. Certamente os conhecimentos adquiridos nesta seção serão muito importantes para sua formação, por isso sugerimos que continue empenhado e dedicado. Bons estudos!

Não pode faltar

Manter as tensões do sistema elétrico de potência dentro de limites aceitáveis em torno dos valores nominais é um requisito muito importante que deve ser atendido pelas concessionárias de energia. Quando dizemos que os limites devem estar em torno dos valores nominais, podemos generalizar dizendo que as tensões devem ser mantidas em torno de 1 pu. Para que as concessionárias consigam atender a esse requisito, são necessários estudos de estabilidade de tensão utilizando as ferramentas adequadas, para que na etapa de planejamento as ações possam ser tomadas adequadamente, assim como a operação em tempo real possa ser capaz de fazer também algumas

tomadas de decisão quando alguns eventos forem identificados. Essa tomada de decisão se fundamenta principalmente em prever um suporte de reativos para o sistema elétrico, de forma a elevar o perfil de tensão e manter os valores próximos a 1 pu, conforme já destacamos.

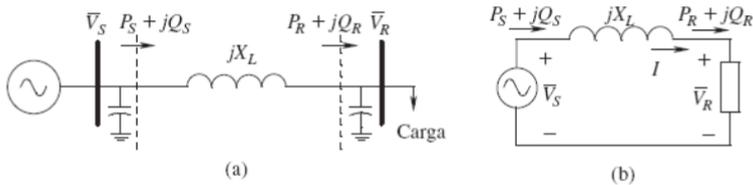
Para entendermos como o suporte de reativos ajuda na manutenção de um perfil de tensão plano, isto é, um perfil de tensão em que todas as tensões possuem valores iguais e próximos a 1,0 pu, podemos tomar como ponto inicial para análise o caso de um sistema composto por um gerador e uma carga conectados entre si por meio de uma linha de transmissão, conforme mostrado na Figura 3.4. As barras em cada extremidade da linha de transmissão correspondem à barra conectada ao gerador (barra S) e à barra conectada à carga (barra R). A linha de transmissão apresenta o modelo π convencional para sistemas de transmissão, em que a resistência da linha é desprezada e apenas a reatância da linha é considerada (X_L), conforme mostra a Figura 3.4a. Inicialmente, para simplificar nossa análise, podemos desconsiderar por um momento as susceptâncias shunt representadas nos extremos da linha, resultando no circuito da Figura 3.4b. Nessa figura podemos ver que a potência complexa fornecida pelo gerador é:

$$S_s = P_s + jQ_s .$$

De forma análoga, podemos escrever que a potência recebida na carga será igual a:

$$S_r = P_r + jQ_r .$$

Figura 3.4 | Representação de um sistema de potência composto por um gerador conectado a uma carga por meio de uma linha de transmissão: (a) Representação do circuito unifilar com modelo pi da linha; e (b) Representação do circuito equivalente ao combinar as reatâncias



Fonte: Mohan (2016, p. 149).

Se considerarmos a referência angular na barra receptora, ou seja, se assumirmos que $\bar{V}_r = V_r \angle 0^\circ$, podemos então escrever a corrente que percorre a linha como:

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_s - \bar{V}_r}{jX_L} = \frac{\bar{V}_s - V_r}{jX_L} .$$

Note que a corrente elétrica que percorre a linha pode ser utilizada para fazer o cálculo da potência complexa na barra receptora, uma vez que:

$$S_R = P_R + jQ_R = \bar{V}_R \bar{I}' = V_R \bar{I}'.$$

Para obtermos os valores das potências ativa e reativa na barra receptora, precisamos inicialmente obter o conjugado da corrente anteriormente calculada para posteriormente substituí-lo na equação a seguir:

$$S_R = P_R + jQ_R = V_R \left(\frac{(V_S \angle -\delta) - V_R}{-jX_L} \right).$$

Desenvolvendo essa equação e separando as partes real e imaginária, obtemos as equações das potências ativa e reativa na barra receptora, conforme mostrado a seguir:

$$P_R = \frac{V_S V_R}{X_L} \text{sen} \delta$$

$$Q_R = \frac{V_R V_S}{X_L} \text{cos} \delta - \frac{V_R^2}{X_L}$$

Esse desenvolvimento é similar ao realizado com a máquina síncrona para obter a característica de transferência de potência, de forma a também obter a curva de capacidade da máquina operando como gerador. O que fizemos nessa análise foi apenas estender a visão de uma máquina que é conectada a um sistema elétrico por meio de uma linha de transmissão com certa reatância. Entretanto, em vez de utilizar essas equações para obter as curvas de capacidades, vamos analisá-las analiticamente para inferir algumas características desse sistema que levam à instabilidade de tensão e como mitigar os efeitos dessa instabilidade.

Por exemplo, pode-se usar a equação obtida para Q_R e dividir ambos os lados por $\frac{V_R^2}{X_L}$ e rearranjar os termos. Fazendo isso, obtém-se a seguinte relação:

$$\frac{V_R}{V_S} = \text{cos} \delta \frac{1}{1 + \frac{Q_R}{V_R^2 / X_L}}$$

Assim, podemos analisar a característica de potência ativa do sistema e a relação das tensões entre as barras geradora e receptora, e tecer algumas conclusões sobre a regulação de tensão nesses sistemas. Uma vez que as concessionárias tentam manter as magnitudes das tensões dos barramentos perto de seu valor nominal de 1 pu, a partir da equação da potência ativa na barra receptora, verificamos que, quando a carga demanda uma quantidade maior de potência da linha de transmissão, aumentando-se assim P_R , são necessários altos valores do seno de δ . Consequentemente, temos baixos

valores para o cosseno desse ângulo e, a partir da relação $\frac{V_R}{V_S}$, para manter ambas as tensões próximas a 1 pu, a potência reativa deve ser negativa, caracterizando-se assim uma situação de carregamento elevado de uma linha de transmissão. Nesse caso, para garantir que a relação se mantenha, a extremidade receptora deve fornecer potência reativa de forma local para manter a tensão de seu barramento.

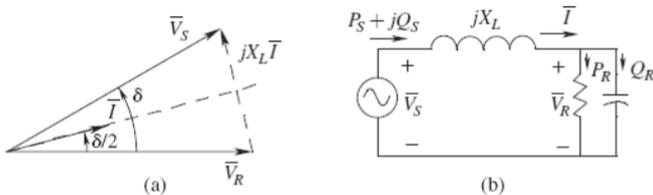


Refleta

Um valor elevado de seno de δ requer, por definição, um valor elevado de δ . Nesse sentido, o que aconteceria ao se elevar demasiadamente o valor da abertura angular entre as barras emissora e receptora (S e R)? Quais as consequências em termos de estabilidade estática?

A manutenção das tensões das barras em 1 pu com o fornecimento de potência reativa na barra receptora pode ser mais bem visualizada quando consideramos o diagrama fasorial, conforme mostrado na Figura 3.5(a). O atendimento às leis de Kirchhoff para as tensões leva a um diagrama fasorial que corresponde a um triângulo com dois lados iguais e correspondentes a 1 pu, que são as tensões nos barramentos. Assim, com ambas as magnitudes das tensões nos barramentos em 1 pu e a tensão na barra receptora como a tensão de referência, o diagrama mostrará que a tensão na barra emissora está adiantada por um ângulo de δ . Esse ângulo depende da transferência de potência na linha.

Figura 3.5 | Fornecimento de potência reativa para equilíbrio das tensões nas barras emissora e receptora: (a) Diagrama fasorial; e (b) circuito equivalente com fornecimento de potência reativa na barra R



Fonte: Mohan (2016, p. 150).

A corrente que percorre a linha fica adiantada em um ângulo de $\delta/2$, o que significa uma potência reativa na barra receptora negativa. Em outras palavras, para alcançar a tensão na barra receptora em 1 pu, a extremidade receptora deve absorver uma potência ativa, mas também deve haver um fornecimento de potência reativa (simbolizado pelo capacitor equivalente que fornece a potência reativa na barra receptora), de forma a fazer que a corrente se adiante em relação à tensão nessa barra.



Exemplificando

Considere um sistema de um gerador que alimenta uma carga através de uma linha de transmissão de reatância série igual a 0,5 pu. Se a carga demanda da linha de transmissão uma potência de 1 pu, qual deve ser o valor do ângulo do gerador para que as tensões sejam mantidas em 1 pu tanto na barra emissora quanto na barra receptora?

Resolução

Nesse caso, temos de utilizar a equação da potência ativa, que relaciona o ângulo de abertura do gerador:

$$P_R = \frac{V_S V_R}{X_L} \text{sen} \delta$$

Substituindo os valores, temos:

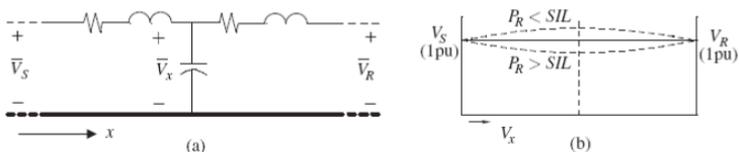
$$1 = \frac{1 \times 1}{0,5} \text{sen} \delta \rightarrow \text{sen} \delta = 0,5$$

Logo, podemos concluir que o ângulo δ é igual a 30 graus, isso porque a tensão na barra emissora deve estar adiantada com relação à tensão na barra receptora, e o ângulo não pode ser superior a 90 graus por causa do limite de estabilidade estática da máquina.

Embora essa análise seja feita considerando que a linha de transmissão é representada por elementos concentrados, existe também na linha os parâmetros distribuídos, como apresentado na Figura 3.6a. Essa figura mostra um modelo diferente para a linha, com um capacitor central que representa os parâmetros distribuídos. Assim, se considerarmos que as tensões nas duas extremidades sejam mantidas em 1 pu, estando a linha carregada pela potência natural (SIL) (Figura 3.6b), teremos que o perfil da tensão ao longo da linha de transmissão pode ser basicamente de três tipos:

- **Plano:** quando a potência reativa consumida por unidade de comprimento da linha é fornecida pelas capacitâncias shunt do modelo pi.
- **Perfil afundado:** quando a linha opera em condição de carga pesada, sendo a potência na barra receptora maior que o SIL, nesse caso a potência reativa deveria ser fornecida por ambas as extremidades.
- **Perfil elevado:** sob cargas leves, a potência na barra receptora é menor que o SIL, e, dessa forma, a potência reativa fornecida pelos capacitores shunt da linha de transmissão deve ser absorvida em ambas as extremidades para manter as tensões em 1 pu.

Figura 3.6 | Modelo de parâmetros distribuídos: a) Esquema de linha; e b) perfil de SIL.



Fonte: Mohan (2016, p. 151).

Quando fazemos a análise de estabilidade de tensão, essa característica dos parâmetros distribuídos deve ser considerada em última análise. Para ilustrar, consideremos o problema no sistema de duas barras com parâmetros concentrados, quando a linha alimenta uma carga com fator de potência unitário. Com esse tipo de carga, toda a potência reativa seria perdida na reatância, e na barra receptora a potência reativa é igual a zero. Dessa forma, na barra receptora teremos a tensão na barra receptora dada por:

$$V_v = V_c \cos \delta .$$

Substituindo na equação da potência, teremos:

$$P_R = \frac{V_R^2}{X_L} \cos \delta \operatorname{sen} \delta .$$

Como estamos interessados em determinar o ângulo em que a máxima potência pode ocorrer, derivamos a equação e a igualamos a zero. Dessa forma obtemos:

$$\frac{\partial P_R}{\partial \delta} = \frac{V_R^2}{X_L} (\cos^2 \delta - \operatorname{sen}^2 \delta) = 0 \rightarrow \delta = \frac{\pi}{4} \text{ rad} .$$

Substituindo esse ângulo na equação da potência, temos a máxima potência transmitida.

$$P_{R,\max} = \frac{V_R^2}{2X_L}$$

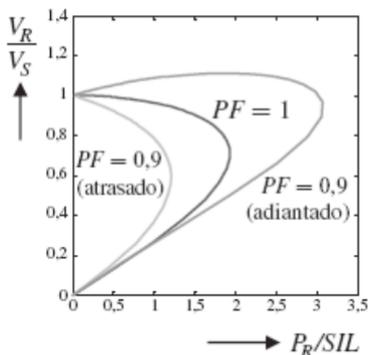


Assimile

Por meio da equação da máxima potência, para o fator de potência unitário e parâmetros concentrados da linha de transmissão, podemos inferir que a característica da potência máxima pela tensão se assemelha a uma parábola. Ao fazer essa análise para outros fatores de potência na carga, adiantados ou atrasados, teremos uma noção do que acontece com essa característica no fornecimento ou consumo de potência reativa, uma vez que o fator de potência estar atrasado ou adiantado tem relação direta com um consumo ou fornecimento de potência reativa, respectivamente.

Para cada barra do sistema pode ser traçada uma curva PV, também chamada “curva nariz”. Em sistemas em que o SIL das linhas deve ser considerado, deve-se dividir o valor da potência ativa máxima pelo SIL, e normalmente a tensão é analisada com relação a uma tensão de referência, como a tensão da barra emissora, por exemplo. Dessa forma, as curvas obtidas têm a característica mostrada na Figura 3.7.

Figura 3.7 | Curvas PV normalizadas



Fonte: Mohan (2016, p. 152).

Essas curvas são importantes para a análise da estabilidade de tensão. Por exemplo, se considerarmos uma potência normalizada transmitida de 1,0 para uma carga com fator de potência unitário na Figura 3.7, perceberemos que a operação do sistema não é impactada. No entanto, se a carga tivesse um fator de potência 0,9 atrasado, o ponto de operação da curva estaria bem próximo ao nariz da curva. Além de a tensão da barra estar muito abaixo do valor requerido, a operação nessa barra estará bem próxima a um colapso de tensão.

Conforme pudemos verificar, a prevenção de um colapso de tensão passa pela análise das curvas nariz para as barras do sistema. A instabilidade da tensão é mais notória quando observamos sistemas altamente carregados. Além disso, a mesma análise pode ser aplicada a um sistema altamente interligado. A instabilidade de tensão está associada à falta de potência reativa, e, portanto, é necessário garantir potência reativa de reserva. Essa ação garante a prevenção do colapso de tensão e pode ser realizada de diversas formas e empregando diversas tecnologias.



Saiba mais

O despacho de potência reativa por meio dos geradores síncronos através do controle de excitação das máquinas é um dos principais métodos empregados. No entanto, existem outros meios de regulação de tensão

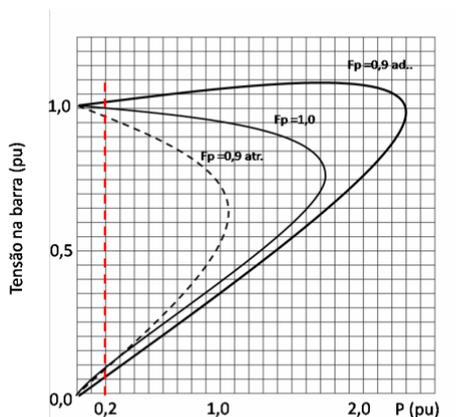
e prevenção de instabilidade utilizando compensadores estáticos, como dispositivos FACTS e STATCOMs, principalmente se aproveitando da vantagem dos links HVDC presentes na rede. Para saber mais sobre esse assunto, sugerimos a leitura de Mohan (2016), das páginas 152 a 157.

