

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**NOVO MÉTODO E MODELOS PARA ESTUDOS DE FLUXO DE
POTÊNCIA E DE CURTO-CIRCUITO**

ADRIANO ARON FREITAS DE MOURA

Fortaleza – CE
2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA

ADRIANO ARON FREITAS DE MOURA

**NOVO MÉTODO E MODELOS PARA ESTUDOS DE FLUXO DE
POTÊNCIA E DE CURTO-CIRCUITO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará como requisito para obtenção do título de Doutor em Ciências da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos
Linha de Pesquisa: Sistemas Elétricos de Potência

ORIENTADOR: PROF. DR. AILSON PEREIRA DE MOURA

Fortaleza - CE, Brasil
Janeiro de 2013

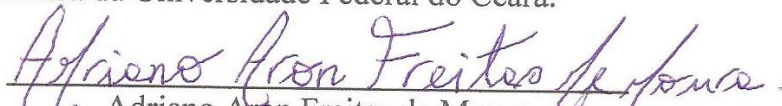
Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

-
- M884n Moura, Adriano Aron Freitas de.
Novo método e modelos para estudos de fluxo de potência e de curto - circuito / Adriano Aron Freitas de Moura. – 2013.
153 f. : il. color., enc. ; 30 cm.
- Tese (doutorado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2013.
Área de Concentração: Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos
Orientação: Prof. Dr. Ailson Pereira de Moura
1. Engenharia Elétrica. 2. Sistemas de energia elétrica. 3. Energia Elétrica – Distribuição. I. Título.

Adriano Aron Freitas de Moura

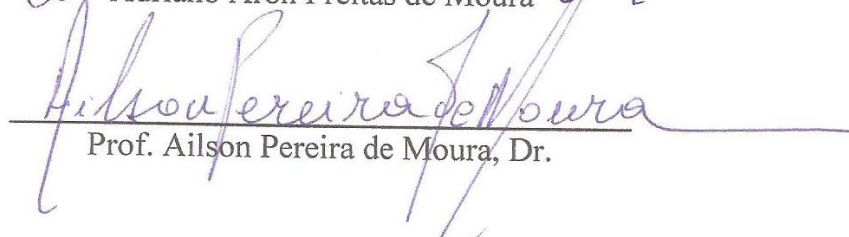
Novo Método e modelos para Estudos de Fluxo de Potência e de Curto-Circuito

Esta Tese foi julgada adequada para a obtenção de título de Doutor em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Eletrônica de Potência e Acionamentos, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará.



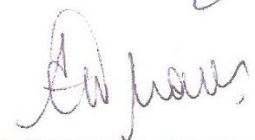
Adriano Aron Freitas de Moura

Orientador:

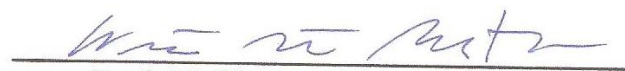


Prof. Ailson Pereira de Moura, Dr.


Banca Examinadora:




Prof. André Luiz Morelato França, Dr.



Prof. Wellington Santos Mota, Dr.



Prof. Demercil de Souza Oliveira Júnior, Dr.



Prof. Sérgio Daher, Dr.-Ing.

Fortaleza, 18 de janeiro de 2013

*“Somos lembrados por aquilo que transmitimos e pensamos, não por aquilo que temos ou conseguimos”
(Adriano Aron)*

“Pense no tempo como um continuum, nessa perspectiva não existe passado, nem presente, nem futuro; só o continuum!” (Adriano Aron)

“Já dizia um ditado antigo: é na simplicidade onde repousa a engenhosidade. A engenharia diferentemente de outras ciências, combina simplicidade teórica e aplicabilidade prática com maestria.” (Adriano Aron)

“Não devemos querer ser mais do que o que somos, mas devemos querer ser o melhor do que somos!” (Adriano Aron)

“Aquilo que você cultiva é aquilo que você se torna! O hábito constrói o monge” (ensinamentos budistas)

“Não se pode ensinar nada a um homem; só é possível ajudá-lo a encontrar a coisa dentro de si.” (Galileu Galilei)

“Conhecer a si próprio é o maior saber.” (Galileu Galilei e artes marciais)

“O que sabemos é uma gota e o que ignoramos é um oceano” (Isaac Newton)

“Construímos muros demais e pontes de menos.” (Isaac Newton)

“A maravilhosa disposição e harmonia do universo só pode ter tido origem segundo o plano de um Ser que tudo sabe e tudo pode. Isso fica sendo a minha última e mais elevada descoberta.” (Isaac Newton)

“A espiritualidade é aquilo que resgata nossa dignidade de viver e morrer e que nos distingue dos outros animais” (Adriano Aron)

“As nossas conquistas pessoais não são algo que nos tornam melhores ou maiores que as outras pessoas, mas são algo que refletem o nosso próprio “eu” na busca de nós mesmos nos tornarmos pessoas melhores” (Ailson Moura)

“Os movimentos que estão em harmonia com o fluxo natural estão livres do dispêndio de energia e, portanto, se uniram ao maravilhoso equilíbrio e disposição do universo” (Adriano Aron – adaptado de Masatoshi Nakayama – mestre do Karatê-do)

“Os grandes espíritos sempre encontraram fortes oposições de mentes medíocres” (Albert Einstein)

“Diferentemente do que há dito em Maquiavel, o destino da alma do homem é compreender seu semelhante e ter pensamento altruísta. Assim quando se está num grupo, numa equipe ou quando se vive em sociedade, todos deveriam pensar: Em que posso contribuir para o grupo? Estamos contribuindo para um melhor aprendizado de nossos alunos? O foco sempre é o que você pode oferecer de melhor ao outro, liberando assim o brilhantismo e o egoísmo tão presente ainda nos seres humanos.” (Adriano Aron)

“Por isso vos digo: Não estejais ansiosos quanto à vossa vida, pelo que haveis de comer, ou pelo que haveis de beber; nem, quanto ao vosso corpo, pelo que haveis de vestir. Não é a vida mais do que o alimento, e o corpo mais do que o vestuário? Olhai para as aves do céu, que não semeiam, nem ceifam, nem ajuntam em celeiros; e vosso Pai celestial as alimenta. Não valeis vós muito mais do que elas? Ora, qual de vós, por mais ansioso que esteja, pode acrescentar um côvado à sua estatura? E pelo que haveis de vestir, por que andais ansiosos? Olhai para os lírios do campo, como crescem; não trabalham nem fiam; contudo vos digo que nem mesmo Salomão em toda a sua glória se vestiu como um deles. Pois, se Deus assim veste a erva do campo, que hoje existe e amanhã é lançada no forno, quanto mais a vós, homens de pouca fé? Portanto, não vos inquieteis, dizendo: Que havemos de comer? ou: Que havemos de beber? ou: Com que nos havemos de vestir? (Pois a todas estas coisas os gentios procuram.) Porque vosso Pai celestial sabe que precisais de tudo isso. Mas buscai primeiro o seu reino e a sua justiça, e todas estas coisas vos serão acrescentadas. Não vos inquieteis, pois, pelo dia de amanhã; porque o dia de amanhã cuidará de si mesmo. Basta a cada dia o seu mal.” Mateus 6:25-34 (Jesus Cristo)

“Eu vos digo: Repreendei o irmão que errou... mas, ao se arrepender, perdoai-lhe. O que estás dizendo a estas pessoas? Digo-lhes para tratarem o próximo... como gostariam de ser tratados. Nosso Deus é um Deus de salvação, não de vingança. Só há salvação através da fé... e esperança através do amor. Bate, e a porta será aberta para ti. Pede e serás atendido. Tem fé, e o bem se fará. Acredita, e viverás para sempre. Caminha com a glória de Deus em teu coração.” (falas de Jesus no filme a maior estória de todos os tempos, 1965)

Dedicada aos meus pais, Ailson e Edilene, que proporcionaram todas as condições para que eu chegasse até aqui, com seu imensurável esforço e dedicação. Ao meu irmão, André, pelas brincadeiras descontraídas e forte dedicação a família, a minha namorada Simone Queiroz pela grande dedicação, compreensão e companheirismo, a minha madrinha Nossa Senhora de Fátima pelos seus grandes milagres e aos meus avós Aluisio e Neusa in memoriam que ainda continuam acompanhando meus passos.

AGRADECIMENTOS

- A Deus, sem o qual nada seria possível.
- Aos meus pais e irmão por acreditarem sempre na minha capacidade e no meu esforço.
- Ao orientador e professor Ailson Pereira de Moura pela orientação, dedicação e conhecimentos transmitidos durante esta tese e por instigar o espírito da investigação e da descoberta de novos métodos e modelos na ciência que contribuam positivamente para o avanço da engenharia.
- À minha namorada Simone Queiroz pela grande dedicação, compreensão e companheirismo.
- À minha madrinha Nossa Senhora de Fátima, cujos milagres fazem com que essa tese a ela pertença, sendo eu somente um instrumento concretizador de sua vontade.
- Ao amigo de doutorado Emmanuel Julião Fernandes, pela troca de experiências e de conhecimentos.
- Aos professores de Karatê-do Osteval Tavares e Messias quero agradecer por além da amizade, aos ensinamentos valiosos do Karatê-do que tanto contribuem para o aperfeiçoamento do ser humano, ensinando a enfrentar principalmente os momentos de maiores dificuldades.
- À todas as pessoas que me ajudaram durante a realização deste trabalho fica aqui o meu muito obrigado.

RESUMO

Este trabalho apresenta um novo método de fluxo de potência linear, o fluxo de potência linear V-teta, também apresenta uma nova modelagem do gerador síncrono para estudos de fluxo de potência trifásico em redes de distribuição desequilibradas radiais e uma modelagem do gerador eólico síncrono em componentes de fase para estudos de curto-circuito em sistemas de distribuição radiais. Os resultados revelam que 1) Para o fluxo de potência linear V-teta é possível o cálculo de forma desacoplada e linear dos fluxos de potência ativa e reativa no sistema. Assim os erros obtidos com o fluxo de potência linear V-teta são em geral menores que os erros obtidos no método clássico de fluxo de potência CC e espera-se que o mesmo seja usado em muitas aplicações onde o método clássico de fluxo de potência CC é atualmente utilizado. 2) Uma nova modelagem é proposta, considerando o gerador síncrono diretamente conectado a rede elétrica. Uma outra modelagem já existente na literatura, considerando a conexão do gerador através de retificador e inversor também é usada. As duas modelagens são utilizadas para a realização de estudos de impacto dos sistemas de excitação dos geradores síncronos em sistemas de distribuição com modelagem trifásica. Os resultados são obtidos utilizando-se o sistema IEEE-13 barras. A modelagem do gerador síncrono em componentes de fase sob condições desequilibradas permite: a) calcular as injeções ou consumo de potências ativa/reactiva de cada fase na máquina, b) simular o gerador síncrono como barra do tipo PQ e como barra do tipo PV. Juntamente com esses estudos, uma análise inédita e detalhada de desequilíbrio de tensão, inclusive com uma demonstração matemática, é apresentada. 3) A representação em componentes de fase do gerador eólico síncrono nos cálculos de faltas de sistemas de distribuição radiais obtém resultados mais precisos do que o método tradicional das componentes simétricas, uma vez que valores de impedâncias mútuas de diferentes valores podem ser considerados na análise do sistema.

Palavras-chaves: Fluxo de potência, gerador síncrono, gerador eólico síncrono, faltas.

ABSTRACT

This thesis presents a new method of linear power flow, linear power flow V-theta, it also presents a new model of synchronous generator for power flow studies in three phase unbalanced radial distribution networks and modeling of wind synchronous generator in phase components for studies of short-circuit in radial distribution systems. The results reveal that 1) For the linear power flow V-theta is possible to calculate like a linear and uncoupled form, the active and reactive power flows in the system. Thus the errors obtained with the linear power flow V-theta are usually smaller than the errors obtained in classical method of DC power flow and it is expected that the linear power flow V-theta can be used in many applications where the classical method of DC power flow is currently used. 2) A new model is proposed, considering the synchronous generator directly connected to the power grid. Another existing literature modeling considering the connection from the generator through rectifier and inverter is also used. The two modeling are used to perform impact studies of synchronous generators excitation systems for distribution systems with three-phase modeling. The results are obtained using the IEEE 13 bus - test system. The modeling of synchronous generator in phase components under unbalanced conditions allow: a) calculate the active / reactive power injections in each phase of the machine, b) simulate the synchronous generator as PQ bus-type and as PV bus-type. Along with these studies, an unprecedented and detailed analysis of voltage unbalance, including a mathematical proof is presented. 3) the representation of synchronous windmill generators in phase components calculations in short-circuits of radial distribution systems get more accurate results than the traditional method of symmetrical components, since values of mutual impedances of different values can be considered in the analysis of the system.

Keywords: power flow, synchronous generator, synchronous wind generator, faults.