Sem medo de errar

Podemos agora retomar a situação em que você trabalha em uma empresa que atua no setor elétrico com um software para análise de sistemas elétricos de potência incluindo as análises de estabilidade de tensão. Nesse contexto, você recebeu da empresa a tarefa de analisar a estabilidade de tensão em uma das barras do sistema elétrico da empresa, sendo que essa barra demanda 0,2 pu de potência ativa e fator de potência 0,9 atrasado. Nessa análise, é requerido um estudo para prevenir que ocorram problemas relacionados à estabilidade, pois a empresa deseja fazer um incremento de carga de 50% nessa barra, mas não consegue avaliar quais são os impactos desse aumento. Utilizando o software de análise de rede da empresa, foram obtidas as curvas nariz (ou curvas PV), considerando os fatores de potência indicados.

Se observarmos atentamente a característica da curva, notaremos que com o fator de potência 0,9 atrasado a curva intercepta a linha da potência ativa demandada de 0,2 pu em uma região segura, com a tensão de operação ligeiramente acima de 0,95 pu, estando assim dentro dos limites estabelecidos por norma. Contudo, é fácil inferir que um aumento de carga de três vezes esse valor fará que a tensão na barra decaia muito, aproximando o ponto de operação para o nariz da curva, indicando um risco de colapso de tensão.

Figura 3.8 | Análise da curva PV para a barra



Fonte: elaborada pelo autor.

Para prevenir esse colapso de tensão, uma solução é aumentar o fator de potência da carga, fazendo que ele fique unitário, pois dessa forma um incremento de 3 vezes o valor da carga fará que o ponto de operação se encontre em uma região segura. Esse aumento de potência reativa na barra pode ser realizado utilizando alguma forma de compensação de potência reativa, por exemplo a inserção de bancos de capacitores na barra.

Ao realizar essa regulação de tensão, o operador deve tomar os devidos cuidados para que também a tensão não aumente acima do limite superior. Assim, deve ser ressaltado em seu relatório que a regulação deve ser feita com precisão adequada. Apresentando esse estudo e os resultados em seu parecer, você também pode justificar ao cliente a aquisição do software de análise, de forma que ele próprio possa realizar esses estudos. Dessa forma, sua tarefa está cumprida com êxito.

Avançando na prática

Análise de perturbações do tipo N-1

Descrição da situação-problema

Imagine que uma concessionária de energia solicitou uma funcionalidade a mais no software de análise com o qual você está trabalhando. Ela solicitou informações sobre a necessidade de inclusão da funcionalidade de análise de contingências N-1 para qualquer rede genérica que fosse modelada na entrada de dados do software, incluindo como retorno um. Sua tarefa é avaliar essa solicitação para seu cliente.

Resolução da situação-problema

Essa solicitação do cliente é muito comum, pois a maioria dos analisadores de rede disponíveis no mercado conta com a funcionalidade de análises de contingências N-1. Esse tipo de contingência diz respeito à operação da rede quando um equipamento é desligado, por exemplo, quando uma linha de transmissão é desconectada ou mesmo quando um gerador sai de operação. A ideia desse tipo de análise é modelar a rede em um ambiente de estudo sem um dos equipamentos e, posteriormente, obter o estado operativo do equipamento. Para isso, uma ferramenta de cálculo de fluxo de carga é essencial, mas, para a categorização de como essa saída de um equipamento pode afetar a rede como um todo, apenas a simulação de fluxo de carga não basta. Para cada simulação realizada deve-se fazer também uma análise da estabilidade de tensão da rede utilizando as curvas PV de todas as barras em cada uma das situações descritas.

Além disso, deve-se analisar o limite térmico das linhas, pois, com a saída de uma linha de transmissão de operação, por exemplo, é possível que o fluxo de potência adicional em outras linhas viole o limite térmico dessas linhas. Uma ideia de categorizar as piores contingências é indicar quando essa contingência viola tanto a estabilidade de tensão quanto o limite térmico das linhas, de forma quantizada, ou seja, quanto mais linhas tiverem o limite térmico violado e mais violações ao limite de estabilidade de tensão ocorrerem, pior pode ser a contingência. Implementando essa funcionalidade junto ao seu cliente, sua tarefa estará concluída com sucesso.

Faça valer a pena

1. Um sistema de um gerador ligado a uma carga através de uma linha de transmissão de reatância série igual a 0,5 pu demanda da linha de transmissão uma potência de 1,73 pu. Supondo que as tensões das duas barras do sistema sejam mantidas em 1 pu, considere as seguintes afirmativas:

- I. A abertura angular do gerador é de 60 graus.
- II. A potência reativa é de aproximadamente 0,8 pu.
- III. Para manter a tensão das duas barras em 1 pu é necessário fornecer potência reativa ao barramento.

Assinale a alternativa correta sobre as afirmações:

- a) Apenas I e II são verdadeiras.
- b) Apenas II e III são verdadeiras.
- c) Apenas I e III são verdadeiras.
- d) Apenas I é verdadeira.
- e) Todas são verdadeiras.

2. Considere um sistema de um gerador que alimenta uma carga através de uma linha de transmissão de reatância série igual a 0,5 pu. A carga demanda da linha de transmissão uma potência de 1 pu, e, devido aos requisitos impostos por normas do setor elétrico, os valores das tensões devem ser mantidos em 1 pu tanto na barra emissora quanto na barra receptora.

Nessas condições, assinale a alternativa que apresenta o fator de potência da carga:

- a) $\frac{1}{2}$ adiantado.
- b) $\frac{\sqrt{3}}{2}$ atrasado.
- c) $\frac{1}{2}$ atrasado.

d) $\frac{\sqrt{3}}{2}$ adiantado.

e) $\frac{\sqrt{2}}{2}$ atrasado.

3. Na análise de um sistema de duas barras, para cada barra do sistema pode ser traçada uma curva PV, também chamada de _____. Em sistemas em que o SIL das linhas deve ser considerado, deve-se normalizar o valor dividindo o valor da _____ pelo SIL. Essas curvas são importantes para a análise da _____.

Assinale a alternativa que completa adequadamente as lacunas.

- a) Curva orelha - potência ativa máxima - estabilidade de tensão.
- b) Curva nariz - potência ativa máxima - estabilidade de tensão.
- c) Curva orelha - potência ativa mínima - estabilidade de frequência.
- d) Curva nariz - potência ativa mínima - estabilidade de frequência.
- e) Curva de rio - potência ativa mínima - estabilidade de frequência.

Estabilidade de ângulo

Diálogo aberto

Caro aluno, estamos chegando ao final do nosso estudo da estabilidade nos sistemas de energia elétrica. Inicialmente, alguns conceitos básicos de estabilidade foram apresentados. Na segunda unidade, trabalhamos o conceito de estabilidade de tensão e fomos apresentados às curvas PV ou curvas nariz, uma importante ferramenta na análise de estabilidade de tensão, utilizada nos sistemas de gerenciamento de energia. Nesta seção, abordaremos alguns conceitos de estabilidade transitória em sistemas de energia elétrica. Falaremos sobre as oscilações devido a alterações na potência no eixo do rotor, entenderemos como é importante a análise do comportamento da potência na linha em função da abertura angular do gerador. Nesse estudo, aprenderemos como aplicar o critério de áreas na determinação do ângulo crítico para a eliminação da falta no sistema.

Para contextualizar o nosso estudo, continuaremos imaginando a situação em que você foi contratado por uma empresa do setor elétrico para atuar como um desenvolvedor de sistemas a fim de trabalhar no software que é um carro-chefe da empresa. Esse software faz a análise das redes de transmissão e distribuição, e, para tanto, apresenta aplicações de análise que incluem análises de estabilidade de rede. Lembre-se de que você é responsável por desenvolver novas aplicações para o sistema, além de corrigir eventuais falhas de funcionamento do software e customizar alguns aspectos para o cliente.

Uma das customizações a ser feita é na realização da análise da estabilidade de ângulo, indicando qual o maior ângulo que pode oscilar. Na análise, um curto-circuito trifásico para o terra deve ser aplicado em uma das linhas, em uma distância qualquer do barramento inicial, e a estabilidade de ângulo deve ser analisada.

Como você realizaria essa análise? Que tipo de equações são necessárias?

Nesta seção, passaremos pelos principais conceitos de análise de estabilidade transitória dos sistemas de energia elétrica. Certamente as informações desta seção, assim como de toda esta unidade, serão um diferencial na sua formação profissional. Mais uma vez, é necessária sua dedicação e empenho, realizando as atividades que lhe forem solicitadas e estudando com todos os conceitos presentes no material. Bons estudos!

A estabilidade transitória é um outro assunto de interesse em sistemas elétricos de potência, e se associa à estabilidade de ângulo das máquinas do sistema. Em termos gerais, o sistema elétrico de potência conecta diversos geradores síncronos por meio de um sistema interligado, e esses geradores estão em sincronismo. Cabe ressaltar que também é possível que o sistema interligado também contenha geradores assíncronos, mas no estudo desta seção não serão considerados. Basta lembrarmos que todos os geradores operam em uma frequência de 60 Hz, pois essa é a frequência da nossa rede elétrica. Uma frequência fixa, além de termos uma tensão e corrente que é gerada na forma senoidal, permite-nos analisar o sistema elétrico de potência utilizando a notação fasorial. Assim, em condições normais de operação, a tensão na rede tem uma amplitude fixa e uma frequência de 60 Hz.



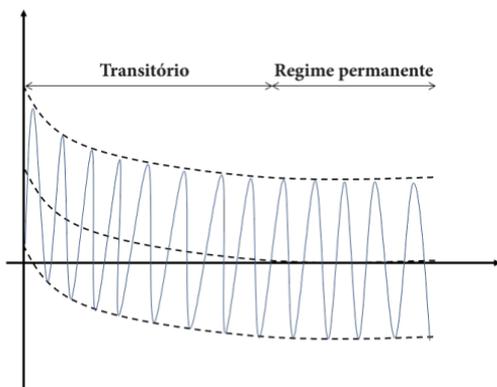
Refleta

Em regime permanente, como vimos, a frequência do sistema elétrico é firme e igual a 60 Hz. O que você acha que ocorre com essa frequência na ocorrência de um curto-circuito, por exemplo?

Assim, ao tratarmos do assunto de estabilidade transitória, tratamos da capacidade de um sistema elétrico de potência permanecer em equilíbrio ou de restaurar o seu comportamento em regime permanente, após a ocorrência de algum tipo de distúrbio, como um curto-circuito. Em termos práticos, referimo-nos à capacidade de as máquinas permanecerem ou perderem o sincronismo devido a esses eventos.

Para ilustrar melhor, a Figura 3.9 a seguir mostra o comportamento da corrente senoidal no sistema elétrico de potência quando ocorre algum evento de falta. Pode-se observar que após a imediata ocorrência da falta, a corrente continua oscilando, mas tem sua amplitude aumentada. Durante alguns segundos, a amplitude máxima da onda vai de um valor muito alto a um valor menor, até que em algum ponto a amplitude é estabilizada em um determinado valor. Até esse momento de estabilização da corrente (assim como também outras variáveis de operação dos sistemas), o período decorrido desde a imediata ocorrência da falta até o ponto em que a corrente se estabiliza é determinado de período transitório. A partir do momento em que o valor máximo da onda senoidal para de decrescer e se estabiliza, temos o início do período permanente da falta.

Figura 3.9 | Sinal de corrente no gerador durante uma falta



Fonte: elaborada pelo autor.

Já falamos aqui que a complexidade dos sistemas elétricos de potência começou a aumentar a partir do momento em que os sistemas começaram a ser interligados. Esse fato, motivado por aspectos de cunho técnico e econômico, também torna o sistema mais frágil e susceptível a perturbações, considerando ainda a crescente do consumo de energia elétrica por parte de todos os consumidores. Existe então uma necessidade de sistemas computacionais robustos para análise de como o sistema elétrico de potência se comporta após a ocorrência de uma grande perturbação, o que corresponde à análise de estabilidade transitória do sistema.

Conforme já falamos, o sistema elétrico de potência comporta a interligação de um grande número de geradores, mas não somente isso. Também comporta um grande número de cargas interligadas, de forma que a potência produzida pelos geradores deve suprir a demanda por potência das cargas, de forma que o que temos nas linhas de transmissão é uma quantidade significativa de potência elétrica trafegando por essas linhas. O fluxo de potência nas linhas está relacionado diretamente à abertura angular dos geradores conectados ao sistema. Dessa forma, quanto maior for a diferença entre os ângulos de fase de duas máquinas, maior será a potência que trafega na linha que conecta essas duas máquinas. O sistema elétrico tem a função de fazer o balanceamento da potência produzida pelos geradores síncronos e a potência consumida pelas cargas, ou seja, em uma situação de potência constante essa diferença entre os ângulos deve ser fixa, para que então a potência transferida seja fixa. Em outras palavras, quando o sistema elétrico opera em regime permanente, a diferença entre os ângulos da máquina deve ser constante para atendimento de uma demanda constante. No entanto, o atendimento de um controle da abertura angular entre as máquinas requer um equilíbrio entre a potência gerada pelo gerador elétrico e a potência mecânica fornecida pela máquina primária (a turbina).

Contudo, os sistemas elétricos de potência são dinâmicos! Ou seja, a potência não é necessariamente constante, mas, sim, varia de acordo com os períodos do dia e a forma como a energia elétrica é utilizada.

Em termos de estabilidade transitória, o entendimento do conceito pode ser alcançado considerando-se um sistema de um gerador síncrono conectado a um barramento infinito, de forma que possamos descrever a equação da potência ativa entregue pela máquina, ou a que trafega por meio da linha de transmissão, com relação à abertura angular do gerador.



Exemplificando

Considere um gerador síncrono com reatância síncrona de 0,1 pu. Esse gerador é conectado a um barramento infinito por meio de uma linha de transmissão com reatância igual a 0,8 pu. Em um determinado momento, a linha de transmissão sofre uma falta na metade da linha. Qual o comportamento da característica potência-ângulo do sistema antes e após a falta?

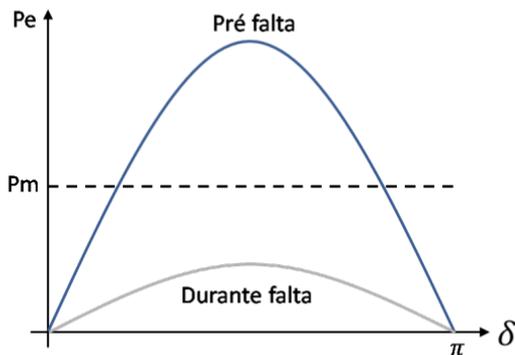
Resolução:

Antes da falta, a tensão no extremo da linha será de 1 p. Podemos adotar a referência angular no barramento infinito e então teremos a seguinte expressão para a potência:

$$P = \frac{V_g V_B}{X_g + X_L} \text{sen} \delta = \frac{1 \times 1}{0,1 + 0,8} \text{sen} \delta = \frac{10}{9} \text{sen} \delta \approx 1,11 \text{sen} \delta$$

Durante a falta, a tensão no ponto da falta se reduz próximo à zero. Devido à impedância de falta, esse valor não é exatamente zero, mas tem uma certa amplitude. Dessa forma, a curva é atenuada, conforme mostrado na Figura 3.10.

Figura 3.10 | Curvas antes e após falta

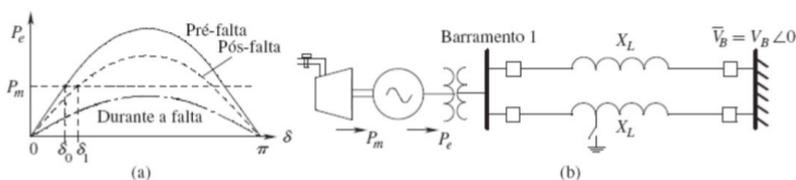


Fonte: elaborada pelo autor.

Após analisarmos o exemplo podemos discutir alguns pontos importantes da mudança da característica potência-ângulo do sistema. Quando operando em regime permanente, a turbina do gerador tem uma velocidade mecânica (em radianos mecânicos por segundo), que é igual à velocidade síncrona. O gerador entrega uma potência elétrica P_e , conforme a equação da característica, e, para que isso seja possível, a turbina deve entregar uma potência mecânica igual à potência elétrica gerada, ou seja, $P_e = P_m$, e o ângulo inicial do rotor, como apresentado na Figura 3.10. Quando a falta ocorre, apesar de a reatância no caminho entre gerador e barramento diminuir, as tensões nas barras caem para níveis baixos, de forma que a característica muda e a potência mecânica pode ser superior à máxima potência da nova curva, e, se a falta permanecer por muito tempo, o gerador perderá o sincronismo com a rede.

A eliminação de uma falta requer que os sistemas de proteção atuem abrindo os disjuntores nos extremos das linhas. Em nosso exemplo, isso significaria a abertura e a perda do gerador. Por esse motivo, os geradores normalmente se conectam ao barramento infinito por meio de duas linhas conectadas em paralelo, conforme mostra Figura 3.11b. Se uma falta ocorrer em uma das linhas de transmissão, após o tempo de eliminação da falta, – que corresponde ao tempo que demora para isolar a linha com defeito por meio dos disjuntores –, o gerador e o barramento infinito ficam conectados pela linha de transmissão que está em redundância. Considerando que a reatância das linhas em paralelo é menor do que uma única linha, independentemente dos valores das reatâncias, a curva potência-ângulo para a situação pós-falta é mostrada tracejada na Figura 3.11a.

Figura 3.11 | Falta em um sistema com duas linhas de transmissão em paralelo



Fonte: Mohan (2016, p. 163).

Ao estudar a estabilidade transitória de um sistema de potência, faz-se necessária a solução das equações dinâmicas de oscilação (ou equações de swing) das máquinas em estudo. A equação de oscilação de uma máquina síncrona ligada a um barramento de potência infinita, desprezando a ação dos binários amortecedores, é:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a$$

Onde M é uma constante que relaciona a constante de inércia do sistema. Se o sistema for instável, crescerá indefinidamente com o tempo e a máquina perderá o sincronismo. Por outro lado, se o sistema for estável δ oscilará com oscilações amortecidas (não sinusoidais) devido à existência de amortecimento. Se multiplicarmos ambos os lados da equação por $\frac{d\delta}{dt}$, teremos:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} \left(\frac{d\delta}{dt} \right) = (P_m - P_e) \left(\frac{d\delta}{dt} \right)$$

Essa equação pode ser escrita como:

$$2 \frac{d\delta}{dt} \left(\frac{d^2\delta}{dt^2} \right) = \frac{2}{M} (P_m - P_e) \left(\frac{d\delta}{dt} \right)$$

Integrando ambos os lados da equação com relação ao tempo, podemos fazer:

$$\begin{aligned} 2 \int \frac{d\delta}{dt} \left(\frac{d^2\delta}{dt^2} \right) dt &= \frac{2}{M} \int (P_m - P_e) \left(\frac{d\delta}{dt} \right) dt \rightarrow 2 \int \frac{d\delta}{dt} \left(\frac{d^2\delta}{dt^2} \right) dt = \frac{2}{M} \int (P_m - P_e) d\delta \\ \rightarrow \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 &= \frac{2}{M} \int (P_m - P_e) d\delta \end{aligned}$$

Em um sistema estável, o valor máximo do ângulo chegará até algum valor em que a derivada $\frac{d\delta}{dt}$ se torna zero, e logo o valor do ângulo começa a diminuir.

Sendo δ_0 o ângulo rotórico inicial, o que indica que a máquina funciona em sincronismo, antes da perturbação ocorrer, o ângulo deixará de oscilar e o alternador funcionará novamente em sincronismo após a perturbação, quando:

$$\frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = 0$$

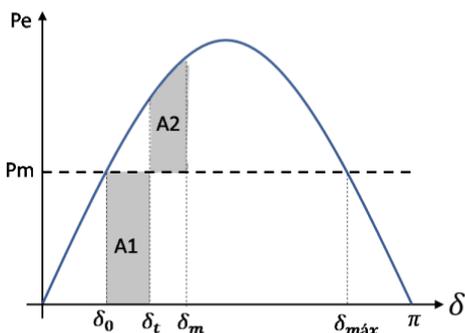
Desenvolvendo essa equação, obteremos a seguinte relação:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = - \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_m - P_{\max} \text{sen} \delta) d\delta$$

O primeiro membro dessa igualdade corresponde à área A1 da Figura 3.12, e o segundo membro, à área A2. A área A1 corresponde à energia aceleradora, e a área A2, à energia desaceleradora. Para que o sistema seja estável é necessário que essas duas áreas sejam iguais. Essa é a razão pela qual o critério é designado por **critério das áreas iguais**.

O critério das áreas iguais permite determinar o ângulo máximo de oscilação do rotor. Para manter a estabilidade, esse ângulo deve ser menor do que o máximo ângulo, como destacado na figura, de maneira que o gerador não perca o sincronismo. Após o ângulo do rotor alcançar um valor limite, começa o período de desaceleração, e a energia elétrica ainda é maior do que a energia mecânica, por isso a velocidade começa a decair e o ângulo do rotor começa a decrescer.

Figura 3.12 | Critério de áreas iguais



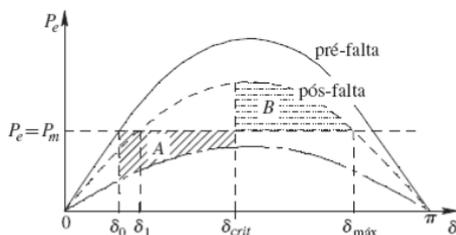
Fonte: elaborada pelo autor.



Assimile

Podemos então considerar um caso como o apresentado na Figura 3.12, com o tempo de eliminação um pouco maior e de forma que, quando as áreas A e B igualem-se em magnitude, o ângulo de limite será igual ao ângulo máximo, o caso limite do tempo de eliminação crítico (máximo) e, por isso, o ângulo crítico durante esse tempo, acima do qual a estabilidade poderia ser perdida. Antes de o ângulo do rotor alcançar o valor máximo permitido, se a inércia do gerador não for capaz de entregar o excesso de energia obtido durante o período de falta, o rotor não será capaz de desacelerar. A razão é que, acima do valor máximo, a potência mecânica de entrada é maior do que a potência elétrica de saída sob a condição pós-falta. Assim, o ângulo do rotor continuará aumentando. Isso provocará nos relés a atuação dos disjuntores, isolando o gerador para prevenir danos provenientes de correntes excessivas no sistema. Em consequência, a estabilidade será perdida. Assim, para dado tipo e localização de falta ou mudança súbita na carga elétrica, há um ângulo crítico δ_{crit} correspondente a um tempo de eliminação crítico que resulta na igualdade da área A com a área B em magnitude, como demonstrado na Figura 3.13.

Figura 3.13 | Ângulo crítico de eliminação da falta



Fonte: Mohan (2016, p. 165).



Saiba mais

Sem o adequado sistema de proteção, quando a resposta da perturbação não apresenta um amortecimento adequado, pode desenvolver oscilações crescentes de potência causando sua separação e possivelmente resultando em blecaute. Para saber mais sobre a estabilidade dinâmica, sugerimos uma leitura da Seção 11.4, da obra a seguir:

MOHAN, N. **Sistemas elétricos de Potência – um curso introdutório**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

Sem medo de errar

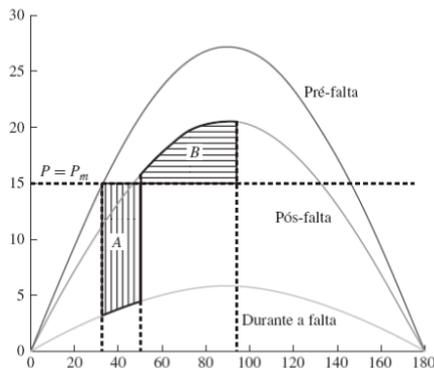
Podemos então retomar a situação do desenvolvimento do sistema em que você deve apresentar uma solução customizada ao seu cliente. Relembrando-a, você é responsável por desenvolver novas aplicações para o sistema, como a customização de alguns aspectos para o cliente referente à análise de estabilidade de ângulo, indicando qual o maior ângulo que o sistema pode oscilar. A pedido do cliente, na apresentação da solução, você deverá utilizar uma rede de testes composta de um gerador conectado a um barramento infinito por meio de duas linhas de transmissão. Na análise, um curto-circuito trifásico para o terra deve ser aplicado em uma das linhas.

Para resolver essa tarefa, o software deve ser capaz de obter as curvas nas situações pré-falta, durante a falta e pós-falta. Essas curvas são obtidas com auxílio da equação de swing da máquina, apresentada a seguir:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a$$

Fazendo um desenvolvimento complexo, lembrando ainda que a equação da potência se relaciona com o seno do ângulo de abertura angular, podemos chegar à curva apresentada na Figura 3.14. Nessa curva, a falta ocorre em um momento em que o ângulo do gerador é de aproximadamente 30 graus. Note que o ponto de operação cai da intersecção da curva com o valor da potência mecânica até um valor na curva obtida durante a falta. Nesse momento, o ângulo começa a aumentar, buscando um valor de potência maior. No momento em que a falta é eliminada, o ponto de operação muda novamente para a curva pós falta, mas devido à energia acelerante continua a excursionar pela curva até um determinado ângulo no qual as áreas A e B se igualam.

Figura 3.14 | Exemplo de recuperação da falta com a análise das áreas da curva de potência



Fonte: Mohan (2016, p. 166).

Pela curva, pode-se notar que é possível determinar um ângulo de recuperação da falta limite, no qual, a partir deste, o critério de áreas não mais se aplica. Você deve apresentar essa dinâmica para o seu cliente, e dessa forma a sua tarefa estará concluída com êxito.

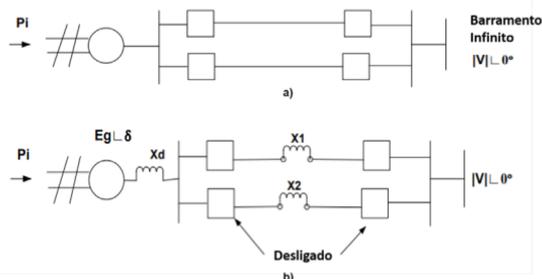
Avançando na prática

Perda súbita de uma das linhas paralelas

Descrição da situação-problema

Uma concessionária de energia elétrica tem um pequeno sistema que pode ser aproximado por uma única máquina ligada ao barramento infinito através de linhas paralelas, como mostrado na Figura 3.15a. O modelo de circuito do sistema é dado pela Figura 3.15b.

Figura 3.15 | Única máquina ligada ao barramento infinito através de duas linhas paralelas



Fonte: Araujo (2019, [s.p.]).

No entanto, devido a incidentes envolvendo a perda de uma das linhas, a concessionária contratou-o para realizar um pequeno estudo de estabilidade desse sistema. Assim, solicitou um relatório no qual constasse as informações mais relevantes sobre a estabilidade do sistema em caso de perda de uma das linhas. Quais informações você colocaria no relatório?

Resolução da situação-problema

Para estudar a estabilidade transitória do sistema quando uma das linhas é repentinamente desligada com o sistema operando em uma carga constante é necessário equacionar o sistema antes e após a perda de uma das linhas. Assim, antes de desligar, a curva do ângulo de potência é dada por:

$$P_{e_I} = \frac{|E_g| \cdot |V|}{X_d + X_1 \parallel X_2} \cdot \text{sen}(\delta) = P_{\max_I} = \text{sen}(\delta)$$

Imediatamente após o desligamento da linha 2, por exemplo, a curva do ângulo de potência é dada por:

$$P_{e_{II}} = \frac{|E_g| \cdot |V|}{X_d + X_1} \cdot \text{sen}(\delta) = P_{\max_{II}} = \text{sen}(\delta)$$

Como:

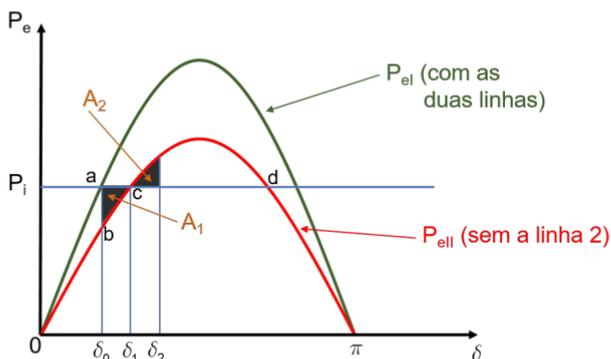
$$X_d + X_1 > X_d + X_1 \parallel X_2$$

Então,

$$P_{\max_I} > P_{\max_{II}}$$

A partir dessas equações é possível construir o gráfico mostrado na Figura 3.16.

Figura 3.16 | Critério de área aplicado à abertura de uma das duas linhas em paralelo



Fonte: Araujo (2019, [s.p.]).

Ao desligar a linha 2, o ponto de operação elétrico muda para a curva II (ponto b). A energia aceleradora correspondente à área A_1 é então inserida no rotor. Assumindo que uma área A_2 correspondente à energia de desaceleração (energia fora do rotor) pode ser encontrada, tal que $A_1 = A_2$, o sistema será estável e finalmente operará no ponto c, que corresponde a um novo ângulo do rotor para transferir a mesma potência constante. Então, o critério das áreas iguais mostra que a área A_1 , representando a energia aceleradora, e a área A_2 , representando a energia desaceleradora, tendem a serem iguais para a estabilidade do sistema. Fisicamente o critério expressa que o rotor deve ser capaz de devolver ao sistema toda a energia absorvida durante a

aceleração da máquina.

Se a carga constante é aumentada (a linha P_i é deslocada para cima), um limite é finalmente alcançado, além do qual a área de desaceleração igual a A_1 não pode ser encontrada e, portanto, o sistema se comporta como um instável. Para o caso limite, δ_1 tem um valor máximo dado por

$$\delta_1 = \delta_{\max} = \pi - \delta_0 .$$

Faça valer a pena

1. Considere um sistema elétrico representado por um gerador síncrono conectado a um barramento infinito por meio de uma linha de transmissão. Sobre esse sistema são feitas as seguintes afirmações:

- I. A potência transmitida pelo gerador é diretamente proporcional à reatância da linha.
- II. A máxima potência transferida ocorre em um ângulo de abertura do gerador igual a 90 graus, quando considerada a referência angular no barramento infinito.
- III. Quando uma falta ocorre na metade da linha, a capacidade de transferência de potência aumenta.

Sobre as afirmativas, 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 I e II estão corretas.
- e) Apenas as afirmativas II e III estão corretas.

2. A finalidade de um sistema de potência é garantir que a energia elétrica chegue a diversos consumidores, em diversas aplicações. O projeto e operação destes deve ser concebido para entregar essa energia obedecendo a requisitos de qualidade e economia, utilizando conhecimentos técnicos. Nesse contexto, os sistemas de proteção para eliminação de faltas exercem um papel fundamental.

A eliminação de uma falta requer que os _____ atuem abrindo os disjuntores nos extremos das linhas. Isso significa que os geradores precisam se conectar ao barramento infinito por meio de _____, normalmente _____. Se uma falta ocorrer em uma das linhas de transmissão, após o tempo de eliminação da falta, o gerador e o barramento infinito ficam conectados pela _____.