SUMÁRIO

Resumo.....	vi	
Abstract.....	vii	
Sumário.....	viii	
Lista de tabelas.....	xiii	
Lista de figuras.....	xiv	
Lista de símbolos.....	xvi	
Lista de abreviações e siglas.....	xxvi	
1	Introdução.....	1
1.1	Considerações iniciais.....	1
1.2	Revisão bibliográfica.....	2
1.2.1	Método do fluxo de potência CC.....	2
1.2.2	Modelagem do gerador síncrono para estudos de fluxo de potência trifásico.....	4
1.2.3	Modelo de gerador eólico síncrono em componentes de fase para estudo do curto-circuito.....	5
1.3	Objetivos.....	6
1.4	Contribuições do trabalho.....	6
1.5	Trabalhos publicados.....	7
1.6	Capítulos subseqüentes.....	8
2	Métodos de Fluxo de Potência Newton-Raphson e CC.....	9
2.1	O problema do fluxo de potência.....	9
2.2	Fluxo de potência Newton-Raphson.....	11
2.2.1	Resolução de sistemas algébricos pelo método de Newton- Raphson.....	14
2.2.2	Fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson.....	15
2.3	Fluxo de potência CC.....	17

2.3.1	Desenvolvimento do método.....	18
2.3.2	Algoritmo do fluxo de potência CC.....	20
3	Fluxo de Potência Linear V-teta.....	21
3.1	Introdução.....	21
3.2	Desenvolvimento do fluxo de potência linear V-teta.....	24
3.2.1	Desenvolvimento das equações linearizadas de ΔP e ΔQ com os ângulos das tensões como incógnitas.....	26
3.2.1.1	Demonstração da obtenção dos elementos das matrizes $[J1]^{LIN}$ e $[J3]^{LIN}$ do método de fluxo de potência linear V-teta.....	28
3.2.2	Desenvolvimento das equações linearizadas de ΔP e ΔQ com os módulos das tensões como incógnitas.....	31
3.2.2.1	Demonstração da obtenção dos elementos das matrizes $[J2]^{LIN}$ e $[J4]^{LIN}$ do método de fluxo de potência linear V-teta.....	34
3.2.3	Solução do sistema super-determinado de equações lineares.....	36
3.3	Resultados numéricos do fluxo de potência linear V-teta.....	38
3.3.1	Exemplo numérico.....	38
3.3.2	Sistemas teste.....	45
3.4	Precisão numérica.....	54
3.4.1	Aproximações da modelagem do fluxo de potência CC.....	55
3.4.2	Aproximações da modelagem do fluxo de potência linear V-teta.....	55
3.4.3	Solução de um sistema de potência.....	55
3.4.4	Análise geral dos fluxos de potência.....	57
3.5	Conclusão.....	59
4	Fluxo de Potência com Modelos Trifásicos.....	59
4.1	Introdução.....	60
4.2	Fluxo de potência trifásico.....	60
4.3	Fluxograma do programa desenvolvido em linguagem MATLAB....	62

4.4	Modelos trifásicos.....	63
4.4.1	Cálculo dos parâmetros de uma linha de distribuição aérea.....	63
4.4.1.1	Cálculo da matriz impedância série da linha.....	63
4.4.1.2	Cálculo da matriz admitância derivação da linha.....	64
4.4.2	Cálculo dos parâmetros de uma linha de distribuição subterrânea.....	65
4.4.2.1	Neutro concêntrico.....	66
4.4.2.1.1	Cálculo da matriz impedância série da linha.....	66
4.4.2.1.2	Cálculo da matriz admitância derivação da linha.....	67
4.4.2.2	Cabo blindado.....	68
4.4.2.2.1	Cálculo da matriz impedância série da linha.....	68
4.4.2.2.2	Cálculo da matriz admitância derivação da linha.....	69
4.4.3	Modelo pi equivalente de uma linha de distribuição.....	69
4.4.3.1	Modelo simplificado de uma linha de distribuição.....	73
4.4.4	Modelagem de um transformador trifásico Y-at Y-at.....	73
4.4.5	Modelagem de um regulador de tensão trifásico.....	75
4.4.5.1	Reguladores de tensão tipo A.....	75
4.4.5.2	Reguladores de tensão tipo B.....	77
4.4.5.3	Constantes generalizadas.....	80
4.4.5.4	O compensador de queda de tensão.....	81
4.4.5.5	Reguladores de tensão trifásicos.....	84
4.4.5.6	Reguladores conectados em estrela.....	84
4.4.6	Modelagem de bancos de capacitores.....	87
4.4.6.1	Bancos de capacitores ligados em estrela.....	87
4.4.6.2	Bancos de capacitores ligados em delta.....	88
4.4.7	Modelagem de cargas.....	88
4.4.7.1	Modelagem de cargas concentradas.....	88

4.4.7.2	Modelagem de cargas distribuídas.....	88
4.4.7.3	Modo de ligação das cargas.....	93
4.4.7.4	Tipos de cargas.....	93
4.4.7.4.1	Cargas de potência constante (Y e Δ).....	94
4.4.7.4.2	Cargas de impedância constante (Y e Δ).....	95
4.4.7.4.3	Cargas de corrente constante (Y e Δ).....	96
4.4.7.4.4	Cargas híbridas (Y e Δ).....	97
	Uma Nova Modelagem do Gerador Síncrono e o Impacto dos	
	Sistemas de Controle de Excitação dos Geradores Síncronos	
5	na Operação em Regime Permanente de Sistemas de	
	Distribuição.....	99
5.1	Introdução.....	99
5.2	O modelo da máquina síncrona diretamente conectada a rede elétrica em componentes de fase.....	102
5.2.1	Modelo do gerador síncrono em componentes de fase.....	102
5.2.2	Sistemas de excitação.....	105
5.2.2.1	Regulador de tensão.....	105
5.2.2.2	Regulador de fator de potência.....	106
5.2.3	Processo iterativo para simular o GST com sistema de excitação operando como regulador de fp no fluxo de potência trifásico.....	106
5.2.4	Processo iterativo para simular o GST com sistema de excitação operando como regulador de tensão no fluxo de potência trifásico.....	107
5.2.5	Algoritmo completo para simulação do GST operando como barra PQ ou como barra PV e com regulador de tensão no sistema.....	108
5.3	GST conectado via conversor de potência eletrônico com retificador e inversor acoplado na rede elétrica.....	112
5.4	Resultados de simulações.....	112
5.4.1	Resultados do GST (análise dos fluxos de corrente e de potência).....	114

5.4.2	Análise do perfil de tensões em regime permanente.....	116
5.4.3	Desequilíbrio de tensão (IEEE Standard, 1995), (Power Quality Center, 2011).....	121
5.4.3.1	Elevação de tensão em estado permanente.....	121
5.4.3.2	Análise matemática do <i>FDT</i>	122
5.4.4	Perdas de potência.....	129
5.5	Conclusão.....	131
6	Modelagem em Componentes de Fase do Gerador Eólico Síncrono com Conversor de Frequência para Estudos de Curto-Circuito em Sistemas de Distribuição Radiais Desequilibrados.....	132
6.1	Introdução.....	132
6.2	Modelagem proposta e algoritmo de simulação proposto.....	134
6.3	Resultados numéricos da modelagem do inversor do gerador eólico síncrono para estudos de curto-circuito em componentes de fase.....	139
6.4	Conclusão.....	141
7	Conclusão.....	142
7.1	Considerações finais.....	142
7.2	Conclusões gerais.....	142
7.3	Continuidade da pesquisa.....	143
	Referências.....	145

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	- Dados de barra – sistema de 4 barras.....	40
Tabela 3.2	- Dados de ramos – sistema de 4 barras.....	40
Tabela 3.3	- Erro máximo e soma dos erros MW, %.....	44
Tabela 3.4	- Erros máximos e soma dos erros em MVA, %.....	45
Tabela 3.5	- Resultados do sistema de 39 barras.....	46
Tabela 3.6	- Erros devido a solução de fluxo de potência linear MW, %.....	48
Tabela 3.7	- Comparação dos erros em termos das linhas MW.....	49
Tabela 3.8	- Erros devido a solução do fluxo de potência linear MVA, %.....	51
Tabela 3.9	- Tempo total de cálculo.....	54
Tabela 3.10	- Maiores valores de resíduos de potência ativa.....	56
Tabela 3.11	- Resultados do fluxo Newton-Raphson para o sistema de 39 barras..	57
Tabela 3.12	- Módulo das tensões nas barras PVs no caso original e no caso modificado.....	58
Tabela 3.13	- Soma dos valores absolutos do erro no caso modificado.....	58
Tabela 4.1	- Convenção de sinais para a_R	81
Tabela 4.2	- Tabela de Valores Base.....	83
Tabela 5.1	- Resultados do GST - nó 680 – caso 3.....	115
Tabela 5.2	- Índice de tensão V_{TRIP} (%).....	119
Tabela 5.3	- Índice de tensão V_{REG}	120
Tabela 5.4	- Módulos das tensões de linha – Nó 680.....	124
Tabela 5.5	- Constantes A, B, C e D – Caso 2.....	125
Tabela 5.6	- Constantes A, B, C e D – Caso 4.....	125
Tabela 5.7	- Fator de desequilíbrio de tensão.....	126
Tabela 5.8	- Tensão de seqüência negativa das tensões de linha e fator β	126
Tabela 5.9	- ENERCON curva de potência do E-40.....	127
Tabela 5.10	- Fator de desequilíbrio de tensões (FDT).....	128
Tabela 5.11	- Resumo do caso 4.....	130
Tabela 6.1	- Correntes de falta do curto trifásico - nó 23 de F-1 – 10 GSCF no nó 19 – velocidade do vento 12,5 m/s.....	141
Tabela 6.2	- Correntes de falta do curto trifásico - nó 23 de F-1 – 10 GSCF no nó 19 – velocidade do vento 10 m/s.....	141

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1	- Fluxograma básico do fluxo de potência linear V-teta.....	38
Figura 3.2	- Erro no fluxo de potência ativa (MW) - sistema teste <i>IEEE 57</i>	50
Figura 3.3	- Erro no fluxo de potência ativa (MW) - sistema teste <i>IEEE 118</i>	50
Figura 3.4	- Erro MVA – sistema teste <i>IEEE 39</i>	52
Figura 3.5	- Erro MVA – sistema teste <i>IEEE 57</i>	52
Figura 3.6	- Erro MVA – sistema teste <i>IEEE 118</i>	53
Figura 4.1	- Fluxograma do programa de fluxo de potência trifásico escrito em MATLAB.....	62
Figura 4.2	- Corte transversal de um cabo de neutro concêntrico.....	66
Figura 4.3	- Distância entre centros de cabos de neutro concêntrico.....	67
Figura 4.4	- Distâncias para cálculo da admitância shunt no cabo de neutro concêntrico.....	67
Figura 4.5	- Corte transversal de um cabo blindado.....	68
Figura 4.6	- Modelo de uma linha de distribuição aérea.....	69
Figura 4.7	- Modelo de um transformador estrela aterrada-estrela aterrada.....	73
Figura 4.8	- Regulador de tensão tipo A - elevação.....	76
Figura 4.9	- Regulador de tensão tipo A - abaixamento.....	76
Figura 4.10	- Regulador de tensão tipo B - elevação.....	77
Figura 4.11	- Regulador de tensão tipo B abaixamento.....	80
Figura 4.12	- Diagrama do compensador de queda de tensão.....	82
Figura 4.13	- Diagrama do regulador de tensão trifásico.....	85
Figura 4.14	- Cargas distribuídas ao longo de uma linha de distribuição.....	89
Figura 5.1	- Modelo do gerador síncrono com bobina de Peterson em componentes simétricas.....	102
Figura 5.2	- Correntes do gerador síncrono com bobina de Peterson ou reatância de Peterson.....	103
Figura 5.3	- Fluxograma da simulação do GST - parte 1.....	110
Figura 5.4	- Fluxograma da simulação do GST - parte 2.....	111
Figura 5.5	- Alimentador <i>IEEE 13</i> barras.....	113
Figura 5.6	- Perfil de tensões da fase B considerando diferentes modos de	

	controle do sistema de excitação.....	116
Figura 5.7	- Perfil de tensões da fase A considerando diferentes modos de controle do sistema de excitação.....	117
Figura 5.8	- Perfil de tensões da fase C considerando diferentes modos de controle do sistema de excitação.....	118
Figura 5.9	- Valores de <i>FDT</i> versus valores de beta.....	123
Figura 5.10	- <i>FDT</i> versus valores de velocidade de vento.....	128
Figura 5.11	- Perdas de potência.....	130
Figura 6.1	- Configuração completa do conversor da turbina eólica.....	133
Figura 6.2	- Alimentador de distribuição radial desequilibrado.....	134
Figura 6.3	- Circuito equivalente de Thevenin.....	136
Figura 6.4	- Alimentador utilizado para a validação do programa GSCF.m.....	140

LISTA DE SÍMBOLOS

P_{km}	↔	Fluxo de potência ativa entre a barra k e a barra m.
g_{km}	↔	Condutância física série entre as barras k e m.
θ_{km}	↔	Ângulo entre as tensões elétricas das barras k e m.
Q_{km}	↔	Fluxo de potência reativa entre as barras k e m.
b_{mk}	↔	Admitância física série entre as barras m e k.
b_{mk}^{sh}	↔	Admitância física em derivação entre as barras m e k.
V_k	↔	Módulo da tensão elétrica na barra k.
V_m	↔	Módulo da tensão elétrica na barra m.
x_{km}	↔	Reatância indutiva série entre as barras k e m.
P_{km}^{LIN}	↔	Fluxo de potência ativa linearizado entre a barra k e a barra m.
Q_{km}^{LIN}	↔	Fluxo de potência reativa linearizado entre a barra k e a barra m.
k	↔	Constante de aproximação.
b_k^{shunt}	↔	Admitância do banco de capacitores em derivação ou do banco de reatores em derivação.
G	↔	Matriz de condutância.
B	↔	Matriz de susceptância
G_{kk}	↔	Côndutância do elemento (k,k) da diagonal principal da matriz de condutâncias.
B_{kk}	↔	Susceptância do elemento (k,k) da diagonal principal da matriz de susceptâncias.
G_{km}	↔	Côndutância do elemento (k,m) fora da diagonal principal da matriz de condutâncias.
B_{km}	↔	Susceptância do elemento (k,m) fora da diagonal principal da matriz de susceptâncias.
Q_k^G	↔	Potência reativa gerada na barra k que contém as potências reativas geradas pelas derivações nos elementos B_{kk} da matriz de susceptância e pelas admitâncias dos bancos de capacitores ou de reatores ligados na barra k.
P_k^{sp}	↔	Potência ativa especificada na barra k.