Assinale a alternativa que preenche corretamente os espaços.

- a) sistemas de proteção; múltiplas linhas; em paralelo; linha redundante.
- b) sistemas de proteção; uma única linha; em paralelo; linha redundante.
- c) sistemas de proteção; múltiplas linhas; em série; linha redundante.
- d) sistemas de medição; múltiplas linhas; em série; linha redundante.
- e) sistemas de medição; múltiplas linhas; em paralelo; linha faltante.

3. Durante a análise de estabilidade transitória em uma falta, o ponto de operação muda para a curva da potência obtida durante a falta. Nesse momento, o ângulo começa a aumentar, buscando um valor de potência maior. No momento em que a falta é eliminada, o ponto de operação muda novamente para a curva pós-falta, mas, devido à energia acelerante, continua a excursionar pela curva.

O critério utilizado para garantir a estabilidade de ângulo é o:

- a) Critério de correntes iguais.
- b) Critério de tensões iguais.
- c) Critério de áreas iguais.
- d) Critério de ângulos iguais.
- e) Critério de potências iguais.

Referências

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

MOHAN, N. **Sistemas elétricos de Potência – um curso introdutório**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

NORTHCOTE-GREEN, J.; WILSON, R. **Control and automation of electric power distribution systems**. Boca Raton: CRC Press, 2007.

Unidade 4

Controle de sistemas elétricos de potência

Convite ao estudo

Os sistemas elétricos de potência são sistemas dinâmicos que passam por variações e perturbações diversas. Os elementos externos que podem levar o sistema à instabilidade são inúmeros, sendo assim, as ações de controle para restaurar o sistema às condições normais de operação se tornam extremamente necessárias.

Já analisamos os principais problemas de estabilidade no sistema de potência e como a teoria da estabilidade pode ser utilizada para a análise dos sistemas. As análises de estabilidade são importantes para os estudos de planejamento da expansão, pois deve-se considerar as restrições de estabilidade para se configurar adequadamente toda a geração, carga e topologia da rede. No entanto, somente o controle automático dos sistemas elétricos pode agir na ocorrência de eventos, tais como faltas e perturbações. Esse controle tem a função, basicamente, de identificar uma distorção nos parâmetros que devem ser mantidos em equilíbrio, de forma a aplicar ações da teoria de controle moderno para estabilizar esses parâmetros novamente.

Logo, os conteúdos de estabilidade de sistemas de potência estão relacionados muito intimamente nos centros de controle de geração e transmissão de energia elétrica. Por exemplo, temos os frequentes estudos de estabilidade dentro da operação, necessários para se obterem os ajustes dos parâmetros e *setpoints* dos controladores do sistema. Assim, a teoria de controle se faz necessária para que o profissional dessa área possa projetar e implementar os controladores adequados.

Na área de pesquisa e desenvolvimento, são implementadas malhas de controle utilizadas para analisar as respostas do sistema por meio de simulações dinâmicas de forma a propor alterações em ajustes previamente estabelecidos com a finalidade de otimizar o sistema.

Finalmente, no âmbito dos sistemas de geração, são realizados estudos para definir ajustes eficazes dos parâmetros de reguladores de velocidade e excitatrizes, que utilizam malhas de controle, geralmente em malha fechada, em sua implementação.

Nesse contexto, esta unidade de estudo procurará apresentar a você os principais mecanismos de controle de sistemas elétricos de potência, tendo

como principal objetivo a aplicação deles. Na primeira seção, começaremos pelo estudo dos mecanismos de controle de tensão no sistema de potência, analisando os principais equipamentos que podem fornecer a potência reativa necessária para o controle automático; em seguida, veremos como o controle de excitação dos geradores podem contribuir para essa função. Na segunda seção, conheceremos os sistemas de gerenciamento de energia e faremos uma análise mais aprofundada do sistema SCADA e do controle automático da geração. Por fim, na terceira seção, faremos uma análise do despacho econômico de energia e apresentaremos o conceito do fluxo de potência ótimo.

O conhecimento adquirido nesta unidade será um diferencial para a sua formação, mas exigirá sua dedicação e empenho na leitura do conteúdo e na realização das atividades propostas. Bons estudos!

Controle de tensão em sistemas de potência

Diálogo aberto

Caro aluno, nesta primeira seção estudaremos o controle de tensão em sistemas de energia elétrica. Falaremos de tópicos relevantes, como os controles e limites operacionais típicos, controles de tensão em barras de geração, limites de tensão em barras de carga e transformadores com controle automático de *tap*.

Em um sistema interligado como o sistema de energia elétrica no Brasil, há um grande número de geradores conectados por meio de linhas de transmissão em que a frequência é sincronizada e os níveis de tensão mantidos próximos do valor nominal. Essa interligação garante a continuidade de serviço aos consumidores, com confiabilidade no caso de contingências, além de proporcionar a otimização da geração, com custo mais baixo. No sistema existe a necessidade de atender a uma demanda que varia durante todo o tempo e deixa-o ainda mais susceptível a perturbações e eventos. Para mitigar as consequências negativas causadas por uma eventual instabilidade do sistema, a tensão e a frequência do sistema devem ser controlados, e os principais mecanismos de controle, conforme veremos no decorrer desta unidade, são os indicados a seguir:

1. Controle da potência reativa através do ajuste adequado no controle de excitação de campo dos geradores.
2. Controle da frequência e manutenção do intercâmbio de potência em seus valores programados.
3. Fluxo de potência ótimo, de forma a despachar a energia da maneira mais econômica, considerando restrições tais como capacidades da linha de transmissão e estabilidade do sistema de potência.

Nesse contexto, imagine que uma empresa de geração deseja implementar um sistema de controle de excitação nos geradores das usinas. Você trabalha para uma empresa que fornece geradores, turbinas e equipamentos associados para usinas hidrelétricas e foi contratado para fornecer um sistema de excitação completo. Para isso, inicialmente, você deverá explicar ao cliente as funcionalidades e os componentes do sistema de excitação a fim de promover um controle automático.

Como você realizaria essa tarefa? Esse controle seria um controle de malha aberta ou malha fechada?

No decorrer da seção, você será apresentado aos principais conceitos para que sua tarefa possa ser concluída com êxito.

Bons estudos!

Não pode faltar

É importante destacar que quando falamos em controle de tensão em um sistema de potência nos referimos à garantia da qualidade de energia. Essa qualidade pode ser garantida mantendo-se o nível da tensão em seu valor nominal, sendo este o ponto de ajuste no qual a maioria dos equipamentos de controle trabalham. Os **limites operacionais típicos** da tensão em sistemas de potência se situam em uma faixa em torno do valor nominal, por exemplo em uma região correspondente a $\pm 5\%$ desse valor.

Além disso, os **limites de tensão em barras de carga** devem ser sempre levados em consideração no controle, uma vez que a variação no nível da tensão pode perturbar a carga, principalmente quando operamos em baixas tensões. Um exemplo típico desse efeito é na diminuição da intensidade luminosa das lâmpadas residenciais. Em indústrias, o efeito da variação de tensão pode ter consequências mais graves, como a desaceleração dos motores de indução quando em tensões muito abaixo das nominais, e a saturação magnética de transformadores e motores em altas tensões. Como discutido no capítulo sobre a estabilidade de tensão, a falta de potência reativa pode causar a instabilidade da tensão e seu possível colapso. Uma das formas de se evitar que isso ocorra é fazer o fornecimento de potência reativa em dada área a ser atendida por um equipamento em derivação. Quando esse dispositivo for conectado a um barramento de uma subestação, por exemplo, o fluxo de potência poderá ser controlado por meio do controle das magnitudes das tensões, do controle da reatância da linha ou ainda alterando-se a abertura angular entre a fonte e o barramento.

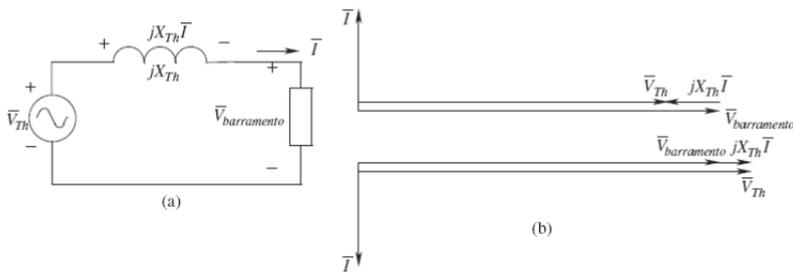
A explicação teórica desse tipo de compensação pode feita por meio da representação do equivalente Thevenin do sistema em estudo, incluindo a carga da barra onde o equipamento deve ser conectado. Por muito tempo, a utilização de bancos de capacitores consistiu na forma mais comum de se prover essa compensação reativa para o sistema. No entanto, nos dias atuais é empregada também uma gama de equipamentos estáticos de potência reativa baseados em eletrônica de potência. Esses equipamentos têm classificações e tipificações dentro de uma categoria maior, que é a categoria dos sistemas de transmissão CA flexíveis, ou *flexible AC transmission systems* (FACTS), cujos princípios de operação serão abordados na sequência.

Podemos inicialmente considerar o circuito de Thevenin, representando o equivalente do sistema elétrico, conforme já mencionado, de acordo com a Figura 4.1a. Nesse circuito, descrevemos a equação de tensão de malha, conforme segue:

$$\bar{V}_{\text{barramento}} = \bar{V}_{TH} - jX_{TH}\bar{I}$$

Os diagramas fasoriais são apresentados na Figura 4.1b, indicando que quando a corrente está adiantada em relação à tensão equivalente de Thevenin, então temos que a tensão no barramento é maior do que a tensão de Thevenin uma vez que existe uma queda de tensão na reatância equivalente de Thevenin. De outra forma, quando a corrente está atrasada em relação à tensão do barramento, esta é menor do que a tensão da fonte do equivalente de Thevenin. Esse diagrama fasorial, apesar de básico em seu conceito, é importante para reconhecer que a presença de um dispositivo conectado em derivação e fornecendo potência reativa afeta a magnitude da tensão do barramento por meio da queda de tensão na reatância, indicando que quanto menor for o valor dessa reatância, menor será o efeito na tensão da barra.

Figura 4.1 | Representação do sistema elétrico (a) circuito equivalente; (b) representação fasorial



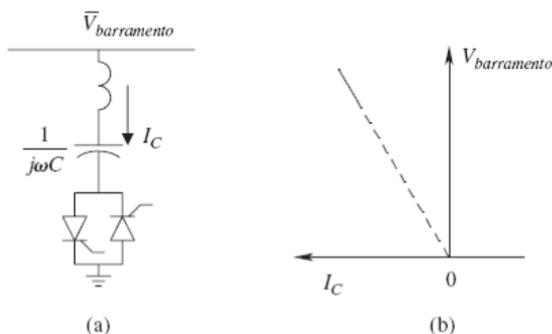
Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

Desse modo, cabe-nos estudar, do ponto de vista do controle de tensão por meio do controle de potência reativa, quais tipos de equipamentos de compensação em derivação podem ser empregados com os bancos de capacitores, de forma a promover um controle automático destes. Eles se tratam de dispositivos chaveados por meios mecânicos ou por tiristores conectados em antiparalelo, assim como mostrado na Figura 4.2a.

Nessa figura, visualizamos uma indutância conectada em série, que tem como uma de suas funções a minimização das correntes transitórias ocorridas no chaveamento do bando de capacitores quando são efetivamente ligados para o fornecimento da potência reativa.

A configuração mostrada na Figura 4.2a é típica de um compensador estático de VAR (unidade de potência reativa), do inglês *static VAR compensators*, ou SVC. O funcionamento básico dessa configuração é garantir a aplicação de pulsos contínuos em ambos os tiristores conectados em paralelo e em sentidos opostos, de modo que a corrente no par possa fluir, assemelhando-se a uma chave mecânica, mas controlada pelos pulsos nas portas. Podemos também ver a característica V-I da configuração, representada por uma linha reta na Figura 4.2b. Nesse gráfico podemos constatar que conforme a magnitude da corrente no capacitor varia, a tensão no barramento varia linearmente, sendo que essa variação, ou inclinação da reta, pode ser controlada por meio do valor da capacitância C.

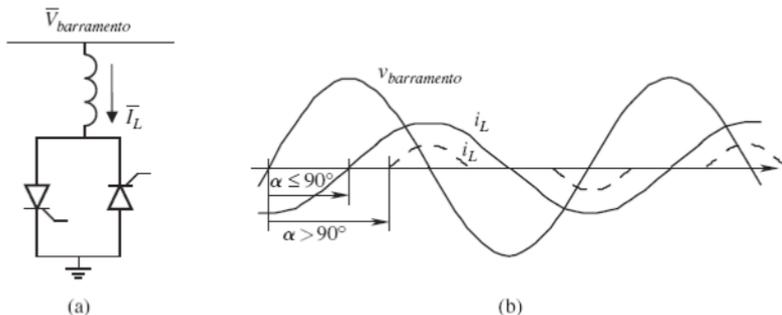
Figura 4.2 | Representação do funcionamento de um compensador estático de VAR: (a) configuração; (b) curva característica



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

Uma outra forma de utilizar um equipamento de compensação em derivação é fazendo uso de um reator e também de uma chave a tiristor, conforme mostrado na Figura 4.3a. No entanto, essa chave é utilizada para conectar em derivação um reator representado pela indutância na figura. Essa configuração é denominada de reator controlado a tiristores, ou pela terminologia em inglês: *thyristor controlled reactor* (TCR). Na Figura 4.3b é mostrado que é possível controlar o ângulo de disparo de cada tiristor, de forma a controlar a corrente através do reator. O controle dessa corrente permite também o ajuste de uma reatância efetiva e da potência reativa fornecida. Ajustando o ângulo de disparo, o reator pode ser considerado conectado totalmente em ângulos menores do que 90 graus, e acima desse valor, pode-se variar o ângulo até 180 graus, em que o reator é considerado totalmente desligado. Cabe ressaltar ainda que existe a possibilidade de se utilizarem ambos TCR e SVC em uma conexão em paralelo, controlando o ângulo de atraso do TCR, para fornecer ou absorver potência reativa, e a magnitude desse valor de potência também pode ser controlada.

Figura 4.3 | Reator controlado a tiristor (TCR): (a) diagrama; (b) corrente de acordo com o ângulo de disparo

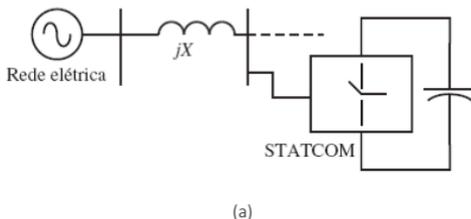


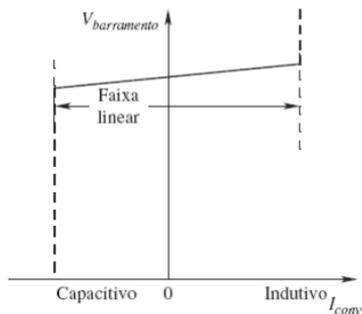
Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

O controle da potência reativa também é possível utilizando-se os compensadores estáticos (STATCOMs). Eles consistem em conversores utilizados na transmissão HVDC com elo de tensão. Com esse dispositivo, é possível sintetizar tensões senoidais trifásicas a partir de uma fonte de corrente contínua utilizando-se da tensão CC de um capacitor no barramento CC cuja tensão é viabilizada quando ocorre uma transferência de potência ativa do sistema CA ao conversor de forma a compensar perdas. A potência reativa pode ser controlada, como em um indutor ou como em um capacitor. A ideia geral pode ser resumida como mostrado na Figura 4.4a, em que a rede elétrica é conectada a um indutor na saída CA do conversor (na parte tracejada), cuja função é principalmente promover a filtragem, sendo reduzida a queda da tensão na frequência fundamental.

A característica V-I é apresentada na Figura 4.4b, em que as linhas verticais representam a corrente nominal do equipamento, mostrando que o conversor pode ser considerado uma fonte de corrente reativa controlável na barra em que for conectado.

Figura 4.4 | STATCOM: (a) esquema de conexão ao sistema de potência; (b) curva V-I





(b)

Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).



Assimile

No dispositivo STATCOM utilizado nos conversores de sistemas HVDC de elo de tensão, é possível absorver correntes capacitivas ou indutivas de forma controlada, independentemente da tensão do barramento. Quando utilizado um sistema HVDC, os conversores em ambos os lados do elo podem, independentemente, fornecer ou absorver potência reativa.



Saiba mais

A redução do valor efetivo da reatância para controlar a tensão é possível em decorrência da utilização de capacitores série, mas, além deles, existe um tipo de compensador série a tiristor em que a indutância efetiva do indutor a ser conectado em paralelo com o capacitor pode ser controlada pelos ângulos de condução dos tiristores. Assim, a reatância pode ser feita capacitiva ou indutiva. O compensador é conhecido pelo seu nome em inglês: *thyristor-controlled serie compensator* (TCSC).

Para saber mais sobre esse tipo de compensador, sugerimos que pesquise o material a seguir:

BREUER, W. *et al.* Prospects of Smart Grid Technologies for a Sustainable and Secure Power Supply. *In: WORLD ENERGY CONGRESS AND EXPOSITION, 20., 2007, Roma, Itália. Anais [...]. Roma, Itália: World Energy Council, 2007.*

Em sistemas de transmissão, além dos compensadores estáticos estudados nesta seção, podemos destacar como principal meio para o controle da tensão o controle da excitação do gerador síncrono em usinas de energia. Nesse caso, basicamente, o controle da excitação permite operar a máquina

de duas formas distintas: o gerador operando em modo sobrecitado permite fornecer potência reativa para o sistema; se for operado no modo subexcitado subexcitação, ocorre a absorção de potência reativa.



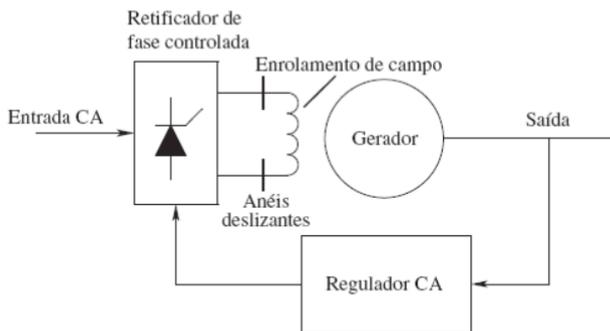
Refleta

Em último caso, o corte automático de carga pode ser realizado para equilibrar as tensões do sistema. Esse mecanismo é chamado de rejeição de carga.

Considerando que o controle de tensão é proporcionado pela disponibilidade de potência reativa, como o corte de carga contribui para elevar as tensões na rede?

Em máquinas síncronas, o enrolamento de campo se localiza no rotor. Esse enrolamento deve ser alimentado por uma corrente CC de forma a obter um fluxo do campo constante que variará espacialmente na máquina com o movimento do eixo. Os sistemas de excitação são os responsáveis por fornecer essa alimentação de forma controlada. Na Figura 4.5 é apresentado um sistema de excitação típico por meio de um diagrama em blocos.

Figura 4.5 | Sistema de excitação típico



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

Nesse diagrama podemos ver um retificador a tiristores conectado por meio de anéis deslizantes ao enrolamento do rotor. O retificador deve controlar o deslocamento do ângulo de disparo de modo a fornecer uma saída CC em um nível de tensão adequado, com uma entrada CA. A tensão do gerador serve como realimentação para um sistema de regulação (Regulador CA). Deve-se, no entanto, incorporar funções de segurança, como limitar a subexcitação a fim de evitar que passe do limite de estabilidade em regime permanente, assim como também limitar a sobrecitação, para prevenir que o limite térmico seja ultrapassado. Um fator de extrema importância no sistema de excitação é com relação à resposta do controle. Podemos inferir

que a resposta do sistema de controle deve ser rápida o suficiente para que ocorra a melhora da estabilidade transitória quando da necessidade de elevar ou diminuir o fornecimento de potência reativa, ou o ajuste com as variações de carga da rede. Essa resposta deve ser amortecida o suficiente para prevenir oscilações do rotor, sendo essas oscilações utilizadas também como entrada do sistema de controle de excitação.

Em sistemas de distribuição, o controle de tensão é também muito importante. Em redes desse tipo, que são tipicamente radiais, a distância entre geração e carga pode causar uma queda de tensão indesejável. Esse é o caso, por exemplo, das redes de distribuição convencionais (com pouca penetração de geração distribuída) em que quanto maior for a distância do ponto de carga em relação à subestação, maior será a queda de tensão. Para contornar os problemas de instabilidades de tensão, reguladores de tensão e bancos de capacitores são alocados em pontos estratégicos de forma a retornar as tensões aos patamares aceitáveis.

Os reguladores de tensão são tipicamente **transformadores de tap variável**, que analisam as tensões de primário e secundário e ajustam os *taps* para elevar ou abaixar a tensão de forma a mantê-la regulada. Esse ajuste de *tap* pode ser feito de forma automática ou manual, sendo os reguladores automáticos mais comuns de serem empregados em transformadores de subestações de distribuição. Alternativamente, pode-se fazer o controle da tensão por meio de bancos de capacitores estrategicamente alocados no sistema. Esses bancos de capacitores têm a função de injetar potência reativa de forma controlada na rede, a fim de alterar o fator de potência da carga e regular o nível de tensão.

Sem medo de errar

Retomemos a situação que apresentamos no início desta seção. Nessa situação, você trabalha para uma empresa que fornece geradores, turbinas e equipamentos associados para usinas hidrelétricas. Dentre os equipamentos associados está a excitatriz do gerador que controla a excitação de campo.

Um dos clientes dessa empresa é dono de uma usina hidrelétrica que deseja trocar o sistema de excitação devido à demanda por um maior controle da potência reativa fornecida. Você foi contratado para preparar uma apresentação do funcionamento do produto para o cliente. Nessa apresentação, você deverá abordar os conhecimentos adquiridos nesta seção. Pode-se abordar a necessidade de fornecimento de potência reativa para controle das tensões do sistema e como o controle de excitação é necessário para esse fim em uma barra de geração.

É importante destacar que esse tipo de sistema é implementado em geradores síncronos, pois o enrolamento de campo que se localiza no rotor e é alimentado por uma corrente CC é o enrolamento de campo, e os sistemas de excitação são os responsáveis por fornecer essa alimentação de forma controlada. Na Figura 4.5 já apresentamos um sistema de excitação típico por meio de um diagrama em blocos. É muito importante que você inclua essa figura na sua apresentação e destaque as funcionalidades de cada componente.

Nesse diagrama, podemos ver um retificador a tiristres conectado por meio de anéis deslizantes ao enrolamento do rotor. O controle do deslocamento do ângulo de disparo do tiristor controla a tensão e a corrente de excitação na saída do retificador; a tensão do gerador serve como realimentação para um sistema de regulação (Regulador CA), sendo assim, o controlador deve incorporar funções de segurança, como limitar a subexcitação de forma a evitar passar do limite de estabilidade em regime permanente, assim como limitar a sobreexcitação, a fim de prevenir que o limite térmico seja ultrapassado. Deve-se ressaltar para o cliente que a resposta do controle é um fator essencial e deve ser rápida o suficiente para que ocorra a melhora da estabilidade transitória. Busca-se essa melhora quando há a necessidade de elevar ou diminuir o fornecimento de potência reativa, ou o ajuste com as variações de carga da rede, amortecida o suficiente para prevenir oscilações do rotor, que também são utilizadas como entrada do sistema de controle de excitação.

Destacando esses pontos na sua apresentação, o cliente poderá entender a importância do controle da excitação da máquina para o equilíbrio das tensões no sistema, e a sua tarefa estará concluída com êxito!

Avançando na prática

Uso de transformadores de *tap* variável como reguladores de tensão

Descrição da situação-problema

Imagine que você trabalha em uma empresa fabricante de transformadores. Seu cliente é a concessionária local, que deseja instalar alguns transformadores no sistema de distribuição primário, de nível de tensão em 13.8 kV. No entanto, esses transformadores devem apresentar uma relação de transformação para a tensão ser levemente elevada em uma situação de quedas de tensão na linha, que, como consequência, possa levar à violação dos limites de tensão. No portfólio de sua empresa há diversos transformadores.

A equipe técnica indicou alguns deles para a aplicações na tensão desejada:

- Transformador abaixador 13.8 kV para 220 V 50MVA.
- Transformador abaixador, de 138 kV para 13,8 kV 2300 MVA.
- OLTC 13.8 kV 30 MVA.

Você deve escolher um desses transformadores para sugerir a instalação ao seu cliente. Qual deles seria o mais indicado?

Resolução da situação-problema

Uma análise rápida dos requisitos do cliente já demonstra que os transformadores abaixadores não podem ser utilizados. Não somente por se tratarem de transformadores abaixadores, mas também pela funcionalidade não ser adequada. O que o cliente deseja é fazer um controle de tensão de modo que eventuais quedas de tensão possam ser controladas.

Os reguladores de tensão também são compostos de transformadores. Estes são tipicamente de *tap* variável, analisam as tensões de primário e secundário e ajustam os *taps* para elevar ou abaixar a tensão de forma a mantê-la regulada. O ajuste de *tap* pode ser feito de forma automática ou manual, sendo os reguladores automáticos mais comuns de serem empregados em transformadores de subestações de distribuição. Existem também os reguladores de tensão que são empregados ao longo do sistema de distribuição, no entanto, é interessante que esses reguladores sejam do tipo automático, como os OLTCs (*On Load Tap Changer*), de forma que não seja necessária a mudança de *tap* manual toda vez que uma queda de tensão ocorrer.

Faça valer a pena

1. Uma das formas de se realizar o controle de tensão é por meio do fornecimento de potência reativa em dada área a ser atendida por um equipamento em derivação. Esse tipo de compensação pode ser explicado teoricamente por meio da representação do equivalente Thevenin, feita com uma tensão de Thevenin, em série com uma reatância de Thevenin, que é conectada a um certo barramento. Considere as seguintes afirmativas:

- I. Se a corrente está adiantada com relação à tensão de Thevenin, então a tensão do barramento é menor do que a tensão de Thevenin.
- II. Se a corrente está atrasada com relação à tensão de Thevenin, então a tensão do barramento é maior do que a tensão de Thevenin.
- III. Para tensões corrente adiantada, o barramento recebe potência reativa, e para corrente atrasada, o barramento consome potência reativa.

Escolha a alternativa que descreve corretamente as afirmativas.

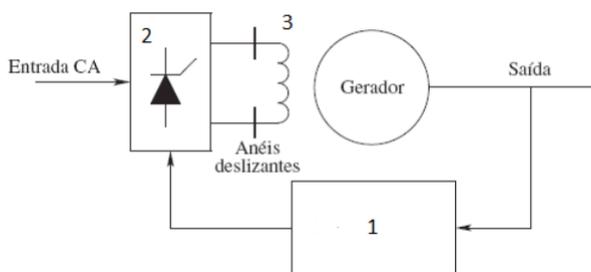
- a) Apenas a afirmativa I está correta.
- b) Apenas a afirmativa II está correta.
- c) Apenas a afirmativa III está correta.
- d) Apenas as afirmativas I e III estão corretas.
- e) Todas as afirmativas estão corretas.

2. Cabe-nos estudar, do ponto de vista de controle de tensão por meio do controle de potência reativa, quais os tipos de equipamentos de compensação em derivação podem ser empregados com os bancos de capacitores, de forma a promover um controle automático destes.

Assinale a alternativa que apresenta os principais meios de controle de compensadores reativos em sistemas elétricos de potência.

- a) SVC, TRC e STATCOM.
- b) VHDL, TRC e STATCOM.
- c) SVC, VHDL e STATCOM.
- d) PHP, VHDL e STATCOM.
- e) PHP, TRC e STATCOM.

3. Em máquinas síncronas, o enrolamento de campo se localiza no rotor. Esse enrolamento deve ser alimentado por uma corrente CC de forma a obter um fluxo do campo constante que variará espacialmente na máquina com o movimento do eixo. Os sistemas de excitação são os responsáveis por fornecer essa alimentação de forma controlada. A partir desse contexto, considere a seguinte figura:



Fonte: adaptada de Mohan (2016, [s.p.]).

Assinale a alternativa que contém, na ordem apresentadas os componentes enumerados na figura do sistema de excitação.

- a) 1 - enrolamento de campo; 2 - retificador; 3 - regulador.
- b) 1 - enrolamento de campo; 2 - regulador; 3 - retificador.
- c) 1 - regulador; 2 - retificador; 3 - enrolamento de campo.
- d) 1 - retificador; 2 - regulador; 3 - enrolamento de campo.
- e) 1 - regulador; 2 - enrolamento de campo; 3 - retificador.

Gerenciamento de sistemas de energia

Diálogo aberto

Caro aluno, na segunda seção desta unidade vamos continuar estudando o controle de tensão em sistemas de energia elétrica. Falaremos agora do controle automático da geração, passando por este e demais tópicos relevantes como os sistemas de supervisão e aquisição de dados, o agendamento do despacho de energia elétrica e a análise de redes elétricas. Em um sistema interligado como o sistema de energia elétrica no Brasil, existem muitos geradores conectados por meio de linhas de transmissão em que a frequência é sincronizada e os níveis de tensão mantidos próximos do valor nominal. Essa interligação garante a continuidade de serviço aos consumidores com confiabilidade no caso de contingências, além de proporcionar a otimização da geração. No sistema existe a necessidade de atender uma demanda que varia durante todo o tempo e deixa o sistema ainda mais susceptível a perturbações e eventos. Para mitigar as consequências negativas causadas por uma eventual instabilidade, a tensão e a frequência do sistema devem ser controladas. Já vimos que é possível fazer o controle da potência reativa por meio do ajuste adequado no controle de excitação de campo dos geradores. Ainda, em um sistema elétrico existe a necessidade de se fazer o controle da frequência e manutenção do intercâmbio de potência em seus valores programados.

Nesse contexto, imagine que uma empresa de geração deseja implementar um sistema de controle de carga-frequência nos geradores das usinas. Você trabalha para uma empresa que fornece geradores, turbinas e equipamentos associados para usinas hidrelétricas e foi contratado para fornecer um sistema regulação de velocidade de turbinas, mas para isso é necessário que inicialmente você explique ao cliente as funcionalidades e os componentes do sistema de forma a promover o controle de velocidade.

Como você realizaria essa tarefa? Esse controle seria um controle de malha aberta ou malha fechada?

No decorrer da seção você será apresentado aos principais conceitos para que sua tarefa possa ser concluída com êxito, mas para isso é necessário o seu empenho e dedicação em máximo nível. Bons estudos!