Q_k^{sp}	↔	Potência reativa especificada na barra k.
ΔP_k	↔	Resíduo de potência ativa da barra k.
ΔQ_k	↔	Resíduo de potência reativa da barra k.
$[\Delta P_k]$	↔	Matriz de resíduos de potência ativa da barra k na forma compacta.
$[\Delta Q_k]$	↔	Matriz de resíduos de potência reativa da barra k na forma compacta.
$[\Delta \theta_k]$	↔	Matriz de variações dos ângulos das tensões elétricas da barra k na forma compacta.
$J1_{km}$	↔	(k,m)-ésimo elemento fora da diagonal principal da matriz J1.
$J1_{kk}$	↔	(k,k)-ésimo elemento da diagonal principal da matriz J1.
$J3_{km}$	↔	(k,m)-ésimo elemento fora da diagonal principal da matriz J3.
$J3_{kk}$	↔	(k,k)-ésimo elemento da diagonal principal da matriz J3.
$[\Delta P_k]^{LIN}$	↔	Matriz linearizada de resíduos de potência ativa da barra k na forma compacta.
$[\Delta Q_k]^{LIN}$	↔	Matriz linearizada de resíduos de potência reativa da barra k na forma compacta.
$[\Delta V_k]^{LIN}$		Matriz linearizada de variações dos módulos das tensões elétricas da barra k na forma compacta.
$fatorV_k$	↔	Fator de linearização do quadrado V_k^2 .
$[J1]$	↔	Matriz do fluxo de potência linear desacoplado que relaciona o resíduo de potência ativa com os ângulos das tensões elétricas.
$[J3]$	↔	Matriz do fluxo de potência linear desacoplado que relaciona o resíduo de potência reativa com os módulos das tensões elétricas.
$[J1]^{LIN}$	↔	Matriz $[J1]$ linearizada.
$[J3]^{LIN}$	↔	Matriz $[J3]$ linearizada.
$[J2]^{LIN}$	↔	Matriz do fluxo de potência linear desacoplado linearizada que relaciona o resíduo de potência ativa linearizado com os ângulos das tensões elétricas na forma linearizada.
$[J4]^{LIN}$	↔	Matriz do fluxo de potência linear desacoplado linearizada que relaciona o resíduo de potência reativa linearizado com os módulos das tensões elétricas na forma linearizada.
$J2_{km}^{LIN}$	↔	(k,m)-ésimo elemento fora da diagonal principal da matriz $[J2]^{LIN}$.

$J2_{kk}^{LIN}$	↔	(k,k)-ésimo elemento da diagonal principal da matriz $[J2]^{LIN}$.
$J4_{km}^{LIN}$	↔	(k,m)-ésimo elemento fora da diagonal principal da matriz $[J4]^{LIN}$.
$J4_{kk}^{LIN}$	↔	(k,k)-ésimo elemento da diagonal principal da matriz $[J4]^{LIN}$.
$[A1]^{LIN}$	↔	Matriz linearizada que resulta da resolução do sistema super-determinado de equações para o cálculo dos ângulos das tensões elétricas.
$[\Delta P_{eq}]^{LIN}$	↔	Matriz linearizada equivalente associada ao cálculo dos ângulos das tensões elétricas.
$[A2]^{LIN}$	↔	Matriz linearizada que resulta da resolução do sistema super-determinado de equações para o cálculo dos módulos das tensões elétricas.
$[\Delta Q_{eq}]^{LIN}$	↔	Matriz linearizada equivalente associada ao cálculo dos módulos das tensões elétricas.
P^{LIN}	↔	Potência obtida através do método de fluxo de potência linear clássico ou através do fluxo de potência linear desacoplado.
PP_{erro}	↔	Erro percentual entre o fluxo de potência linear clássico e o fluxo em corrente alternada ou entre o fluxo de potência linear desacoplado e o fluxo em corrente alternada.
PA_{erro}	↔	Somatória absoluta dos erros de potência obtida através do método de fluxo de potência linear clássico ou através do fluxo de potência linear desacoplado.
P_{AC}	↔	Potência obtida através do método de fluxo de potência em corrente alternada.
$[A]$	↔	Matriz de transformação de componentes simétricas.
$[-YG_{012}]$	↔	Negativo da matriz de admitância do gerador síncrono em componentes simétricas.
$[YGLN_{abc}]$	↔	Matriz de admitância fase-neutro do gerador síncrono em componentes de fase.
YG_1	↔	Admitância de sequência positiva do gerador síncrono.
YG_0	↔	Admitância de sequência zero do gerador síncrono.
YG_2	↔	Admitância de sequência negativa do gerador síncrono.
Van_1	↔	Tensão fase-neutro de sequência positiva.

V_{an_2}	↔	Tensão fase-neutro de sequência negativa.
V_{an_0}	↔	Tensão fase-neutro de sequência zero.
$[I_{abc}]$	↔	Matriz das correntes de linha em componentes de fase na forma compacta.
V_{ang_1}	↔	Tensão fase-neutro interna de sequência positiva do gerador síncrono.
$Q_{3\phi}$	↔	Potência reativa trifásica.
E_ϕ	↔	Tensão elétrica interna.
Z_1	↔	Impedância de sequência positiva.
Z_0	↔	Impedância de sequência zero.
$S_{1\phi}$	↔	Potência complexa monofásica.
$S_{3\phi}$	↔	Potência complexa trifásica.
V_L	↔	Tensão de linha.
$[VLN_{012}]$	↔	Matriz de tensões fase-neutro em componentes simétricas na forma compacta.
$[I_{012}]$	↔	Matriz de correntes de linha em componentes simétricas na forma compacta.
$S_{GERADOR}$	↔	Potência complexa fornecida pelo gerador.
X_s	↔	Reatância síncrona da máquina síncrona.
I_n	↔	Corrente no neutro.
I_a	↔	Corrente de linha na fase a.
I_b	↔	Corrente de linha na fase b.
I_c	↔	Corrente de linha na fase c.
V_{ag}	↔	Tensão entre a fase a e o terra.
V_{bg}	↔	Tensão entre a fase b e o terra.
V_{cg}	↔	Tensão entre a fase c e o terra.
$[VLN_{abc}]$	↔	Matriz de tensões fase-neutro equivalentes em componentes de fase na forma compacta.
$[C]$	↔	Matriz de tensão interna de sequência positiva do gerador síncrono na forma compacta.
$[VLG_{abc}]$	↔	Matriz de tensões fase-terra em componentes de fase na forma

	compacta.
$[Z_n]$	↔ Matriz de impedância do neutro do gerador síncrono
$[V_{abc-x}]$	↔ Matriz de tensões fase-neutro para estudo do curto-circuito
$[V_{xg}]$	↔ Matriz de tensões neutro-terra para estudo do curto-circuito
$[I_{sc-abc}]$	↔ Vetor de correntes de curto-circuito
$[I_{e-abc}]$	↔ Corrente do gerador síncrono no curto-circuito
$[Z1]$	↔ Matriz de impedâncias em componentes de fase entre o nó de referência e o nó 1 na forma compacta.
$[Z2]$	↔ Matriz de impedâncias em componentes de fase entre o nó 1 e o nó no qual ocorre o curto-circuito na forma compacta.
$[Z_F]$	↔ Matriz de impedâncias de falta em componentes de fase na forma compacta.
$[IP_{abc}]$	↔ Matriz de correntes equivalentes em componentes de fase na forma compacta.
$[Y]$	↔ Matriz de admitâncias equivalentes.
$[IP_s]$	↔ Matriz de correntes equivalentes em componentes de fase do sistema de equações que descrevem o curto-circuito.
$[I-V]$	↔ Matriz de correntes de curto-circuito e tensões elétricas no ponto de falta.
$[M]$	↔ Matriz do sistema de equações das correntes de curto-circuito.
I_e	↔ Corrente total injetada pelos geradores eólicos síncronos no nó 2 do sistema elétrico.
V_{e-abc}	↔ Tensão elétrica no nó 2.
$[\theta_{e-abc}]$	↔ Matriz dos ângulos das correntes injetadas pelos geradores eólicos síncronos no nó 2 na forma compacta.
f_p	↔ Fator de potência do parque eólico equivalente formado por geradores eólicos síncronos ligados no nó 2 durante o curto-circuito.
$[\theta_{Ve-abc}]$	↔ Matriz dos ângulos das tensões elétricas no nó 2 na forma compacta.
P_0	↔ Potência injetada pelo parque eólico formado por geradores eólicos síncronos durante o curto-circuito.
P_0^{nova}	↔ Potência atualizada calculada dentro do processo iterativo do curto-circuito.

$Tolerância$	↔	Tolerância do processo iterativo do curto-circuito.
$[V_{abc}]$	↔	Matriz de tensões fase-terra na forma compacta.
z_{ii}	↔	Impedância própria do condutor i
z_{ij}	↔	Impedância mútua entre os condutores i e j
r_i	↔	Resistência do condutor i
GMR_i	↔	Raio médio geométrico do condutor i
D_{ij}	↔	Distância entre os condutores i e j
$[z_{primitivo}]$	↔	Matriz de impedâncias não reduzida
$[z_{abc}]$	↔	Matriz de impedâncias de fase reduzida
$[z_{ij}]$	↔	Matriz de impedâncias de fase
$[z_{in}]$	↔	Matriz de impedâncias entre condutores de fase e de neutro
$[z_{nj}]$	↔	Matriz transposta da matriz $[z_{in}]$
$[P_{primitivo}]$	↔	Matriz de coeficientes de potencial não reduzida
P_{ii}	↔	Elemento da diagonal principal da matriz $[P_{primitivo}]$
P_{ij}	↔	Elemento fora da diagonal principal da matriz $[P_{primitivo}]$
S_{ii}	↔	Distância entre o condutor i e sua imagem i'
S_{ij}	↔	Distância entre o condutor i e a imagem do condutor j
RD_i	↔	Raio do condutor i
$[P_{abc}]$	↔	Matriz de coeficientes de potencial reduzida
$[P_{ij}]$	↔	Matriz de coeficientes de potencial de fase
$[P_{in}]$	↔	Matriz de coeficientes de potencial entre fase e neutro
$[P_{nj}]$	↔	Matriz transposta de $[P_{in}]$
$[P_{nn}]$	↔	Matriz de coeficientes de potencial de neutro
$[C_{abc}]$	↔	Matriz de capacitâncias
$[y_{abc}]$	↔	Matriz de admitâncias shunt
y_{abc}	↔	Admitância shunt
d_c	↔	Diâmetro do condutor fase (polegadas)

d_{od}	↔	Diâmetro nominal da camada que cobre os neutros concêntricos (polegadas)
d_s	↔	Diâmetro do neutro concêntrico strand ou diâmetro externo do cabo blindado
GMR_c	↔	Raio médio geométrico do condutor fase
GMR_s	↔	Raio médio geométrico do neutro strand
r_c	↔	Resistência do condutor fase
r_s	↔	Resistência do neutro strand sólido
k	↔	Número de sub-condutores de neutro
GMR_{cn}	↔	Raio médio geométrico equivalente de um neutro concêntrico
R	↔	Raio da circunferência traçada que passa pelo centro dos sub-condutores de neutro
r_{cn}	↔	A resistência equivalente do neutro concêntrico
DMG_{ncf}	↔	A distância média geométrica entre um neutro concêntrico e um condutor adjacente de fase
D_{nm}	↔	Distância centro a centro entre os condutores de fase
y_{ag}	↔	Admitância shunt do neutro concêntrico
R_b	↔	Raio do círculo passando pelos centros dos fios de neutro ou Raio do cabo blindado
RD_c	↔	Raio do condutor de fase
RD_s	↔	Raio do condutor de neutro
d_{ecb}	↔	Diâmetro externo do cabo blindado
d_{od}	↔	Diâmetro externo com a jaqueta
T	↔	Espessura do cabo blindado de cobre
ρ	↔	Resistividade do material do cabo blindado
r_{cabo}	↔	Resistência do cabo blindado
GMR_{cabo}	↔	Raio até o ponto do meio do cabo blindado
$[I_{linha}_{abc}]_n$	↔	Matriz de correntes de linha que percorrem as três fases da barra n até a barra m

$[I_{abc}]_m$	↔	Matriz de correntes de linha que chegam a barra m
$[Y_{abc}]$	↔	Matriz $[y_{abc}]$ multiplicada pelo comprimento da linha em milhas
$[VLG_{abc}]_m$	↔	Matriz de tensões fase-terra da barra m
$[VLG_{abc}]_n$	↔	Matriz de tensões fase-terra da barra n
$[Z_{abc}]$	↔	Matriz de impedâncias da linha
$[a]$	↔	Matriz generalizada 1 para as tensões de uma linha de distribuição para o ForwardSweep ou para um regulador de tensão
$[b]$	↔	Matriz generalizada 2 para as tensões de uma linha de distribuição para o ForwardSweep ou para um regulador de tensão
$[c]$	↔	Matriz generalizada 1 para as correntes de uma linha de distribuição para o ForwardSweep ou para um regulador de tensão
$[d]$	↔	Matriz generalizada 2 para as correntes de uma linha de distribuição para o ForwardSweep ou para um regulador de tensão
$[A]$	↔	Matriz generalizada 1 para as tensões de uma linha de distribuição para o BackwardSweep
$[B]$	↔	Matriz generalizada 2 para as tensões de uma linha de distribuição para o BackwardSweep
$[Vt_{abc}]$	↔	Matriz de tensões ideais no secundário do transformador
$[VLG_{abc}]$	↔	Matriz de tensões fase-terra nos terminais do secundário do transformador
$[Zt_{abc}]$	↔	Matriz de impedâncias próprias de cada fase do transformador referidas ao lado de baixa tensão (secundário)
$[I_{abc}]$	↔	Matriz de correntes de linha do secundário
$[V_{ABCG}]$	↔	Matriz de tensões fase-terra ideais no primário do transformador
n_t	↔	Relação de transformação de tensões do primário com relação ao secundário
$[a_t]$	↔	Matriz generalizada 1 para as tensões para o ForwardSweep em um transformador
$[b_t]$	↔	Matriz generalizada 2 para as tensões para o ForwardSweep em um transformador
$[c_t]$	↔	Matriz generalizada 1 para as correntes para o ForwardSweep em um transformador

$[d_t]$	↔	Matriz generalizada 2 para as correntes para o ForwardSweep em um transformador
$[A_t]$	↔	Matriz generalizada 1 para as tensões para o BackwardSweep em um transformador
$[B_t]$	↔	Matriz generalizada 2 para as tensões para o BackwardSweep em um transformador
$[VLN_{ABC}]$	↔	Voltagens equivalentes fase-neutro no lado de alta tensão
$[VLN_{abc}]$	↔	Voltagens equivalentes fase-neutro no lado de baixa tensão
$[VLL_{ABC}]$	↔	Voltagens equivalente fase-fase no lado de alta tensão
N_1	↔	Número de espiras da bobina shunt do regulador de tensão
N_2	↔	Número de espiras da bobina série do regulador de tensão
V_S	↔	Tensão de entrada do regulador de tensão
V_L	↔	Tensão de saída do regulador de tensão
I_S	↔	Corrente de entrada do regulador de tensão
I_L	↔	Corrente de saída do regulador de tensão
E_1	↔	Tensão sobre a bobina shunt do regulador de tensão
E_2	↔	Tensão sobre a bobina série do regulador de tensão
B_c	↔	Susceptância capacitiva do banco de capacitores
S_i	↔	Potência aparente da fase i
S_{ij}	↔	Potência aparente entre as fases i e j
P_i	↔	Potência ativa da fase i
Q_i	↔	Potência reativa da fase i
δ_i	↔	Ângulo da tensão da fase i
P_{ij}	↔	Potência ativa entre as fases i e j
Q_{ij}	↔	Potência reativa entre as fases i e j
δ_{ij}	↔	Ângulo da tensão de linha entre as fases i e j
V_{in}	↔	Tensão fase-neutro do condutor da fase i
V_{ij}	↔	Tensão de linha entre os condutores das fases i e j
IL_i	↔	Corrente de linha da fase i

α_i	↔	Ângulo da corrente de linha da fase i
IL_{ij}	↔	Corrente que circula no delta entre as fases i e j
α_{ij}	↔	Ângulo da corrente que circula no delta entre as fases i e j
Z_i	↔	Impedância da fase i
θ_i	↔	Ângulo da impedância Z_i
Z_{ij}	↔	Impedância entre as fases i e j
θ_{ij}	↔	Ângulo da impedância entre as fases i e j
$FDT\%$	↔	Fator de desequilíbrio de tensão em percentual
IL_{ij}	↔	Corrente que circula no delta entre as fases i e j
α_{ij}	↔	Ângulo da corrente que circula no delta entre as fases i e j
Z_i	↔	Impedância da fase i
θ_i	↔	Ângulo da impedância Z_i
Z_{ij}	↔	Impedância entre as fases i e j
θ_{ij}	↔	Ângulo da impedância entre as fases i e j
[F]	↔	Matriz de transformação de Fortescue
P_k^G	↔	Potência ativa gerada na barra k.
P_k^C	↔	Potência ativa consumida na barra k.
Q_k^G	↔	Potência reativa gerada na barra k.
Q_k^C	↔	Potência reativa consumida na barra k.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>ANAFAS</i>	↔	Análise de Faltas Simultâneas
<i>ATC</i>	↔	Capacidade de transferência disponível
<i>CC</i>	↔	Corrente contínua
<i>CA</i>	↔	Corrente alternada
<i>CPU</i>	↔	Unidade central de processamento
<i>c.q.d.</i>	↔	Conforme queríamos demonstrar
<i>fp</i>	↔	Fator de potência
<i>FTR</i>	↔	Direito financeiro de transmissão
<i>GST</i>	↔	Gerador síncrono trifásico
<i>IEEE</i>	↔	Instituto dos engenheiros eletricitas e eletrônicos
<i>LODF</i>	↔	Sensibilidade no fluxo de uma linha com relação à saída de outra linha
<i>LP</i>	↔	Programação linear
<i>LMP</i>	↔	Preço marginal locacional
<i>MCE</i>	↔	Mecanismo de compensação de mercado
<i>POLY</i>	↔	Funções de análise de limite de intercâmbios
<i>PTDF</i>	↔	Sensitividade dos fluxos das linhas com relação às mudanças na geração
<i>PSS/E</i>	↔	Simulador de sistemas de potência para engenharia
<i>SCUC</i>	↔	Programas de comissionamento de unidades com restrições de segurança
<i>SPD</i>	↔	Programação, preço e despacho
<i>UPFC</i>	↔	Unidade de controle de fluxo de potência

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

O processo de análise de sistemas elétricos de potência mudou consideravelmente ao longo dos últimos cinquenta anos. No início, entre 1929 e 1956, uma ferramenta que foi bastante utilizada foi o *TNA* que consistia em réplicas miniaturizadas de componentes do sistema de potência como linhas de transmissão, cargas elétricas, etc. Os *TNA* permitiam aos engenheiros simular sistemas de potência de médias dimensões em laboratórios que ocupavam as dimensões de várias salas. Com o surgimento dos computadores digitais durante a década de 50, os analisadores de rede foram sendo substituídos por programas capazes de realizar simulações que representassem numericamente o comportamento dos sistemas elétricos. O primeiro programa de fluxo de potência que teve realmente sucesso através de um computador surgiu em Junho de 1956 e era baseado na matriz de admitâncias nodais. Este método foi desenvolvido por J.B. Ward e H.W. Hale. Em seguida, foram propostos, sucessivamente, os métodos de análise de fluxo de potência que se tornaram clássicos: Gauss-Seidel, Newton-Raphson e desacoplado rápido (SASSON e JAIMES, 1967). Avanços na modelagem permitiram o desenvolvimento de fluxos de potência trifásicos. Um grande desenvolvedor desse algoritmo de fluxo de carga trifásico foi o professor William H. Kersting, da Universidade do Novo México. O professor Kersting adaptou uma técnica chamada de técnica iterativa de passos (Ladder Iterative Technique) para que fosse possível analisar um sistema de distribuição. Para isso, foram incluídos juntamente com a técnica os modelos de vários componentes presentes em um sistema de distribuição: linhas de distribuição, banco de capacitores, reguladores de tensão, transformadores de distribuição, modelos de cargas distribuídas ou concentradas (KERSTING, 2012). Com essa modelagem e juntamente com o levantamento de dados trifásicos de alguns sistemas de distribuição dos Estados Unidos, foi possível se obter resultados confiáveis para sistemas de distribuição desequilibrados como o sistema IEEE13 barras. Atualmente dois fatos novos vêm

modificando as técnicas de análise dos sistemas elétricos de potência: O mercado de eletricidade e conexão da geração distribuída. As técnicas usadas para determinação dos preços em análise de mercado de eletricidade aumentaram a importância do algoritmo clássico de fluxo de potência CC, que é bastante usado na etapa de planejamento da expansão do sistema elétrico. A geração distribuída motivou o desenvolvimento de novos modelos para serem incorporados às técnicas de análise de fluxo de potência.

Paralelo ao problema do fluxo de potência, a geração distribuída também motivou o desenvolvimento de modelos para a análise de faltas, que também é abordado nesta tese e que foi resolvido primordialmente utilizando o método das componentes simétricas. Em 1990 William H. Kersting publica um artigo no IEEE propondo uma solução alternativa da análise de faltas através de uma abordagem matricial que utiliza as componentes de fase. (KERSTING, 1990).

1.2 Revisão bibliográfica

A seguir será feitas uma revisão bibliográfica sobre trabalhos relacionados com os seguintes temas: Método do fluxo de potência CC, modelagem do gerador síncrono para estudos de fluxo de potência trifásico e modelo de gerador eólico síncrono em componentes de fase para estudo do curto-circuito.

1.2.1 Método do fluxo de potência CC

O termo CC vem do velho analisador de rede CC no qual cada ramo da rede era representado por uma resistência proporcional a sua reatância e cada corrente CC era proporcional ao seu fluxo de potência em MW. (STOTT, et al, 2009).

Muitas pesquisas envolvendo o fluxo de potência CC ocorreram principalmente a partir da primeira década do século XXI, conforme pode-se constatar pela maior quantidade de artigos publicados deste período até o atual.

Em 2002 Bakirtzis considera um fluxo de potência CC descentralizado e aplicável ao gerenciamento da transmissão. O método transforma o grupo original de equações lineares esparsas em um grupo menor de problemas de programação quadrática um para cada área que são iterativamente resolvidos usando o problema

auxiliar principal até a convergência para a solução do problema original (BAKIRTZIS e BISKAS, 2002).

Alomoush em 2003 considera a implementação do UPFC (unidade de controle de fluxo de potência) que integra propriedades de ambos compensadores série e em derivação, no fluxo de potência CC. Os resultados mostram que as relações do fluxo de potência CC podem ser modificadas para refletir os efeitos do UPFC. (ALOMOUSH, 2003).

Em 2004 Thomas Overbye estuda o desempenho de modelos de fluxo de potência CA comparados com o modelo de fluxo de potência CC em aplicações de mercado de energia como o LMP. Os resultados provam a importância do uso do fluxo de potência CC no problema do LMP (OVERBYE et al, 2004).

No ano de 2006 houve interesse na introdução de modelos de conversores no fluxo de potência CC. Conforme o trabalho de Zhao no qual um modelo do conversor de potência CC/CC, que considera as perdas de potência e a estratégia de controle do conversor, foi integrado no fluxo de potência CC. Duas arquiteturas de conversores foram implementadas neste trabalho, o conversor elevador e o conversor de ponte completa (ZHAO et al, 2006).

Brian Stott publicou no IEEE em 2009 uma revisão do problema do fluxo de potência CC no qual ele estabelece a existência de casos em que não há alternativas além de utilizar um modelo linearizado para o fluxo de potência. Tais alternativas são como segue: (a) Apenas uma teoria linear e/ou técnicas de cálculo lineares estão disponíveis para determinadas aplicações freqüentes de mercado de energia elétrica. (b) Dados confiáveis de controle de tensão-Var não estão disponíveis para o fluxo de potência CA. (c) Certas aplicações de mercado de energia envolvem grandes volumes de cálculo o que se torna algo proibitivo com a utilização do fluxo de potência CA. (d) Um modelo linear é necessário para a compatibilização entre duas ou mais aplicações relacionadas (STOTT et al, 2009).

Em 2010 Qianghua Fang propôs o cálculo do limite da penetração da potência elétrica proveniente de sistemas de conversão de energia eólica usando o fluxo de potência CC. Neste trabalho é estabelecido um modelo matemático detalhado das restrições do sistema de transmissão assim como um modelo simplificado baseado no fluxo de potência CC que permite calcular a capacidade de

um parque eólico de larga escala penetrar no sistema de potência (FANG et al, 2010).

Overbye em 2011 considera a formulação de um fluxo de potência híbrido combinando modelos do fluxo de potência CA e do fluxo de potência CC numa tentativa de melhorar a exatidão do fluxo de potência CC. Nesta abordagem partes do sistema são resolvidos com o modelo CA, enquanto que outras partes são resolvidas com o modelo CC (KIM e OVERBYE, 2011).

A revisão bibliográfica do fluxo de potência CC mostra que não houve avanços significativos na formulação matemática de um novo método de fluxo de potência linear. Até o presente momento as pesquisas se concentraram fortemente na utilização do fluxo de potência linear CC em técnicas que envolviam modelos lineares como as aplicações de mercado de energia, ou na utilização de modelos específicos dentro do fluxo de potência CC. Uma das contribuições dessa tese consiste exatamente em promover um avanço na elaboração matemática de um novo método de fluxo de potência linear.