Quando iniciamos os estudos sobre estabilidade de tensão tivemos que fazer uma breve contextualização sobre os estados operativos do sistema, que correspondem ao estado normal, estado de alerta, estado restaurativo ou estado de emergência. Também falamos das funcionalidades do sistema de controle que podem ser basicamente divididas em 3 grupos. Essa contextualização também deve ser feita nesse momento, uma vez que estamos interessados em estudar os sistemas de gerenciamento de energia, ou do inglês o *Energy Management Systems – EMS*.



Lembre-se

As funcionalidades de controle podem ser divididas em três grupos conforme Northcote-green e Wilson (2007):

- Operação instantânea: Envolve a monitoração em tempo real das demandas de carga do sistema, despacho de geração, fluxos de carga e níveis de tensão nas barras. Os valores monitorados dessas variáveis são sempre comparados com os limites operativos e estabelecidos por regulamentos e normas, sendo que qualquer desvio de operação com relação a esses limites deve ter ações tomadas para que se retorne à operação normal do sistema. Nesse sentido, deve-se conhecer em que ocasiões o sistema pode ter limites violados de forma a entrar em estado de alerta ou emergência de forma que as ações necessárias e apropriadas sejam devidamente tomadas.
- Planejamento da operação: Compreende os planejamentos de curto prazo e longo prazo. Quando nos referimos a períodos de curto prazo, nos referimos às ações em umas poucas horas e, quando nos referimos ao planejamento de longo prazo, nos referimos às ações no período de alguns meses. Um dos fatores cruciais para esse tipo de planejamento está relacionado a previsões de carga. Nos sistemas de distribuição, a estimativa de previsão de carga, principalmente em cenários atuais de geração distribuída e recursos distribuídos, é algo desafiador exigindo maior quantidade de monitoramento não somente nas subestações de distribuição, como também ao longo do alimentador e nos pontos de consumo.
- Reporte da operação: O reporte da operação reflete a necessidade de manter um banco com as informações da estatística de performance da operação do sistema, dados sobre distúrbios e faltas, níveis de carregamento, entre outros que são relevantes para as fases de planejamento e outras funções. Por exemplo, as análises realizadas com os dados referentes a um distúrbio passado podem

ser de grande utilidade para prever novos distúrbios e, dessa forma, tomar as ações necessárias quando ocorrer. Além disso, a comunicação dos índices de qualidade das concessionárias para os órgãos regulatórios é uma exigência legal que deve ser atendida.

Esses grupos contemplam também como o Sistema Supervisório de Aquisição de Dados (SCADA) deve concebido em um sistema de gerenciamento de energia. Um software SCADA permite supervisionar, monitorar à distância, informações como os níveis de tensão, os limites térmicos da linha, o estado operativo da rede, entre outros dados do sistema elétrico de potência. É importante também destacar que softwares desse tipo permitem supervisionar os mais diversos tipos de plantas industriais, como as plantas petroquímicas, indústrias de manufatura, plantas de saneamento de água e, também, as usinas de geração de energia. Nas funcionalidades de controle, é possível acionar a distância o equipamento por um simples clique de um botão. Além disso, permite-se detectar de forma rápida qualquer anormalidade na rede elétrica por meio do acionamento de alarmes em tempo real. Para que isso seja possível, o software faz a aquisição dos dados do processo, armazena-os em um banco de dados e os disponibiliza para análises operacionais.

Assim, a existência de um sistema SCADA na usina de energia é essencial para que se possa fazer o controle automático da geração, da qual falaremos a seguir:

Controle automático da geração (CAG)

Já sabemos que a demanda de carga em um sistema elétrico de potência é altamente variante, e que esta variação é aleatória. Dessa forma, para que o fluxo de potência atenda o valor da demanda em cada instante, é necessário que a potência ativa fornecida pelos geradores seja adequada de forma otimizada em cada instante. O Controle Automático da Geração (CAG) tem o papel de fazer esse ajuste de potência para os geradores interconectados. Sendo assim, o sistema de controle deve utilizar, como realimentação, os dados de variação de carga e responder adequadamente a essas variações. O sistema elétrico de potência precisa de um sistema automático para fazer o controle, porque as variações constantes de potência ativa no sistema levam também a variações de frequência, que afetam diretamente a performance do sistema. Ao analisarmos a estabilidade de ângulo e a frequência, pudemos verificar que as instabilidades nessa área podem levar à perda de sincronismo e conseqüente desconexão dos geradores do sistema, uma vez que o sistema opera em uma base de frequência constante, e a perda de geradores afeta negativamente o sistema como um todo.



Assimile

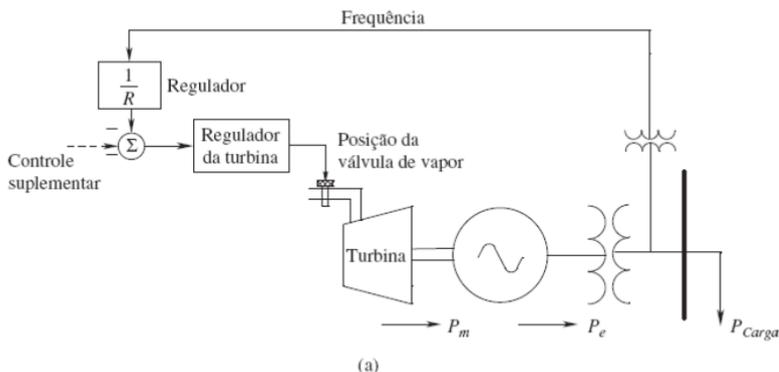
Tanto o Brasil como a rede de potência da América do Norte são operados em interconexões regionais. Para que uma operação confiável e segura ocorra, as interconexões devem monitorar e controlar continuamente o fluxo de potência, sendo que cada área comporta um número grande de geradores. A conexão entre essas áreas é possível devido a utilização de linhas de conexão, denominadas *tie-lines*. A troca de potência entre as áreas é feita de maneira programada para tirar o máximo proveito das interligações.

Para que isso seja possível, os geradores conectados em cada área contribuem de maneira controlada com o fornecimento de energia, de uma forma dinâmica e otimizada, para que as variações de potência na rede sejam atendidas sem prejuízos em nenhuma das áreas, sendo que, em regime permanente, cada área atende a toda a variação de potência de sua própria região, e os intercâmbios só ocorrem quando necessário. Assim, o CAG é essencial para que esse controle otimizado ocorra satisfatoriamente, e os geradores devem ser devidamente equipados para esse fim. O CAG necessita de certa quantidade de reserva girante que é utilizada para atender às variações instantâneas na demanda de carga de forma rápida e quando necessário.

Controle de Carga-Frequência

Em uma unidade geradora, o eixo do gerador é acoplado diretamente à turbina que é acionada por uma fonte primária de energia (como a queda de água em usinas hidrelétricas e o vapor em usinas térmicas). Dessa forma, ao controlar a potência no eixo das turbinas, será também controlada a potência de saída dos geradores, uma vez que a transformação de potência é exatamente entre a potência mecânica fornecida ao eixo e a potência elétrica entregue nos terminais do gerador. No controle automático da geração (CAG), pode-se então utilizar reguladores de velocidade das turbinas, assim como mostra a Figura 4.6, em que existe um regulador da turbina conectado a uma turbina simples. Para entender o funcionamento desse esquema, vamos inicialmente supor que a carga elétrica aumenta e, quando isso ocorre, o rotor responde desacelerando e conseqüentemente resultando na diminuição da velocidade de giro e da frequência. Essa diminuição da frequência é o que realimenta o regulador, e este envia um sinal para o posicionamento automático da válvula, abrindo-a e deixando entrar mais vapor. Com o aumento do vapor, a potência mecânica que entra aumenta e, assim, a potência elétrica que sai também é aumentada, atendendo a carga e ajustando novamente a frequência.

Figura 4.6 | Esquema para controle de velocidade de uma turbina para o controle carga-frequência



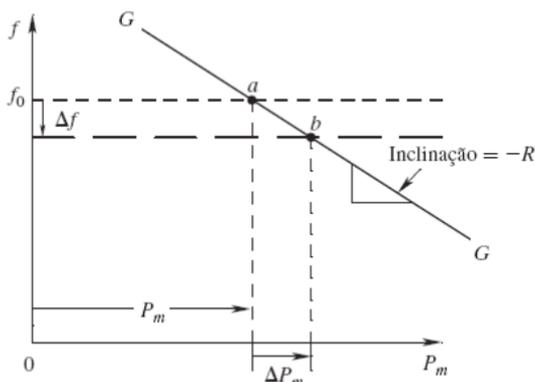
Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).

Para que o controle seja possível, o regulador deve implementá-lo de acordo com uma curva carga-frequência representada por uma linha reta inclinada GG, como a mostrada na Figura 4.2. Para entender, vamos considerar que o gerador opera suprindo uma carga em uma determinada frequência inicial (f_0 na figura) e a esta carga denotaremos um valor qualquer P_m . Um aumento qualquer de carga em regime permanente correspondendo a uma variação ΔP_m levará a um decréscimo da frequência em um valor igual a Δf , assim como mostra a Figura 4.7, e isso permite que um sinal seja enviado à válvula de forma a passar mais vapor e a aumentar a velocidade do gerador, o aumento da velocidade, por sua vez, garante um aumento da frequência retornando ao valor de referência. Devemos atentar que um decréscimo na frequência corresponde a um valor negativo e, assim, a saída do regulador deve ser multiplicada por um sinal negativo, o que explica a inclinação da curva para baixo, indicando um coeficiente angular da reta de valor negativo. É importante também lembrar que a função do controle carga-frequência é manter as frequências da rede em níveis aceitáveis, o que para a rede elétrica brasileira corresponde a 60 Hz com variações de 0,05 Hz para mais e para menos.

A regulação corresponde justamente à inclinação da reta na Figura 4.7, o controle carga-frequência é $(-R)$, em que R tem um valor positivo.

$$R(\%) = -\frac{\Delta f(\%)}{\Delta P_m(\text{pu})}$$

Figura 4.7 | Curva de regulação do controle de velocidade da turbina



Fonte: Mohan (2016, [s.p.]).



Exemplificando

Por exemplo, a regulação R igual a 5% implica um aumento de 0,1 pu na carga elétrica, correspondendo a um decréscimo de 0,5% na frequência base. Se a frequência base é 60 Hz, isso corresponde a um decréscimo de 0,3 Hz, ou seja, a nova frequência será 59,7 Hz.

Apesar de o conceito de controle carga-frequência para o controle automático da geração ter sido apresentado utilizando um gerador apenas, em uma usina é normal encontrar um maior número de geradores. De fato, é normal que se encontrem ao menos duas unidades geradoras, uma vez que, para que ocorra a manutenção de uma delas, não seja necessário retirar toda a usina de operação, sendo garantida a redundância. Por isso, o controle de carga-frequência deve considerar o caso de múltiplos geradores em operação. Para que possamos fazer essa análise e estender para múltiplos geradores, vamos considerar agora o caso de dois geradores que estão interligados a uma carga, como representa a Figura 4.8. Assumiremos que esta barra esteja inicialmente localizada na barra de ligação do gerador 1, mas é importante ressaltar que ambos os geradores contribuem para o suprimento da carga de forma que, em regime permanente, ignorando as perdas, $P_{e1} = P_{m1}$, $P_{e2} = P_{m2}$ e $P_{m1} + P_{m2} = P_{carga}$.

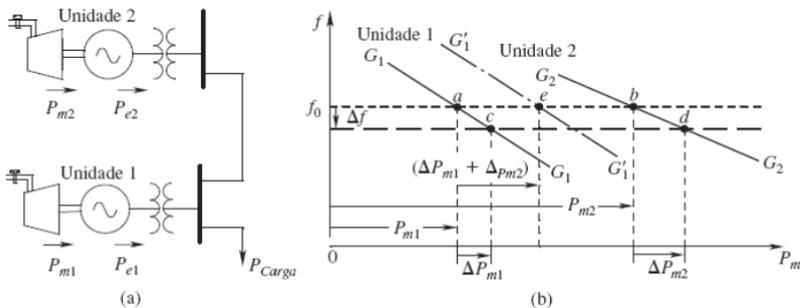
Pela Figura 4.8 podemos também notar que os geradores possuem, cada um, uma turbina e um sistema de regulação de velocidade conectado a cada uma dessas turbinas. Assim, cada um dos controladores possuem uma característica de carga-frequência, ambas indicadas na Figura 4.3b pelas retas inclinadas, G1-G1 no caso do gerador 1, e

G2-G2 no caso do gerador 2 com regulações indicadas por R1 e R2 respectivamente.

$$\Delta f = -R_1 \Delta P_{m1} \quad \text{e} \quad \Delta f = -R_2 \Delta P_{m2}$$

Figura 4.8 | Sistema com dois geradores – (a) esquema de conexão (b) curvas de regulação

$$\Delta f = -R_1 \Delta P_{m1} \quad \text{e} \quad \Delta f = -R_2 \Delta P_{m2} \quad (12.3)$$



Fonte Mohan (2016, [s.p.]).

Quando os pontos de operação mudam para os pontos c e d, teremos que um aumento total na carga foi de:

$$\Delta P_{m1} + \Delta P_{m2} = \Delta P_{carga}$$

Podemos então escrever uma equação similar a apresentada para cada um dos geradores isoladamente:

$$\begin{aligned} \Delta P_{m1} + \Delta P_{m2} &= -\frac{\Delta f}{R_1} - \frac{\Delta f}{R_2} = \Delta P_{carga} \rightarrow -\Delta f \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) = \Delta P_{carga} \\ \rightarrow \Delta f &= -\frac{\Delta P_{carga}}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)} \end{aligned}$$

Estendendo essa equação para o caso de múltiplos geradores interligados, teremos a seguinte expressão:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_{carga}}{\left(\sum_{i=1..n} \frac{1}{R_i} \right)}$$

Logo podemos concluir que a regulação de velocidade equivalente do sistema será dada por:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \sum_{i=1..n} \frac{1}{R_i}$$

Assim, quando existe um grande número de geradores em um sistema interligado, a variação de frequência para uma dada variação de potência é muito menor que quando consideramos um gerador isolado apenas. Por conta disso, a interconexão dos geradores leva a uma rigidez muito maior em termos de estabilidade de frequência, o que aumenta a confiabilidade do sistema.



Saiba mais

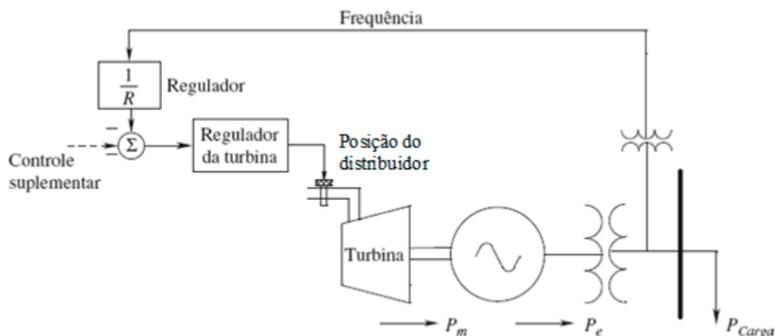
Conforme abordado, a existência de reserva girante é essencial para o funcionamento do sistema de forma a assegurar o controle adequado da frequência em intercâmbios, assim, o controle carga-frequência é regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Para saber mais sobre esta regulamentação, recomendamos a leitura do *Submódulo 21.8*, que regulamenta os estudos do controle carga-frequência, os quais devem ser realizados sempre que houver indicação de desempenho inadequado do sistema ou quando o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS ou os agentes de operação identificarem alteração de topologia da rede. Para isso, acesse o arquivo a seguir:

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Submódulo 21.8:** Estudos do controle carga-frequência.