1.2.2 Modelagem do gerador síncrono para estudos de fluxo de potência trifásico

Em 2006 William H. Kersting desenvolveu um trabalho que modela a máquina de indução para o método de fluxo de potência trifásico forward/backward. Ele apresenta a modelagem matemática completa da máquina de indução no domínio das componentes de fase e uma técnica para obter o escorregamento da máquina na sua operação em regime permanente (KERSTING e CARR, 2006).

Neste mesmo ano William H. Kersting e Roger Dugan publicaram um artigo no qual eles estudam os efeitos de ligar 2 máquinas de indução funcionando como geradores eólicos no sistema IEEE 34 barras. (KERSTING e DUGAN, 2006).

Khushalani em 2007 apresenta um trabalho que estuda o impacto da geração distribuída operando como barra PV e como barra PQ em um programa de fluxo de potência desequilibrado. Um sistema teste do IEEE, o sistema IEEE 37 barras, e outro sistema teste são utilizados para a verificação da eficácia da metodologia proposta (KHUSHALANI, S et. al., 2007).

Em 2009 Moghaddas-Tafreshi publica um artigo cujo objetivo é estudar a geração distribuída em programas de fluxo de potência e particularmente no método de fluxo de carga trifásico baseado na soma de potências. O algoritmo de Moghaddas-Tafreshi pode manipular a geração distribuída tanto no modo PV como no modo PQ. O sistema teste IEEE 13 barras é utilizado para verificar o desempenho da modelagem proposta (MOGHADDAS-TAFRESHI e MASHHOUR, 2009).

Gallego em 2010, propõe um algoritmo para simular uma geração distribuída como barras PQ e PV baseando-se para isso em algoritmos anteriores como o de Khushalani. (GALLEGO et al, 2010).

Em 2011 Li hong-wei analisa a geração distribuída no fluxo de carga trifásico incluindo barras PVs. Ele realiza as análises em sistemas de 6 barras e de 69 barras. (LI e HAI-BIN, 2011).

O principal objetivo dos estudos das referências citadas é concentrado em encontrar modos de manipular os geradores síncronos como geração distribuída (barras *PV* ou *PQ*) em cálculos de fluxo de potência trifásico. No entanto, nenhuma modelagem com o circuito interno da máquina (reatância síncrona) é fornecida nos citados estudos.

1.2.3 Modelo de gerador eólico síncrono em componentes de fase para estudo do curto-circuito.

O curto-circuito ou análise de faltas é um problema clássico de sistemas de potência, cuja abordagem inicial utilizava o método das componentes simétricas. Em seguida uma abordagem em componentes de fase foi formulada na literatura que tem a capacidade de tratar com os desequilíbrios, como o desequilíbrio inerente aos sistemas de distribuição. Algumas referências que abordam esse tema são listadas abaixo.

Em 1990, William H. Kersting propõe o método das componentes de fase para análise das faltas em um sistema de distribuição de energia elétrica. (KERSTING, 1990). Esse método que aparece posteriormente no seu livro *Distribution System Modeling and Analysis*, primeira edição em 2001, utiliza uma abordagem matricial para o cálculo do curto-circuito.

Em 2008 Castellanos propõe uma abordagem do curto-circuito em componentes de fase que permite a análise do sistema de distribuição sem usar componentes simétricas (CASTELLANOS e DILLAH, 2008).

A principal referência que aborda uma idéia parecida com a modelagem proposta nesta tese, referente a este tópico, é (ROMÉRO et al, 2009), porém o mesmo utiliza componentes simétricas na modelagem do conversor de frequência do gerador eólico síncrono durante a ocorrência de uma falta. Isso pode não refletir tão bem as correntes do curto-circuito como ocorre na modelagem em componentes de fase, que é a principal contribuição desta tese nesse tema.

1.3 Objetivos

Os principais objetivos desta tese são: a) apresentar o desenvolvimento de um novo método de fluxo de potência linear, o fluxo de potência linear V-teta. Mostrar uma comparação desse método com o método clássico do fluxo de potência CC em vários sistemas teste, incluindo sistemas do IEEE. b) Modelar o gerador síncrono para estudos de fluxo de potência desequilibrado em sistemas de distribuição radiais e usar essa modelagem em estudos de impacto dos sistemas de excitação dos geradores síncronos em sistemas de distribuição com modelagem trifásica, c) Apresentar a demonstração de uma condição matemática que caso seja satisfeita implica em uma redução no grau de desequilíbrio de tensão no ponto de conexão do gerador síncrono e d) apresentar uma nova modelagem do conversor de frequência do gerador eólico síncrono para estudos de curto-circuito.

1.4 Contribuições do trabalho

As principais contribuições deste trabalho são as seguintes:

- Desenvolvimento matemático, implementação computacional e testes de um novo método de fluxo de potência, o método do fluxo de potência linear V-teta;
- Desenvolvimento matemático de um modelo do gerador síncrono em componentes de fase, para estudos de fluxo de potência trifásico, que

permite a simulação da operação do gerador nos modos de regulador de tensão e regulador de fator de potência, quando conectado em sistemas de distribuição radiais desequilibrados;

- Análise da condição matemática que permite a diminuição do desequilíbrio de tensão quando ocorre a conexão do gerador síncrono.
- Desenvolvimento matemático de um modelo de gerador eólico-elétrico síncrono com conversor de frequência para estudos de curto-circuito em sistemas de distribuição radiais utilizando componentes de fase.

1.5 Trabalhos publicados

Os estudos realizados durante o desenvolvimento desta tese de doutorado ajudaram na fundamentação e elaboração das seguintes publicações, até o presente momento: (a) *QUALIS CAPES A1 Linear Power Flow V-teta, Electric Power Systems Research, 2012*; (b) *QUALIS CAPES A1 Newton-Raphson Power Flow with Constant Matrices: A Comparison with Decoupled Power Flow Methods, International Journal of Electrical Power and Energy Systems*; (c) *Linear Power Flow V-theta with Inclusion of Reactive Power Flows, INDUSCON 2012*; (d) *Fluxo de Potência Newton-Raphson Desacoplado com Matrizes Constantes de Susceptância e de Condutância, CBA 2010*; (e) *Newton-Raphson Decoupled Load Flow with Constant Matrices of Conductance and Susceptance, INDUSCON 2010*; (f) *Modelo de Gerador Eólico-Elétrico Síncrono com Conversor de Frequência através de Impedância Variável em Sistema de Distribuição usando Componentes de Fase, IX CBQEE, 2011*; (g) *Método para Cálculo de Curto-circuito em Sistemas de Distribuição Radiais usando Componentes de Fase com um Modelo de Gerador Eólico-Elétrico Síncrono baseado em Impedância Variável, SNTPEE 2011*. (h) *Estudo do Impacto da Geração Distribuída nos Níveis de Curto-Circuito de Sistemas de Distribuição Usando Componentes de Fase, SBSE 2010*.

1.6 Capítulos subsequentes

O capítulo 2 desta tese revisa a teoria de dois importantes métodos de fluxo de potência que são utilizados nessa tese: o método do fluxo de potência Newton-Raphson e o método do fluxo de potência CC.

No Capítulo 3, é apresentada a formulação matemática do método do fluxo de potência linear V-teta de forma detalhada. Em seguida, é apresentado um exemplo numérico com um sistema de quatro barras. Então, simulações com vários sistemas teste são realizadas, inclusive com sistemas do IEEE.

O capítulo 4 fornece o suporte teórico necessário à utilização do modelo do gerador síncrono (que é apresentado no capítulo 5) em estudos de fluxo de potência trifásico.

O Capítulo 5 trata da formulação matemática do modelo do gerador síncrono em componentes de fase para estudos de fluxo de potência trifásico em sistemas de distribuição radiais desequilibrados. Em seguida, é apresentado o desempenho do modelo do gerador síncrono no sistema IEEE 13 barras, através de estudos de impacto do sistema de excitação do gerador no sistema de distribuição. Um novo modelo do gerador síncrono é proposto e testado: o modelo do gerador síncrono diretamente conectado a rede elétrica, enquanto que outro modelo do gerador síncrono conectado a rede elétrica através de retificador e inversor, já presente na literatura, também é usado. Os geradores síncronos são simulados no fluxo de potência trifásico nos modos regulador de tensão e regulador de fator de potência. Nesse mesmo capítulo a condição matemática que implica na redução do desequilíbrio de tensão também é apresentada.

O Capítulo 6 trata da formulação do modelo do gerador eólico síncrono em componentes de fase para estudos de curto-circuito em sistemas de distribuição desequilibrados. Em seguida, resultados da análise de faltas do modelo do GSCF são apresentados.

Finalmente, o Capítulo 7 traz as conclusões deste trabalho, resumindo os seus principais aspectos.

CAPÍTULO 2

MÉTODOS DE FLUXO DE POTÊNCIA: NEWTON-RAPHSON e CC

2.1 O problema do fluxo de potência

Todo sistema de potência deve ser planejado de forma a atender seus usuários com elevada continuidade de serviço, respeitando ainda diversos critérios de qualidade nesse atendimento. Esses critérios (de regime permanente) referem-se a valores máximo e mínimo de tensão nos pontos de entrega, excursão máxima de frequência em torno do valor nominal, carregamento máximo dos componentes do sistema, etc.

No projeto de sistemas elétricos ou planejamento da ampliação de sistemas já existentes, devido ao crescimento anual da carga, impõem-se a instalação de novas usinas e reforços nos sistemas de transmissão e distribuição.

Os estudos de fluxo de potência desempenham um papel muito importante, pois, permitem verificar, admitida uma projeção de carga ao longo do tempo, se o sistema proposto será capaz de manter-se dentro dos critérios estabelecidos no atendimento aos usuários. Permitem ainda a comparação de alternativas de expansão, bem como a avaliação do impacto no sistema da entrada de novas unidades geradoras, como é o caso da geração distribuída.

Quanto a esse último aspecto deve-se lembrar que atualmente o tamanho de uma unidade geradora pode superar os 600 MW, de forma que a entrada de uma unidade geradora desse porte pode sobrecarregar o sistema de transmissão.

Além do setor de planejamento, os estudos de fluxo de potência são largamente utilizados para operação e planejamento de operação de sistemas. Nesse último caso, a maneira como o sistema irá evoluir até atingir uma certa configuração já está definida, e os estudos de fluxo de potência visam, com informações mais confiáveis a respeito da carga, definir o melhor perfil de tensões para a operação do sistema bem como os ajustes de tapes dos transformadores, condições para o chaveamento de bancos de capacitores, etc.

Quer em planejamento ou operação, os estudos de fluxo de potência são realizados para simular o sistema funcionando em regime permanente, seja em condição normal ou de emergência.

Entende-se como condição normal aquela em que o sistema apresenta todos os componentes em serviço, carregados de acordo com o despacho de geração/carga estabelecido (despacho nominal). Estudos de fluxo de potência para a condição normal são feitos para verificar se nessa situação os critérios estabelecidos são respeitados, tanto na situação de carga máxima quanto de carga mínima.

Os critérios para a condição normal, em geral, dizem respeito a:

- Valores máximos e mínimos de tensão permitidos, para todas as barras do sistema.
- Carregamentos máximos permitidos para linhas de transmissão e transformadores.
- Fator de potência mínimo das unidades geradoras, que se traduz em um limite de potência reativa para essas máquinas.
- Limites de potência reativa para os compensadores síncronos.

O fluxo de potência em condições de emergência é realizado de forma a verificar a viabilidade de o sistema continuar operando, mesmo com a perda temporária de algum equipamento ou linha de transmissão, dentro de critérios estabelecidos para as condições de emergência.

Estudos de fluxo de potência, comumente chamados de fluxo de carga, formam uma importante parte da análise de sistemas de potência. Eles são necessários para o planejamento, despacho econômico e controle de um sistema existente como também para o planejamento de sua futura expansão. O problema consiste na determinação dos módulos das tensões e do ângulo de fase das tensões em cada barra e dos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas do sistema.

Os algoritmos de fluxo de potência desta tese no capítulo 3 assumem o modelo monofásico, ou seja, o sistema é tido como equilibrado e o equivalente monofásico do mesmo é utilizado através de sua representação em um diagrama unifilar. Já no capítulo 5 um método do fluxo de potência trifásico é utilizado. Quatro quantidades estão associadas com cada barra no modelo monofásico. Estas são: o

módulo da tensão $|V|$, o ângulo de fase δ , a potência ativa P e a potência reativa Q . As barras do sistema são geralmente classificadas em três tipos:

Barra de referência – Uma barra de referência chamada de slack ou swing é tomada como referência quando a tensão e o ângulo de fase são especificados. Esta barra proporciona a diferença entre as cargas programadas e a potência gerada que são causadas pelas perdas na rede.

Barra de carga – Nessas barras, as potências ativa e reativa são especificadas. Os módulos das tensões e o ângulo de fase das tensões são grandezas desconhecidas nessas barras. Essas barras são chamadas de barras P-Q.

Barras reguladas – Estas barras são barras de geração. Elas são também conhecidas como barras controladas por tensão. Nessas barras a potência ativa e o módulo das tensões são especificados. O ângulo de fase das tensões e a potência reativa são as grandezas desconhecidas. Os limites dos valores de potência reativa também são especificados. Essas barras são chamadas de barras P-V.

2.2 Fluxo de potência Newton-Raphson

As equações básicas do fluxo de potência em termos dos parâmetros físicos das linhas de transmissão, ou seja, condutâncias e susceptâncias são:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (2.1)$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (2.2)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 (b_{km}^{sh} / 2 + b_{km}) - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \sin \theta_{km} \quad (2.3)$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 (b_{mk}^{sh} / 2 + b_{mk}) - V_m V_k g_{km} \cos \theta_{km} + V_m V_k b_{km} \sin \theta_{km} \quad (2.4)$$

As equações básicas do fluxo de potência pela aplicação das leis de Kirchoff em termos dos elementos matriciais da matriz Y são:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.5)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.6)$$

para $k=1, NB$; sendo NB o número de barras da rede. Os métodos computacionais para o cálculo do fluxo de potência em geral são constituídos de duas partes: a primeira, também chamada de algoritmo básico, trata da resolução por métodos iterativos de um sistema de equações algébricas do tipo (2.5)-(2.6); a outra parte do processo de resolução do problema considera a atuação dos dispositivos de controle e da representação dos limites de operação do sistema. As duas partes do problema podem ser resolvidas alternadamente, intercalando-se a solução das equações básicas com a representação dos controles e limites de operação. Outra possibilidade consiste em alterarem-se as equações (2.5) e (2.6) para incluir a representação dos dispositivos de controle; nesse caso as duas partes do problema são resolvidas simultaneamente.

Considere-se inicialmente um problema no qual são dados P_k e Q_k para as barras PQ; P_k e V_k para as barras PV; e V_k e θ_k para a barra V θ (referência angular); e pede-se para calcular V_k e θ_k nas barras PQ; θ_k e Q_k nas barras PV; e P_k e Q_k na barra de referência. Uma vez resolvido este problema, será conhecido o estado (V_k, θ_k) para todas as barras da rede ($k=1, NB$), o que torna possível o cálculo de outras variáveis de interesse, como, por exemplo, os fluxos de potência nas linhas de transmissão, transformadores, etc. Sejam NPQ e NPV, respectivamente, o número de barras PQ e PV da rede. O problema formulado anteriormente pode ser decomposto em dois subsistemas de equações algébricas, conforme se indica a seguir:

Subsistema 1 (dimensão 2NPQ+NPV)

Neste subproblema são dados P_k e Q_k nas barras PQ, e P_k e V_k nas barras PV; pretende-se calcular V_k e θ_k nas barras PQ, e θ_k nas barras PV. Ou seja, trata-se de um sistema de 2NPQ+NPV equações algébricas não lineares com o mesmo número de incógnitas, ou seja:

$$(P_k^G - P_k^C) - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) = 0 \quad (2.7)$$

para barras PQ e PV

$$(Q_k^G - Q_k^C) - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) = 0 \quad (2.8)$$

para barras PQ

Subsistema 2 (dimensão NPV+2)

Após resolvido o Subsistema 1, e portanto já sendo conhecidos V_k e θ_k para todas as barras, deseja-se calcular P_k e Q_k na barra de referência, e Q_k nas barras PV. Trata-se, pois, de um sistema com NPV+2 equações, pois, há como incógnitas as potências ativa e reativa da barra de referência (2 equações) e as potências reativas para as barras PV (NPV equações). No entanto, esse subsistema diferentemente do subsistema 1 tem uma solução direta uma vez que todas as variáveis aparecem de forma explícita, o que torna o processo de resolução uma simples substituição sem a necessidade de um processo iterativo.

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (2.9)$$

Para barra de referência

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (2.10)$$

Para barras PV e de referência

As incógnitas do Subsistema 1 podem ser agrupadas no vetor x dado a seguir:

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Em que θ é o vetor dos ângulos das tensões das barras PQ e PV, e V é o vetor dos módulos das tensões das barras PQ. As expressões que formam o subsistema 1, podem ser reescritas do seguinte modo:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - P_k(V, \theta) = 0 \quad (2.12)$$

Para barras PQ e PV

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) = 0 \quad (2.13)$$

Para barras PQ

Colocando as equações acima na forma vetorial, obtêm-se as equações abaixo:

$$\Delta P = P^{esp} - P(V, \theta) = 0 \quad (2.14)$$

$$\Delta Q = Q^{esp} - Q(V, \theta) = 0 \quad (2.15)$$

Colocando na forma compacta, obtém-se:

$$g(x) = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = 0 \quad (2.16)$$

A última equação (conjunto de equações algébricas não-lineares) pode ser resolvida por um número muito grande de métodos, sendo que um dos métodos mais eficientes é o método de Newton-Raphson (que é o utilizado nesta tese).

2.2.1 Resolução de sistemas algébricos pelo método de Newton-Raphson

Considere-se um sistema n-dimensional

$$g(x) = 0 \quad (2.17)$$

Sendo $g(x)$ uma função vetorial (nx1) e x o vetor das incógnitas (nx1), ou seja,

$$g(x) = [g_1(x), g_2(x), \dots, g_n(x)]^t \quad (2.18)$$

$$x = [x_1, x_2, \dots, x_n]^t \quad (2.19)$$

A linearização da função vetorial $g(x)$ para $x = x^v$ é dada pelos dois primeiros termos da série de Taylor

$$g(x^v + \Delta x^v) \cong g(x^v) + J(x^v)\Delta x^v \quad (2.20)$$

Sendo a matriz jacobiana J dada por

$$J = \frac{\partial g}{\partial x} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \frac{\partial g_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial g_2}{\partial x_1} & \frac{\partial g_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_2}{\partial x_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \frac{\partial g_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

O vetor de correção Δx é calculado impondo-se que

$$g(x^v) + J(x^v)\Delta x^v = 0 \quad (2.22)$$

Que é a maneira linearizada de se resolver o problema $g(x^v + \Delta x) = 0$. No caso particular em que, por exemplo, $n=2$, a equação (2.22) assume a forma:

$$g_1(x_1, x_2) \cong g_1(x_1^v, x_2^v) + \frac{\partial g_1}{\partial x_1} \Big|_v \Delta x_1^{(v)} + \frac{\partial g_1}{\partial x_2} \Big|_v \Delta x_2^{(v)} \quad (2.23)$$

$$g_2(x_1, x_2) \cong g_2(x_1^v, x_2^v) + \frac{\partial g_2}{\partial x_1} \Big|_v \Delta x_1^{(v)} + \frac{\partial g_2}{\partial x_2} \Big|_v \Delta x_2^{(v)} \quad (2.24)$$

O algoritmo para resolução do sistema de equações:

$$g(x) = 0 \quad (2.25)$$

Pelo método de Newton-Raphson é:

- i) Fazer $v=0$ e escolher uma solução inicial $x = x^v = x^{(0)}$.
- ii) Calcular $g(x^v)$.
- iii) Testar convergência: $|g_i(x^v)| \leq \epsilon$ para $i=1,2,\dots,n$, o processo convergiu para solução x^v ; caso contrário, passar para (iv).
- iv) Calcular matriz jacobiana $J(x^v)$.
- v) Determinar nova solução $x^{(v+1)}$:

$$x^{(v+1)} = x^{(v)} + \Delta x^v \quad (2.26)$$

$$\Delta x^v = -[J(x^v)]^{-1} g(x^v) \quad (2.27)$$

- vi) Fazer $v \leftarrow v+1$ e voltar para o passo (ii).

2.2.2 Fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson:

Nesta seção será aplicado o método de Newton-Raphson para a resolução do Subsistema 1. O ponto central do processo de resolução consiste em se determinar o vetor de correção Δx o que exige a resolução do seguinte sistema linear:

$$g(x^v) = -J(x^v)\Delta x^v \quad (2.28)$$

$$g(x^v) = \begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

$$\Delta x^v = \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

$$J(x^v) = \begin{bmatrix} \frac{\partial(\Delta P)}{\partial \theta} & \frac{\partial(\Delta P)}{\partial V} \\ \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial \theta} & \frac{\partial(\Delta Q)}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Como P^{esp} e Q^{esp} são constantes, o Jacobiano é simplificado para:

$$J(x^v) = - \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Assim, o sistema passa a ser:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^v \\ \Delta Q^v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^{(v)} \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

As componentes das submatrizes jacobianas H , N , M e L são dadas por:

$$H \begin{cases} H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \end{cases} \quad (2.34)$$

$$N \begin{cases} N_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \\ N_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \end{cases} \quad (2.35)$$

$$M \begin{cases} M_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \\ M_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \end{cases} \quad (2.36)$$

$$L \begin{cases} L_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ L_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \end{cases} \quad (2.37)$$

O método de Newton-Raphson aplicado ao problema do fluxo de potência possui então o seguinte algoritmo:

i) Fazer $v=0$ e escolher os valores iniciais dos ângulos das tensões das barras PQ e PV ($\theta = \theta^0$), e os módulos das tensões das barras PQ ($V = V^0$).

ii) Calcular $P_k(V^v, \theta^v)$ para as barras PQ e PV, e $Q_k(V^v, \theta^v)$ para as barras PQ, e determinar os resíduos ΔP_k^v e ΔQ_k^v .

iii) Testar convergência: se $\text{Max}\{|\Delta P_k^v|\} \leq \epsilon_p$ e $\text{Max}\{|\Delta Q_k^v|\} \leq \epsilon_q$, o processo iterativo convergiu para a solução (V^v, θ^v) ; caso contrário passar para (iv).

iv) Calcular a matriz jacobiana

$$J(V^v, \theta^v) = \begin{bmatrix} H(V^v, \theta^v) & N(V^v, \theta^v) \\ M(V^v, \theta^v) & L(V^v, \theta^v) \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

v) Determinar a nova solução: $\theta^{v+1} = \theta^v + \Delta \theta^v$, $V^{v+1} = V^v + \Delta V^v$ sendo $\Delta \theta^v$ e ΔV^v determinados resolvendo o sistema linear:

$$\begin{bmatrix} \Delta P(V^v, \theta^v) \\ \Delta Q(V^v, \theta^v) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H(V^v, \theta^v) & N(V^v, \theta^v) \\ M(V^v, \theta^v) & L(V^v, \theta^v) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

vi) Fazer $v \leftarrow v+1$ e voltar para o passo ii).

2.3 Fluxo de potência CC

O fluxo de potência CC é um problema que é resolvido linearmente. Ele negligencia perdas de potências reativas, e assume que os módulos das tensões nas barras são iguais. Além do mais, as diferenças angulares das tensões são assumidas como sendo pequenas. As únicas variáveis são ângulos de tensões e injeções de potências ativas. Devido ao fato de que as perdas são negligenciadas, todas as injeções de potências ativas são conhecidas a priori. O problema se torna então linear e não há a necessidade de iterações.

A técnica do fluxo de potência CC calcula apenas fluxos de potência ativa dentro de redes de sistemas de potência. Assim como o método do fluxo de potência desacoplado rápido, o método do fluxo de potência CC faz várias e específicas simplificações razoáveis para simplificar o processo analítico e obter uma solução por um processo direto sem iterações.

Entretanto, tais aproximações nem sempre são realistas. Primeiramente, a condição da razão X/R pode ser difícil de garantir. A influência da resistência aumenta com a diminuição de tensão, o que significa que apenas as redes de alta tensão podem satisfazer essa condição. Além do mais, o perfil de tensões comumente não é plano (*flat*), assim o perfil de tensões pode ser diferente do assumido. Cada um desses pressupostos tem alguma influência na exatidão dos cálculos do fluxo de potência.

A justificativa para um método tão simples e muitas vezes inexato são os modelos lineares utilizados neste método que encontram várias aplicações em várias outras áreas da Engenharia Elétrica. Entre as aplicações cita-se que pode haver a necessidade de verificar a saída de partes do sistema e verificar a auto-suficiência do sistema restante de suprir suas cargas. Entre outras, pode ser necessário verificar também a existência de uma configuração ótima entre várias configurações do sistema. Outra aplicação do fluxo de potência CC é ser utilizado na partida de outros métodos de fluxo de potência CA no intuito de melhorar a convergência de sistemas que tem uma fraca convergência ou comportamento oscilatório nas suas iterações. Destacam-se também suas aplicações no estudo do mercado de energia elétrica.

2.3.1 Desenvolvimento do método

A partir das equações abaixo, obtém-se o método do fluxo de potência CC:

$$I_k = \sum_{j=1}^n Y_{kj} V_j \quad (2.40)$$

$$S_k^* = V_k^* I_k \quad (2.41)$$

Substituindo (2.40) em (2.41),

$$S_k^* = V_k^* \sum_{j=1}^n Y_{kj} V_j = |V_k| (\cos \delta_k - j \text{sen} \delta_k) \sum_{j=1}^n Y_{kj} |V_j| (\cos \delta_j + j \text{sen} \delta_j) \quad (2.42)$$

Onde

$$V_k = |V_k| (\cos \delta_k + j \text{sen} \delta_k) \quad (2.43)$$

As simplificações feitas no fluxo de potência CC são:

1. Os módulos das tensões de todas as barras são mantidos em 1.0p.u.
2. Todos os sistemas têm relação X/R bastante alta para ignorar todos os R.