Sem medo de errar

Vamos então retomar a situação que apresentamos no início desta seção. Nesta situação você trabalha para uma empresa que fornece geradores, turbinas e equipamentos associados para usinas hidrelétricas. Dentre eles está a o regulador de velocidade do gerador que executa, entre outras funções, o controle de carga-frequência. O cliente é o dono de uma usina hidrelétrica que deseja trocar o sistema de regulação de velocidade das máquinas devido à grande variação de carga e por ter identificado oscilações de frequência indesejadas. Para isso você foi contratado para fazer uma apresentação do funcionamento do produto. Nesta apresentação você deverá certamente abordar os conhecimentos adquiridos nesta seção. Pode-se abordar inicialmente o conceito do controle de carga e frequência apresentando o caso para um gerador conectado a uma barra de carga, em que a turbina conta com uma malha fechada para controle de velocidade. A Figura 4.9 ilustra o esquema para este caso, onde podemos ver a semelhança com o diagrama da Figura 4.6.

Figura 4.9 | Esquema do controle de velocidade de turbinas hidráulicas



Fonte: adaptado de Mohan (2016, [s.p.]).

Os conceitos apresentados nesta seção para o controle de turbinas térmicas devem ser estendidos para as turbinas de usinas hidrelétricas em sua explicação. Isso quer dizer que em vez de ressaltar que uma diminuição de frequência requer a abertura da válvula de vapor, no caso de uma turbina elétrica você deve ressaltar que o que ocorre é uma abertura no distribuidor de água da turbina, permitindo um maior fluxo de água e conseqüentemente impondo uma maior potência mecânica no eixo da turbina acoplada ao gerador.

Você pode apresentar o mesmo gráfico de frequência x potência que está apresentado para o caso de regulação de uma turbina térmica, pois este conceito é o mesmo para as duas turbinas.

Posteriormente, você pode apresentar um caso mais prático ao seu cliente, incluindo um sistema com múltiplos geradores. Nesse caso, a apresentação do desenvolvimento das equações para se obter uma regulação equivalente é o mesmo apresentado para turbinas térmicas.

Por fim, é importante que você ressalte ao cliente que quando existe um grande número de geradores em um sistema interligado, a variação de frequência para uma dada variação de potência é muito menor que quando consideramos um gerador isolado apenas. Por isso a coordenação da regulação dos geradores interconectados é de extrema importância, uma vez que esta interconexão dos geradores leva a uma rigidez muito maior em termos de estabilidade de frequência, o que aumenta a confiabilidade do sistema.

Destacando esses pontos na sua apresentação, o cliente poderá entender a importância do regulador de velocidade da máquina para o controle carga-frequência no sistema, e a sua tarefa estará concluída com êxito.

Análise do compartilhamento de carga de geradores interligados

Descrição da situação-problema

Ainda imaginando que você trabalha para uma empresa que fornece geradores, turbinas e equipamentos associados para usinas hidrelétricas, imagine que você está participando do comissionamento de uma pequena central hidrelétrica (PCH) que possui dois geradores operando em paralelo. Em uma das etapas, cabe a você fazer a análise do compartilhamento de carga dos geradores, em uma situação em que operam com regulações muito diferentes, sendo um em 4% e outro em 18%. Essa análise deve ser realizada para uma variação de carga de 0,1 pu. Como você realizaria essa tarefa?

Resolução da situação-problema

Inicialmente, vamos calcular a regulação equivalente, utilizando a equação que apresentamos anteriormente no *Não Pode Faltar*.

$$\frac{1}{R_{eq}} = \sum_{i=1..n} \frac{1}{R_i} = \frac{1}{0,04} + \frac{1}{0,18} = 25 + 5,6 = 30,6 \rightarrow R_{eq} = \frac{1}{30,6} = 0,0326 = 3,26\%$$

Temos que a variação de frequência para 0,1 pu será

$$\Delta f = 3,26\% \times 0,1 = 0,326\% \text{ ou ainda } \Delta f = 0,1956 \text{ Hz}$$

Assim, depois da variação de carga a nova frequência cai para 59,08 Hz, assim teremos as seguintes contribuições para os geradores.

$$\Delta P_{m1} = \frac{0,326}{4} = 0,0815 \text{ pu} \text{ e } \Delta P_{m2} = \frac{0,326}{18} = 0,0181 \text{ pu}$$

Dessa forma, podemos verificar que, no caso analisado, a unidade geradora com menor regulação terá que contribuir com uma quantidade maior de carga para o equilíbrio de carga-frequência.

1. O Sistema Supervisório de Aquisição de Dados (SCADA) deve ser concebido como um sistema de gerenciamento de energia. Um software SCADA permite supervisionar, monitorar a distância, informações como os níveis de tensão, os limites térmicos da linha, o estado operativo da rede, entre outros dados do sistema elétrico de potência.

Assinale as alternativas que contém os grupos cuja consideração é necessária na implementação de um sistema SCADA.

- a) Operação em tempo real, planejamento da operação e relatórios.
- b) Operação em tempo real, medidores eletromecânicos e relatórios.
- c) Operação manual, medidores eletromecânicos e planejamento de operação.
- d) Operação manual, planejamento da operação e relatórios.
- e) Operação manual, medidores eletromecânicos e relatórios.

2. A demanda de carga em um sistema elétrico de potência é altamente variante, e esta variação é aleatória. Dessa forma, para que o fluxo de potência atenda ao valor da demanda em cada instante, é necessário que a potência ativa fornecida pelos geradores seja adequada de forma otimizada em cada instante. O Controle Automático da Geração (CAG) tem o papel de fazer este ajuste de potência para os geradores interconectados.

Assinale a alternativa que contém o controlador responsável pelo controle carga-frequência.

- a) Regulador de tensão.
- b) Excitatriz.
- c) Regulador de velocidade da turbina.
- d) Transformador do tipo OLTC.
- e) Estimador de estado.

3. Considere um controle de carga-frequência em que a regulação corresponde a 3%. Em algum momento da operação, foi constatado que ocorreu um aumento de 0,2 pu na carga elétrica. Sabe-se que este sistema opera em uma frequência em regime permanente de 60 Hz.

Qual será a nova frequência logo após o aumento de carga?

- a) 58,45 Hz.
- b) 59,36 Hz.
- c) 60,55 Hz.
- d) 61,76 Hz.
- e) 64,45 Hz.

Despacho econômico e fluxo de potência ótimo

Diálogo aberto

Caro aluno, seja bem-vindo a nossa última seção. Nas Seções 1 e 2 desta unidade, estudamos os problemas de controle de tensão e do gerenciamento de energia, sendo que na Seção 1 pudemos perceber a importância dos dispositivos que fazem o controle da potência reativa para manter o perfil de tensão plano no sistema elétrico de potência. Vimos ainda que a localização de dispositivos que gerenciam a injeção de potência reativa, assim como o controle da excitação dos geradores síncronos, é essencial para esta tarefa. Além disso, na segunda seção estudamos a importância do controle de velocidade das turbinas dos geradores para realizar tanto o controle da potência ativa como o controle de carga-frequência dos geradores, com a finalidade de manter a frequência dos geradores fixa no valor de referência (que no Brasil corresponde a 60 Hz).

Nesta seção estudaremos o problema do despacho econômico e o fluxo de potência ótimo de forma a auxiliar no planejamento da operação do sistema e fazer uso dos conceitos estudados anteriormente. Falaremos essencialmente sobre o problema do despacho econômico, a programação da operação de unidades geradoras, o conceito de reserva girante e o uso do fluxo de potência ótimo.

Para contextualizar nosso estudo, imagine agora a seguinte situação: você trabalha fazendo o planejamento do despacho econômico do sistema interligado nacional e, recentemente, um novo engenheiro foi contratado para auxiliar no trabalho de planejamento. Como atividade de integração desse novo funcionário, você precisa apresentar o contexto do despacho econômico ótimo, indicando como deve ser considerado o detalhamento dos modelos e as incertezas a depender do horizonte de planejamento. Trata-se de uma atividade de treinamento, então o ideal é que você a estruture de modo que o funcionário conheça os conceitos. Como você realizaria a tarefa? Quais os horizontes que devem ser considerados no planejamento da operação e do despacho econômico do sistema elétrico?

Com certeza os conhecimentos adquiridos nesta última seção, assim como em todo o curso, serão um diferencial para a sua formação. Bons estudos!

Podemos considerar os elementos estudados nas duas primeiras seções como os componentes principais do controle do sistema de potência. Na operação dos sistemas, as ações serão tomadas e agirão diretamente nos controles que abordamos nestas seções. Contudo, quando falamos de sistemas elétricos de potência, além da operação, devemos lembrar que existe uma etapa que é essencial para que a operação seja bem-sucedida – a etapa de planejamento –, que visa garantir a existência de uma reserva girante em cada momento da operação, ao menor custo e de maneira mais eficiente o possível.

A **Reserva girante** corresponde à diferença entre a potência total efetiva das centrais geradoras que já se encontram sincronizadas no sistema e a demanda total do sistema, num dado momento (ANEEL, 2019). A disponibilidade de reserva girante faz parte dos sistemas ancilares que são necessários para manter a integridade dos sistemas elétricos de potência na presença de distúrbios e eventos indesejáveis.

As etapas de planejamento podem ser divididas como sendo de curto, médio e longo prazo, e em cada horizonte de tempo a utilização de duas ferramentas se tornam essenciais: o fluxo de potência ótimo e a otimização dos sistemas hidrotérmicos.

Começaremos falando do **Fluxo de Potência Ótimo (FPO)**, que nada mais é que uma ferramenta de fluxo de carga como a já estudada neste curso, com um diferencial que é a inclusão de restrições de igualdade que visam otimizar a utilização dos recursos para um determinado ponto de operação.

Com o FPO, é possível determinar as ações de controle necessárias para ajudar a contornar e prevenir violações dos limites operativos. Para isso é necessário resolver o problema indicando os elementos que possam contribuir na rede para mantê-la com as variáveis dentro dos limites pré-determinados, como por exemplo quais modificações podem ser feitas nos *taps* dos transformadores ou como determinar as injeções de potência ativa e reativa do sistema utilizando tanto os geradores como os dispositivos de controle de potência reativa que já estudamos anteriormente. Também pode determinar, em último caso, o mínimo número de desligamentos forçados que podem ocorrer. O FPO pode ajudar a prevenir, por exemplo, as violações no perfil de tensão do sistema, violações dos limites térmicos das linhas, desbalanços entre a demanda e a geração do sistema, entre outros eventos.

A formulação do FPO se baseia na determinação do estado do sistema elétrico de potência que minimiza uma determinada função objetivo. No entanto, nessa minimização estão incluídas algumas restrições para a

operação dos equipamentos. Trata-se de um problema de otimização não linear com restrições, matematicamente expresso conforme segue:

$$\begin{aligned} & \min f(x) \\ & \text{s.a.} \begin{cases} g(x) = 0 \\ h(x) < 0 \\ l \leq x \leq u \end{cases} \end{aligned}$$

onde: x vetor de variáveis do sistema $g(x)$ restrições de igualdade $h(x)$ restrições de desigualdade u, l limites superior e inferior dos controles.

Podemos perceber que a formulação do problema não difere muito do que já conhecemos sobre a formulação convencional do fluxo de potência. Em geral, temos uma função objetivo que deve ser minimizada, que no caso do problema de fluxo de carga se refere à minimização da diferença entre o valor especificado e calculado com um certo conjunto de tensões complexas da rede, para as potências ativa e reativa em todas as barras. As restrições de igualdade do problema se referem ao balanço, seguindo o princípio das leis de Kirchhoff, para a soma das potências ativa e reativa em cada uma das barras do sistema. A diferença no FPO está na caracterização das restrições de igualdade, que refletem limites de operação dos equipamentos, ou alguma política operativa específica.



Refleta

Quando falamos de limites de operação de equipamentos e políticas operativas específicas, o que lhe vem à mente? Como essas restrições seriam incluídas no problema?

Depois de formular matematicamente o problema, é preciso encontrar a solução ótima empregando um algoritmo de solução. A escolha do algoritmo apropriado depende de uma série de fatores, assim como todo problema de otimização. Deve-se levar em consideração os objetivos e a análise para determinar o algoritmo mais eficiente para o caso estudado.

Se o FPO é uma ferramenta importante para o planejamento da operação, normalmente é empregada em horizontes de curto prazo. Entretanto, temos ainda o planejamento do despacho de geração para horizontes de médio e longo prazo, onde é necessária a otimização do despacho dos sistemas hidrotérmicos. Para entender essa otimização, iremos inicialmente conceituar alguns pontos importantes. O primeiro, sem sobra de dúvida, é a conceituação do que é um sistema hidrotérmico.

De maneira geral, o sistema elétrico de potência possui duas principais fontes de geração de energia: a geração hidrelétrica e a geração térmica. Dessa forma, o atendimento da demanda de energia se dá principalmente pelo uso desses recursos. Nos dias atuais, com a entrada da geração distribuída, temos também fontes de geração de outros tipos, como eólica e fotovoltaica, que também contribuem para o atendimento da demanda de carga. No entanto, a previsibilidade de energia dessas fontes é altamente estocástica, de forma que, para fins de planejamento de despacho, ainda são consideradas apenas as usinas hidrelétricas e térmicas. Contudo, estudos tem sido feito no sentido de incluir também essas fontes no despacho econômico.

Sendo assim, o sistema hidrotérmico leva em conta apenas as usinas hidrelétricas e as usinas térmicas. Como por muito tempo a energia elétrica era proveniente apenas desses dois tipos de fonte de energia, um sistema de otimização de custos de geração para atendimento da demanda foi estabelecido. Para entender esse sistema, temos que levar em consideração os aspectos do custo de geração: em geral, a geração hidrelétrica utiliza recursos que estão amplamente disponíveis (água), enquanto as usinas térmicas necessitam consumir algum tipo de combustível (queima de carvão, por exemplo) para conseguir a energia motora necessária. Isso significa que os custos para geração com água é zero (pois está disponível) enquanto o custo de geração das térmicas está atrelado ao preço do combustível utilizado.



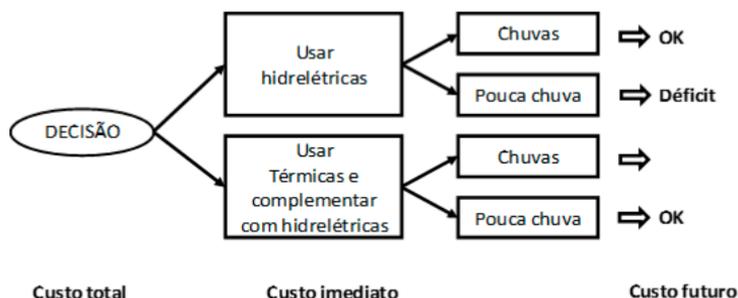
Refleta

Em termos de custos dos combustíveis para geração térmica, como eles variam? Quais os tipos de combustíveis que são utilizados nas usinas térmicas?

Por outro lado, se uma usina térmica está sendo utilizada, mas a afluência das usinas hidrelétricas é tal que o reservatório fique completamente cheio não podendo mais armazenar água durante o período da afluência, é necessário abrir as portas do reservatório para esvaziamento e liberação de espaço para armazenamento de água. Assim, o vertimento de água dos reservatórios também tem um significado de custo, uma vez que um recurso importante que poderia estar em uso nos períodos de baixas afluências será perdido.

A pergunta que nos cabe fazer agora é: como tomar a melhor decisão para minimizar os custos? Isso pode ser parcialmente respondido na Figura 4.10, em que se vê como funciona o raciocínio para decisão sobre o modo de utilização de cada fonte de geração, a depender do período de chuvas.