Então,

$$Y_{kj} = jB_{kj} \quad (2.44)$$

Como uma consequência dessas simplificações, a equação (2.42) se torna:

$$S_k^* = \sum_{j=1}^n jB_{kj} \{(\cos \delta_k - j \text{sen} \delta_k)(\cos \delta_j + j \text{sen} \delta_j)\} = \sum_{j=1}^n jB_{kj} \{\cos(\delta_k - \delta_j) + j \text{sen}(\delta_j - \delta_k)\} \quad (2.45)$$

Igualando as partes reais,

$$P_k = - \sum_{j=1}^n B_{kj} \text{sen}(\delta_j - \delta_k) \quad (2.46)$$

Para diferenças pequenas nos ângulos das barras,

$$\text{sen}(\delta_j - \delta_k) \approx (\delta_j - \delta_k)$$

E esta simplificação reduz a equação (2.45) para:

$$P_k \cong - \sum_{j=1}^n B_{kj} (\delta_j - \delta_k) = \sum_{j=1}^n B_{kj} (\delta_k - \delta_j) \quad (2.47)$$

Expandindo a equação (2.47),

$$P_k \cong \delta_k \sum_{j=1}^n B_{kj} - \sum_{j=1}^n B_{kj} \delta_j = - \sum_{j=1}^n B_{kj} \delta_j,$$

Desde que $\sum_{j=1}^n B_{kj} = 0$

Por definição, $\delta_1 = 0$, tal que:

$$P_k = - \sum_{j=2}^n B_{kj} \delta_j, \quad k = 2, 3, \dots, n \quad (2.48)$$

ou

$$P_k = -\sum_{j=2}^n \frac{1}{X_{kj}} \delta_j \quad (2.49)$$

Na forma matricial

$$[P] = \left[\frac{-1}{X} \right] [\delta], \text{ onde } \left[\frac{1}{X} \right] \text{ é quadrada}$$

Por outro lado,

$$[\delta] = [Z][P] \quad (2.50)$$

Onde

$$[Z] = \left[\frac{1}{X} \right]^{-1} \quad (2.51)$$

2.3.2 Algoritmo do fluxo de potência CC

A solução do fluxo de potência CC segue os seguintes passos:

1. Inicialize todos os módulos de tensões no sistema com o valor 1.0 p.u.
2. Calcule os elementos fora da diagonal da matriz de admitância Y como $\frac{-1}{X_{kj}}$,

$k = 1, 2, 3, \dots, n; j = 1, 2, \dots, n, k \neq j$ e os elementos da diagonal são:

$$\frac{1}{X_{kk}} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \frac{1}{X_{kj}}; k = 1, 2, 3, \dots, n$$

3. Inverter a matriz de admitância Y_{kj} , $k = 2, 3, \dots, n; j = 2, \dots, n$ para calcular

$$Z = Y^{-1}$$

4. Calcular os valores de δ de (2.50).

CAPÍTULO 3

FLUXO DE POTÊNCIA LINEAR V - TETA

3.1 Introdução

O cálculo do fluxo de potência é uma das ferramentas mais comuns usadas na engenharia de sistemas de potência. Por esta razão a história do fluxo de potência é relativamente longa. Desde a invenção e a divulgação dos computadores nas décadas de 50 e 60, muitos métodos para resolver o problema do fluxo de potência foram desenvolvidos (GLOVER et al, 2011).

O método de fluxo de potência CC calcula apenas os fluxos de potência ativa dentro de um sistema de potência. O método de fluxo de potência CC foi especialmente interessante na metade do século passado quando o acesso aos computadores era oneroso e havia a necessidade de diminuir o tempo de processamento da *CPU* em todas as atividades computacionais. Nos dias atuais, o método de fluxo de potência CC é usado extensivamente na análise de sistemas de potência. Destacam-se as aplicações em planejamento da expansão de sistemas de potência e as aplicações no mercado de energia elétrica (LEITE DA SILVA, et al, 2004) e (SKOKLJEV e TOSIC, 1997). Alguns exemplos são apresentados a seguir: (MOURA et al, 2012) A. Análise de contingência – é um ponto importante no cálculo da segurança dos sistemas de potência. O método de fluxo de potência CC é preferido nesta análise (LU et al, 2010); B. Cálculo dos fatores de transferência de distribuição de potência – (*PTDF*) – O *PTDF* representa a sensibilidade dos fluxos das linhas com relação às mudanças na geração (LU et al, 2010). Os *PTDF* são usados em aplicações de administração do congestionamento da transmissão e também no cálculo do preço marginal locacional (*LMP*) (SONG e WANG, 2010), (WOOD e WOLLENBERG, 2011); C. Cálculo dos fatores de distribuição de saída de linhas (*LODF*) – O *LODF* mede a sensibilidade no fluxo de uma linha com relação à saída de outra linha. O *LODF* é usado no cálculo da capacidade de transferência disponível (*ATC*), como também no desenvolvimento de restrições para a programação, preço e despacho (*SPD*) e programas de *unit commitment* (comissionamento de unidades) com restrições de segurança *SCUC* (SONG e WANG, 2010), (PURCHALA et al, 2005) e (STOTT et al, 2009); D.

Análise de intercâmbio do limite da transmissão – A tabela do limite de transferência do gerador (*TLTG*) e análise POLY são funções de análise de limite de intercâmbios no simulador de sistemas de potência para engenharia (*PSS/E*) (PURCHALA et al, 2005), o qual estima os limites de importação/exportação entre duas áreas (“sistema estudo” e “sistema oposto”) usando o modelo de rede linearizado; E. Mecanismo de compensação de mercado (*MCE*) – (*SPD*), (*SCUC*) e teste simultâneo de viabilidade / aplicação de rede (*SFT/ NA*) são programas de núcleo de um *MCE*. O *SPD* e o *SCUC* são programas de fluxo de carga ótimo com restrições de segurança, freqüentemente baseados na estrutura linear das equações de fluxo de potência CC. O objetivo é minimizar o custo total de produção e reservas, sujeito a um conjunto de restrições, incluindo o balanço de potência, serviços auxiliares, os limites de recursos operacionais e restrições de segurança na transmissão, F. Direito Financeiro de Transmissão - (*FTR*), é um instrumento financeiro de cobertura de riscos de custos de congestionamento nas linhas de transmissão com restrições (ALSAÇ et al, 2004). Um problema de programação linear - (*LP*) é formulado para restaurar o leilão *FTR*. A função objetivo do problema *LP* é maximizar as receitas dos *FTR*. Os limites térmicos de linhas de transmissão são formulados como restrições de fluxo de potência do problema *LP*. Outros desenvolvimentos nesta área são: comparação de fluxos de MW obtidos a partir de soluções de fluxo de potência CC e CA (OVERBYE et al, 2004), os métodos que tentam explicar os fluxos *Mvar* que estão ausentes dos modelos CC (GRIJALVA et al, 2003), e (SANTOS e DINIZ, 2010), (LESIEUTRE et al, 2010), (ZHANG e ERKENG, 2010), (QIANGHUA et al, 2010), (XIANGJUN et al, 2010).

As vantagens de um modelo CC são as seguintes: (a) As suas soluções são não-iterativas, confiáveis e únicas, (b) Seus métodos e software são relativamente simples, (c) Seus modelos podem ser resolvidos de forma eficiente e otimizada, particularmente na área de análise de contingência, (d) Seus dados de rede são mínimos e relativamente fáceis de obter (e) sua linearidade se encaixa na teoria econômica em que grande parte da estrutura do mercado de transmissão de energia elétrica é baseada, (f) os seus fluxos de potência ativa dados em MW são razoavelmente precisos, exceto para possíveis ramos carregados que possam restringir o funcionamento do sistema.

Estas características são boas e, em geral, os itens (a)-(e) são válidos. No entanto, sabe-se que o método de fluxo de potência CC oferece apenas soluções aproximadas, especialmente quando a relação R/X para linhas de transmissão é alta e as tensões de barras são não-uniformes. Esta imprecisão leva ao comprometimento da confiabilidade do sistema quando utilizada na análise de segurança do sistema, e pode ter consequências econômicas, alterando o LMP no despacho econômico com restrições de segurança ou prêmios em leilões FTR. (STOTT et al, 2009).

Por outro lado, algumas vezes pode não existir uma alternativa viável a não ser usar um modelo linear como, por exemplo: (i) somente teoria ou técnicas de cálculos baseados em modelos lineares estão disponíveis para certas aplicações (geralmente aplicações para o mercado de energia elétrica); (ii) dados confiáveis para controle de reativos-tensão em estudos de fluxo de potência não estão disponíveis; (iii) Certas aplicações de estudos de mercado que envolvem um processamento computacional elevado são proibitivos usando fluxo de potência CA; (iv) um modelo linear é necessário para compatibilizar duas aplicações (STOTT et al, 2009).

No método de fluxo de potência CC são calculados apenas os fluxos de potência ativa. Ao contrário do método de fluxo de potência CC, o método descrito neste capítulo calcula os fluxos de potência reativa e apresenta um melhor desempenho para calcular fluxos de potência em MW, do que o método de fluxo de potência CC. Grande importância é dada para o fato de que esse método proposto é derivado de uma base teórica. O método proposto é baseado em princípios de desacoplamento, e ele usa um procedimento que resolve os ângulos de tensão e módulos de tensão de forma desacoplada. O novo método pode calcular os fluxos de potência ativa e reativa e, conseqüentemente, os fluxos de potência em MVA (MOURA e MOURA, 2012).

O capítulo está organizado da seguinte forma. Uma demonstração completa do método proposto é apresentada, inclusive com um exemplo numérico; todas as aproximações necessárias e parâmetros exigidos pelo método proposto são identificados. Os resultados dos testes são apresentados com algumas conclusões relevantes descritas no final do capítulo.

3.2 Desenvolvimento do fluxo de potência linear V-teta

Considere as expressões (2.1) e (2.2), para os fluxos de potência ativa em uma linha de transmissão e as expressões (2.3) e (2.4) (MONTICELLI,1983), apresentadas no capítulo 2, para os fluxos de potência reativa. As aproximações feitas são as seguintes:

Fazendo-se:

$$V_k^2 \cong fatorV_k V_k \quad (3.1)$$

$$V_m^2 \cong fatorV_m V_m \quad (3.2)$$

$$V_k V_m \cong fatorV_{1_{km}} V_{1_{km}} \quad (3.3)$$

$$\sin \theta_{km} \cong \theta_{km} \quad (3.4)$$

$$\cos \theta_{km} \cong 1 \quad (3.5)$$

Usando as aproximações (3.1) a (3.5) nas equações (2.1) a (2.4), obtêm-se:

$$P_{km}^{LIN} = fatorV_k g_{km} - fatorV_{1_{km}} g_{km} - fatorV_{1_{km}} b_{km} \theta_{km} \quad (3.6)$$

$$P_{mk}^{LIN} = fatorV_m g_{km} - fatorV_{1_{mk}} g_{km} + fatorV_{1_{mk}} b_{km} \theta_{km} \quad (3.7)$$

$$Q_{km}^{LIN} = -fatorV_k (b_{km}^{sh} / 2 + b_{km}) - fatorV_{1_{km}} g_{km} \theta_{km} + fatorV_{1_{km}} b_{km} \quad (3.8)$$

$$Q_{mk}^{LIN} = -fatorV_m (b_{km}^{sh} / 2 + b_{km}) + fatorV_{1_{mk}} g_{km} \theta_{km} + fatorV_{1_{mk}} b_{km} \quad (3.9)$$

Onde:

$g_{km}, b_{km}, b_{km}^{sh}$ são respectivamente a condutância série, a susceptância série e a admitância total em derivação do modelo pi da linha de transmissão.

$$fatorV_k = c * V_k + d$$

$$fatorV_m = e * V_m + g$$

c, d, e, g são constantes, isto é, o $fatorV_k$ e o $fatorV_m$ são aproximados como funções lineares. Onde V_k e V_m são os valores numéricos dos módulos de tensão lidos do arquivo de dados.

$fatorV1_{km}$ é a aproximação linear pelo plano tangente a $f(x, y)$ para (x, y) próximo do ponto (a, b) .

$$fatorV1_{km} = f(x, y) = f(a, b) + f_x(a, b)(x - a) + f_y(a, b)(y - b) \quad (3.10)$$

(MCCALLUM et al, 1997).

O $fatorV_k$ e o $fatorV_m$ são calculados em intervalos de 0.005 p.u. O $fatorV1_{km}$ é calculado no ponto $a = V_k + k$ e $b = V_m + k$ ambos em p.u, onde k é uma constante. Por outro lado, a linearização local de $f(x, y) = xy$ no ponto (a, b) é

$$fatorV1_{km} = (V_m + k)x + (V_k + k)y - V_k V_m - kV_k - kV_m - k^2 \quad (3.11)$$

Quando $x = V_k$ e $y = V_m$ são substituídos na equação (3.11), o $fatorV1_{km}$ é

$$fatorV1_{km} = V_m V_k - k^2 \quad (3.12)$$

O cálculo dos ângulos das tensões e dos módulos de tensões em uma forma linearizada, são feitos como segue: duas equações de resíduos de potências ativas (ΔP) e duas equações de resíduos de potências reativas (ΔQ), são escritas na forma matricial e elas são então linearizadas. As duas primeiras equações têm ΔP e ΔQ com os ângulos das tensões como incógnitas. As próximas duas equações têm os módulos das tensões como incógnitas. As quatro equações formam um sistema super-determinado, o qual é resolvido por um procedimento matemático já conhecido (MONTICELLI, 1999), (WILLIAMS, 1990).