Figura 4.10 | Decisões na operação dos sistemas de potência e consequências de acordo com o regime de afluências



Fonte: elaborada pelo autor.

A Figura 4.10 nos mostra a ideia que deve ser seguida no processo de utilização da geração elétrica e hidráulica, mas esse raciocínio não basta para minimizar os custos de geração. O princípio para minimização desses custos está atrelado a minimização do custo de verter a água juntamente com a minimização do custo de uso dos combustíveis para as térmicas.



Assimile

Podemos então definir que o problema da decisão na operação dos sistemas de potência caracterizados pela geração hidrotérmica envolve principalmente os seguintes pontos:

- **Acoplamento temporal:** significa que toda decisão de operação tomada no presente irá influenciar nas decisões futuras. Deve-se minimizar o custo presente do uso da água, mas também atentar para minimizar o custo futuro de armazená-la.
- **Estocasticidade:** refere-se à incerteza associada à disponibilidade da água, uma vez que não se pode determinar com exatidão qual será o regime de chuvas e afluências futuras no momento da tomada de decisão por uma ou outra fonte de geração.
- **Acoplamento espacial:** as usinas hidrelétricas têm um acoplamento espacial, pois uma usina a montante pode interferir na operação da usina a jusante, dependendo da disposição espacial em que se encontram ao longo dos rios (TERRY *et al.*, 1986).

Podemos perceber com o exposto que o custo da decisão sobre qual fonte geradora utilizar depende de uma composição do custo imediato mais o valor do custo futuro, que é previsto a depender das decisões. O custo imediato e o custo futuro são formados pelo valor de utilização das térmicas e o custo de déficit que se refere às perdas no caso de falta de água nos reservatórios ou afluências e consequente falta de energia.

Ao usar a água, opta-se por deplecionar os reservatórios gerando energia por meio das hidrelétricas e, ao não deplecionar, opta-se pelo uso de usinas térmicas. No processo de otimização em um determinado período, utiliza-se como variável decisória o volume final de água no fim do período.

Para entender como essa combinação de custos com relação ao nível final dos reservatórios pode ser otimizada, a Figura 4.10 mostra como se relacionam as funções de custo imediato (FCI) e a de custo futuro (FCF) quando analisamos a relação do valor dessas funções com o volume final do reservatório (PENNA, 2009).

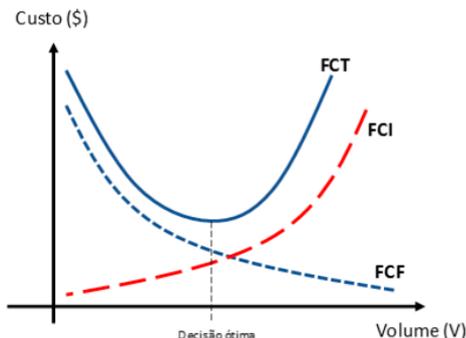


Exemplificando

Imagine que, durante o planejamento, opte-se por utilizar a água dos reservatórios para gerar energia no momento presente. Tomada essa decisão, o custo imediato será baixo. No entanto a incerteza sobre o regime de aflúncias futuras leva a uma expectativa de baixo armazenamento do reservatório ao final do período e, conseqüentemente, será necessário utilizar usinas térmicas para atender a demanda. Essa expectativa leva a uma contabilização de custo futuro elevado.

Se for o contrário, ou seja, optar-se por não utilizar o armazenamento dos reservatórios e sim fazer o despacho das térmicas no momento presente, o custo imediato será alto, mas a expectativa de uso das usinas hidrelétricas no futuro pode ser levada em consideração, de forma que o custo futuro neste caso será reduzido.

Figura 4.11 | Funções custo futuro e função custo imediato para tomada de decisão entre utilizar ou não as usinas térmicas



Fonte: elaborada pelo autor.

O exemplo e a Figura 4.11 nos mostra que a função objetivo desse problema de otimização será a função custo total, FCT, que diz respeito a soma dos custos das funções de custo imediato e custo futuro, conforme segue:

$$FCT = FCI + FCF$$

Assim, se combinarmos as curvas de FCI e FCF, como mostrado na Figura 4.11, teremos uma função correspondente a uma curva côncava de boca para cima. Nessa curva, o ponto de mínimo custo global corresponde ao ponto onde a derivada de FCT com relação ao armazenamento é igual a zero. Podemos então fazer o seguinte desenvolvimento matemático:

$$\begin{aligned} \frac{\partial FCT}{\partial V} &= \frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial V} = \frac{\partial FCI}{\partial V} + \frac{\partial FCF}{\partial V} = 0 \\ \therefore \frac{\partial FCI}{\partial V} &= -\frac{\partial FCF}{\partial V} \end{aligned}$$

O que nos indica que o mínimo global é obtido quando as derivadas individuais das funções de custo imediato e custo futuro são iguais em módulo e de sinais opostos. O resultado da política ótima de operação leva a um resultado que é o valor da água, representando o valor da geração térmica mais o déficit de fornecimento. Dessa forma, ao incluir as usinas hidrelétricas no problema de otimização, ela pode ser considerada como uma usina térmica em que o custo de operação é justamente este valor da água, que por sua vez não pode ser determinado isoladamente. O custo da água varia conforme a sua disponibilidade e, além disso, a operação do sistema ocorre de maneira conjunta onde existem várias usinas operando ao mesmo tempo, tanto hidrelétricas quanto usinas térmicas.

Por isso que a princípio, a ideia do problema de otimização utilizando o esquema de tomada de decisão mostrado na Figura 4.10 pode parecer simples, mas ao considerar que o sistema opera de maneira conjunta, a complexidade aumenta. Não basta apenas a otimização de uma usina isolada, pois os resultados não refletirão a operação ótima do sistema como um todo e não trarão os benefícios esperados. No sistema interligado, o problema envolve a operação conjunta de todos os subsistemas, em que cada um tem a ele atrelado diversas usinas hidrelétricas e térmicas, e a operação conjunta de forma otimizada visa minimizar o custo total de operação. Podemos perceber então que o planejamento da operação do sistema interligado nacional (SIN) é um problema de grande porte que deve levar em consideração diversos fatores, como a restrição do uso de usinas térmicas, as não linearidades inerentes à geração de energia por meio de hidrelétricas, incertezas relacionadas ao regime de aflúências estocástico, assim

como os diversos estágios que são estudados dependendo do horizonte de planejamento considerado.

Sendo assim, no planejamento, o problema de otimização é desacoplado em horizontes temporais de acordo com as particularidades de cada decisão que deve ser tomada de acordo com sua representatividade no problema. Existem, nesse desacoplamento, estudos de médio prazo, com horizontes de um até cinco anos com períodos mensais de observação. Nesse estudo, o sistema elétrico é pensado como em subsistemas de forma agregada utilizando o conceito de reservatórios equivalentes. As variáveis que são consideradas no problema se referem a:

- Geração hidrelétrica por subsistema.
- Geração termelétrica por subsistema.
- Intercâmbios de energia entre os subsistemas.

Percebemos que, nesse horizonte, temos um grau menor de detalhamento do sistema, mas os níveis de incerteza por sua vez aumentam. De fato, quanto mais distante torna-se o horizonte de estudo, maior o grau de incertezas a serem consideradas, e menor o grau de detalhamento. Por outro lado, em horizontes mais próximos, temos a necessidade de um maior detalhamento do problema com menores incertezas.



Saiba mais

O emprego da teoria de Despacho Econômico pode ter como objetivo a otimização de reserva de girante no sistema elétrico de potência. Para saber mais sobre este assunto, sugerimos a leitura do artigo intitulado: “Valoração do Serviço de Reserva Girante em Usinas Hidroelétricas a Partir do Custo de Oportunidade” conforme em (SOUSA *et al*, 2016).

Sem medo de errar

Podemos então retomar o contexto em que você trabalha fazendo o planejamento do despacho econômico do sistema interligado nacional e, recentemente, um novo engenheiro foi contratado para auxiliar no trabalho de planejamento. Para integrar este novo funcionário na equipe, você precisa apresentar o contexto do despacho econômico ótimo.

Para descrever com exatidão o grau de incertezas relacionado ao planejamento de operação, podemos considerar os horizontes que foram demonstrados na Figura 4.10. De forma a elucidar melhor o cliente, pode-se detalhar em uma apresentação os seguintes pontos de interesse, conforme segue:

Planejamento da operação de médio prazo: com um horizonte de estudo de até cinco anos, em etapas mensais. Nesse tipo de planejamento é comum fazer um detalhamento do processo estocástico de vazões afluentes aos reservatórios utilizando o modelo de reservatório equivalente. Consideram-se subsistemas que possuem os reservatórios equivalentes, a geração térmica equivalente e também o intercâmbio entre os subsistemas. Como resultado, tem-se uma função multivariada que define o valor econômico da energia armazenada com relação aos diferentes níveis de armazenamento e afluição dos meses anteriores, o que se conhece por uma função de custo futuro.

Planejamento da operação de curto prazo: Neste tipo de planejamento tem-se uma incerteza de afluições representada por meio de uma árvore de vazões para considerar um horizonte de alguns meses, com usinas representadas de forma individual. Parte-se da função de custo futuro que foi anteriormente gerada no modelo de médio prazo, e a partir dele forma-se uma função do valor econômico da água nos reservatórios.

Finalmente, tem-se a **programação diária da operação considerando o horizonte de alguns dias e divididos em etapas horárias ou de meia em meia hora**. Esse tipo de programação considera um horizonte muito próximo de forma como o modelo deve ser mais detalhado. Dadas as informações correntes de reservatórios, não é necessário incluir as incertezas de vazões. No detalhamento do parque hidrotérmico considera-se as restrições relativas às máquinas e turbinas, além de representar o sistema de transmissão também de forma detalhada.

Avançando na prática

Análise e otimização dos sistemas elétricos de potência

Descrição da situação-problema

Imagine que você trabalha no Operador Nacional do Sistema elétrico (ONS) e está participando de um estudo de um sistema elétrico com baixo carregamento, mas que está prevista a entrada em operação de um parque industrial e algumas plantas de energia eólica. A sua função neste estudo é apresentar um plano de contingência para alguns períodos específicos do ano, em que é de conhecimento que o carregamento da rede aumenta significativamente. Que tipo de ferramenta de análise você utilizaria para o estudo? Quais ajustes são relevantes para utilizar essa ferramenta?

Resolução da situação-problema

Este tipo de estudo é importante para o planejamento da operação, mas não está relacionado diretamente ao despacho com acoplamento temporal. De outro modo, o estudo visa analisar características específicas da rede e prever ações para prevenir que os limites operativos do sistema sejam violados. Nesse caso, a ferramenta que deve ser utilizada é o fluxo de potência ótimo.

Em análises utilizando essa ferramenta, o fluxo de carga é utilizado para calcular a solução ótima considerando as restrições de igualdade e restrições de desigualdade que podem ser impostas com o intuito desejado. Normalmente, as restrições de igualdade do problema se referem às equações de balanço, seguindo o princípio das leis de Kirchhoff, para a soma das potências ativa e reativa em cada uma das barras do sistema. Já as restrições de igualdade refletem limites de operação dos equipamentos, ou alguma política operativa específica. Dessa forma, ao conhecer as restrições do sistema, os limites de tensão desejáveis nas barras, os limites de potência, entre outras especificações – como as informações de custo de operação de equipamentos –, pode-se rodar o fluxo de potência ótimo para determinar a solução ótima, ou seja, os ajustes que se fazem necessários na operação para obter as condições desejadas.

Faça valer a pena

1. O fluxo de potência ótimo nada mais é que uma ferramenta de fluxo de carga com a inclusão de restrições de igualdade que visam otimizar a utilização dos recursos para um determinado ponto de operação. Com o fluxo de potência ótimo, é possível determinar as ações de controle necessárias para ajudar a contornar e prevenir violações dos limites operativos.

Assinale a alternativa que contém a afirmação verdadeira em relação ao fluxo de potência ótimo.

- a) O fluxo de potência ótimo não considera *taps* dos transformadores para otimização.
- b) A escolha do algoritmo de solução independe dos objetivos da minimização, todos são iguais.
- c) As restrições de desigualdade correspondem às equações de balanço do fluxo de potência convencional.
- d) As restrições de igualdade correspondem às equações de balanço do fluxo de potência convencional.
- e) Analisadores de rede contam apenas com o fluxo de potência convencional para análise de sistemas de potência.

2. O problema do despacho econômico consiste em um problema de otimização no qual as decisões tomadas visam minimizar os custos de operação de forma a suprir a demanda em um sistema formado por hidroelétricas e termoelétricas (sistema hidro-térmico). Sobre esse sistema, considere as seguintes afirmações:

I. As usinas hidrelétricas têm um acoplamento espacial, pois uma usina a montante pode interferir na operação da usina a jusante.

II. Se em determinado momento em que os reservatórios estão cheios opta-se por utilizar as hidrelétricas para geração, haverá um custo imediato alto e um custo futuro baixo.

III. Se em determinado momento opta-se por utilizar as termoelétricas para geração, haverá um custo imediato baixo e um custo futuro alto.

Assinale a alternativa correta.

- a) Apenas a I é verdadeira.
- b) Apenas a II é verdadeira.
- c) Apenas a III é verdadeira.
- d) As alternativas II e III apenas são verdadeiras.
- e) As alternativas I, II e III são verdadeiras.

3. No planejamento do despacho econômico, o problema de otimização é desacoplado em horizontes temporais de acordo com as particularidades de cada decisão que deve ser tomada de acordo com sua representatividade no problema. Existem nesse desacoplamento estudos de médio prazo, com horizontes de um até cinco anos, com períodos mensais de observação.

Neste estudo pensado em subsistemas agregados, utiliza-se o conceito de _____. As variáveis que são consideradas nesse problema se referem à geração hidrelétrica por subsistema, geração _____ por subsistema e o _____ por subsistemas.

Assinale a alternativa que completa adequadamente os espaços do texto.

- a) Reservatórios individuais – eólica – suportes reativos.
- b) Reservatórios individuais – fotovoltaica – suportes reativos.
- c) Reservatórios individuais – térmica – suportes reativos.
- d) Reservatórios equivalentes – térmica – intercâmbios de energia.
- e) Reservatórios equivalentes – eólica – intercâmbios de energia.

ANEEL. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 27 mar. 2019.

BREUER, W. *et al.* Prospects of Smart Grid Technologies for a Sustainable and Secure Power Supply. **The 20th World Energy Congress and Exposition**, Roma, Italia, 11-25 nov. 2007.

MOHAN, N. **Sistemas elétricos de Potência** – um curso introdutório. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Submódulo 21.8**: Estudos do controle carga-frequência. Disponível em: http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2021%2FSubm%C3%B3dulo%2021.8%2FSubm%C3%B3dulo%2021.8_Rev_1.0.pdf. Acesso em: 26 mar. 2019.

PENNA, D. D. J. **Definição da árvore de cenários de afluências para o planejamento da operação energética de médio prazo**. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado, DEE, PUC-Rio, 2009.

SOUSA, T. *et al.* Valoração do Serviço de Reserva Girante em Usinas Hidroelétricas a partir do Custo de Oportunidade. In: **III Citenel**, 2005, Florianópolis, 2005. Disponível em: <https://social.stoa.usp.br/articles/0016/0065/CONG2005013.pdf>. Acesso em: 27 mar. 2019.

TERRY, L. A. *et al.* **Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System**. Interfaces, v. 16, 1986

ISBN 978-85-522-1467-0



9 788552 214670 >