As outras suposições feitas dentro do fluxo de potência linear V-teta são como segue:

1. Todas as tensões em barras PQ são inicializadas com o módulo de 1.0 p.u.
2. Os módulos de tensão nas barras PV são mantidos nos valores especificados.
3. Todos os ângulos de tensões de todas as barras são inicializados em zero radianos.
4. Os tapes de transformadores defasadores são desprezados

5. Os tapes em fase de transformadores são mantidos nos cálculos para a formação de todas as equações.
6. As equações de resíduos de potências ativa são usadas nas barras tipo PV e PQ.
7. As equações dos resíduos de potência reativa são usadas apenas nas barras tipo PQ.
8. As susceptâncias em derivações de elementos B_{kk} da matriz de susceptâncias são desprezadas e elas são incluídas apenas na equação de resíduo de potência reativa em cada barra como potência reativa gerada, isto é:

$$Q_k^G = \sum_{m \in k} \left(\frac{b_{km}^{sh}}{2} \right) fator V_k + b_k^{shunt} fator V_k \quad (3.13)$$

Onde b_{km}^{sh} é a admitância derivação da linha e b_k^{shunt} é a admitância do banco de capacitor em derivação ou banco de reatores em derivação. As outras variáveis foram definidas previamente.

3.2.1 Desenvolvimento das equações linearizadas de ΔP e ΔQ com os ângulos das tensões como incógnitas.

Considere as equações básicas do fluxo de potência:

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \quad (3.14)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (3.15)$$

Onde: NB é o número de barras da rede.

$\Delta P_k + j \Delta Q_k$ = resíduo de potência complexa na barra k

$G_{km} + j B_{km}$ = (k,m)-ésimo elemento da matriz de admitância

θ_k, V_k = ângulo da tensão, módulo da tensão na barra k

$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$

$P_k^{sp} + j Q_k^{sp}$ = potência complexa especificada na barra k

As aproximações consideradas nas equações (3.4) e (3.5) são usadas nas equações (3.14) e (3.15). As expressões (3.14) e (3.15) modificadas resultam em:

$$\Delta P_k \cong P_k^{esp} - V_k^2 G_{kk} - V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} V_m (G_{km} + B_{km} \theta_{km}) \cong 0 \quad (3.16)$$

$$\Delta Q_k \cong Q_k^{esp} + V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} V_m (B_{km} - G_{km} \theta_{km}) \cong 0 \quad (3.17)$$

O fluxo de potência linear V-teta inicializa os ângulos das tensões em zero radiano. Por outro lado, quando os ângulos são iguais a zero, os termos das equações (3.16) e (3.17) que contêm diferenças angulares, não exercem nenhuma influência numérica nos valores dos resíduos das potências ativa e reativa. Por outro lado, as equações (3.16) e (3.17) podem ser escritas como segue:

$$\Delta P_k \cong P_k^{esp} - V_k^2 G_{kk} - V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} V_m G_{km} \cong V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} V_m B_{km} \theta_{km} \cong 0 \quad (3.18)$$

$$\Delta Q_k \cong Q_k^{esp} + V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} V_m B_{km} \cong V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} V_m G_{km} \theta_{km} \cong 0 \quad (3.19)$$

Na forma matricial:

$$[\Delta P_k] \cong [J1][\Delta \theta_k] \quad (3.20)$$

$$[\Delta Q_k] \cong [J3][\Delta \theta_k] \quad (3.21)$$

A barra número 1 é considerada como a barra swing (barra de referência) .

k=2,3, ...NB. Onde:

$$\begin{aligned} [\Delta \theta_k] &= [\theta_k] - [0] \\ [J1] &= \begin{cases} J1_{km} = V_k V_m (-B_{km}) \\ J1_{kk} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} V_k V_m B_{km} \end{cases} \\ [J3] &= \begin{cases} J3_{km} = -V_k V_m G_{km} \\ J3_{kk} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} V_k V_m G_{km} \end{cases} \end{aligned} \quad (3.22)$$

As dimensões das matrizes [J1] e [J3] são respectivamente (NPQ + NPV) x (NPQ + NPV) e (NPQ) x (NPQ + NPV), onde NPQ = número de tipos de barra PQ e NPV = número de tipos de barra PV. Pois, as suposições (6) e (7) são consideradas.

A linearização das equações é completada como segue. Usando as aproximações feitas em (3.1)-(3.5) nas equações de resíduos de potência (3.18) e (3.19) e usando as aproximações feitas em (3.1)-(3.3) nas equações (3.22), obtêm-se novas expressões para os resíduos de potência ativa linearizados; e resíduos de potência reativa linearizados:

$$\Delta P_k^{LIN} = P_k^{esp} - fator V_k G_{kk} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fator V1_{km} (G_{km} + B_{km} \theta_{km}) \quad (3.23)$$

$$\Delta Q_k^{LIN} = Q_k^{esp} - fator V_k (-B_{kk}) - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fator V1_{km} (G_{km} \theta_{km} - B_{km}) \quad (3.24)$$

As equações (3.23) e (3.24) linearizadas na forma matricial são representadas como segue:

$$[\Delta P_k]^{LIN} = [J1]^{LIN} [\Delta \theta_k]^{LIN} \quad (3.25)$$

$$[\Delta Q_k]^{LIN} = [J3]^{LIN} [\Delta \theta_k]^{LIN} \quad (3.26)$$

Onde:

$$\begin{aligned} [\Delta \theta_k]^{LIN} &= [\theta_k]^{LIN} - [0] \\ [J1]^{LIN} &= \begin{cases} J1_{km}^{LIN} = fator V1_{km} (-B_{km}) \\ J1_{kk}^{LIN} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fator V1_{km} B_{km} \end{cases} \\ [J3]^{LIN} &= \begin{cases} J3_{km}^{LIN} = -fator V1_{km} G_{km} \\ J3_{kk}^{LIN} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fator V1_{km} G_{km} \end{cases} \end{aligned} \quad (3.27)$$

No tópico 3.2.1.1, a obtenção dos elementos da diagonal principal e fora da diagonal principal das matrizes [J1]^{LIN} e [J3]^{LIN} será demonstrado.

3.2.1.1 Demonstração da obtenção dos elementos das matrizes $[J1]^{LIN}$ e $[J3]^{LIN}$ do método de fluxo de potência linear V-teta.

Demonstração matemática das equações (3.25) e (3.26):

A partir da equação (3.23), pode-se escrever:

$$\Delta P_k^{LIN} = P_k^{esp} - fatorV_k G_{kk} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} G_{km} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} B_{km} \theta_{km} \cong 0$$

$$P_k^{esp} - fatorV_k G_{kk} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} G_{km} \cong \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} B_{km} \theta_{km}$$

O somatório do lado direito da equação anterior pode ser desenvolvido para $k=2$ como (um raciocínio análogo se aplica aos k que assumem valores de 3 até n):

$$\sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} B_{km} \theta_{km} = fatorV1_{21} B_{21} \theta_{21} + fatorV1_{23} B_{23} \theta_{23} + \dots + fatorV1_{2NB} B_{2NB} \theta_{2NB}$$

$$\sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} B_{km} \theta_{km} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{2m} B_{2m} \theta_{2m} - fatorV1_{21} B_{21} \theta_{21} - fatorV1_{23} B_{23} \theta_{23} - \dots - fatorV1_{2NB} B_{2NB} \theta_{2NB}$$

E portanto, colocando na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} P_2^{esp} - fatorV_2 G_{22} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{2m} G_{2m} \\ \vdots \\ P_{NB}^{esp} - fatorV_{NB} G_{NB} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{NBm} G_{NBm} \end{bmatrix} \cong \begin{bmatrix} \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{2m} B_{2m} & \dots & -fatorV1_{2NB} B_{2NB} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -fatorV1_{NB1} B_{NB1} & \dots & \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{NBm} B_{NBm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_{NB} \end{bmatrix}$$

Assim:

$$[J1]^{LIN} = \begin{cases} J1_{km}^{LIN} = fatorV1_{km} (-B_{km}) \\ J1_{kk}^{LIN} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} B_{km} \end{cases}$$

e

$$[\Delta P_k]^{LIN} = \left[P_k^{sp} - fatorV_k G_{kk} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} G_{km} \right]^{LIN}$$

A partir da equação (3.24), pode-se escrever:

$$\Delta Q_k^{LIN} = Q_k^{esp} - fatorV_k (-B_{kk}) - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} (G_{km} \theta_{km} - B_{km}) \cong 0$$

$$Q_k^{esp} - fatorV_k (-B_{kk}) - \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} G_{km} \theta_{km} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} B_{km} \cong 0$$

$$Q_k^{esp} - fatorV_k (-B_{kk}) + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} B_{km} \cong \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} G_{km} \theta_{km}$$

O somatório do lado direito da equação anterior pode ser desenvolvido para k=2 como (um raciocínio análogo se aplica aos k que assumem valores de 3 até n):

$$\sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} G_{km} \theta_{km} = fatorV1_{21} G_{21} \theta_{21} + fatorV1_{23} G_{23} \theta_{23} + \dots + fatorV1_{2NB} G_{2NB} \theta_{2NB}$$

$$\sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} G_{km} \theta_{km} = fatorV1_{21} G_{21} \theta_{21} + fatorV1_{23} G_{23} \theta_{23} + \dots + fatorV1_{2NB} G_{2NB} \theta_{2NB}$$

$$\sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} G_{km} \theta_{km} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{2m} G_{2m} \theta_{2m} - fatorV1_{21} G_{21} \theta_{21} - fatorV1_{23} G_{23} \theta_{23} - \dots - fatorV1_{2NB} G_{2NB} \theta_{2NB}$$

E portanto, colocando na forma matricial:

$$\sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} G_{km} \theta_{km} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{2m} G_{2m} \theta_{2m} - fatorV1_{21} G_{21} \theta_{21} - fatorV1_{23} G_{23} \theta_{23} - \dots - fatorV1_{2NB} G_{2NB} \theta_{2NB}$$

$$\begin{bmatrix} Q_2^{esp} - fatorV_2(-B_{22}) + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{2m} B_{2m} \\ \vdots \\ Q_{NB}^{esp} - fatorV_{NB}(-B_{NB NB}) + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{NBm} B_{NBm} \end{bmatrix} \cong \begin{bmatrix} \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{2m} G_{2m} & \cdots & -fatorV1_{2NB} G_{2NB} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -fatorV1_{NB1} G_{NB1} & \cdots & \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{NBm} G_{NBm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_{NB} \end{bmatrix}$$

Assim:

$$[J3]^{LIN} = \begin{cases} J3_{km}^{LIN} = -fatorV1_{km} G_{km} \\ J3_{kk}^{LIN} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} G_{km} \end{cases}$$

e

$$[\Delta Q_k]^{LIN} = \left[Q_k^{esp} - fatorV_k(-B_{kk}) + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^{NB} fatorV1_{km} B_{km} \right]^{LIN}$$

c.q.d.

3.2.2 Desenvolvimento das equações linearizadas de ΔP e ΔQ com os módulos das tensões como incógnitas.

As aproximações consideradas nos itens (3.4) e (3.5) são usadas de novo nas equações (3.14) e (3.15). Então as expressões (3.14) e (3.15) são modificadas como:

$$\Delta P_k \cong P_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m B_{km} \theta_{km} \cong V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m G_{km} \quad (3.28)$$

$$\Delta Q_k \cong Q_k^{spC} - V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m G_{km} \theta_{km} \cong V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (-B_{km}) \quad (3.29)$$

Nas equações seguintes as admitâncias em derivação são desprezadas e os tapes em fase dos transformadores são considerados. Assim, as equações (3.30) e (3.31) são aproximadamente iguais a zero, já que as matrizes [G] e [B] são

simétricas e os tapes em fase estão sendo considerados na formação dessas matrizes (se não houvesse tapes em fase a igualdade seria exata).

$$V_k \sum_{m=1}^{NB} G_{km} \cong 0 \quad (3.30)$$

$$V_k \sum_{m=1}^{NB} (-B_{km}) \cong 0 \quad (3.31)$$

Subtraindo a equação (3.28) no lado direito da equação (3.30) e subtraindo a equação (3.29) no lado direito da equação (3.31) e rearranjando os termos, obtêm-se:

$$\Delta P_k \cong P_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m B_{km} \theta_{km} \cong V_k \sum_{m=1}^{NB} G_{km} (V_m - 1) \quad (3.32)$$

$$\Delta Q_k \cong Q_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m G_{km} \theta_{km} \cong V_k \sum_{m=1}^{NB} (-B_{km}) (V_m - 1) \quad (3.33)$$

A linearização das equações (3.32) e (3.33) é completada como segue: primeiro as barras PV e as barras PQ são separadas no somatório do lado direito. Então a aproximação linear do plano tangente em um ponto da superfície é feita usando a equação (3.12).

$$V_k \sum_{m=1}^{NB} G_{km} (V_m - 1) = \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} fator V_{1_{km}} G_{km} - V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} G_{km} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} V_k G_{km} (V_m - 1) - k^2 \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} G_{km} \quad (3.34)$$

$$V_k \sum_{m=1}^{NB} (-B_{km}) (V_m - 1) = \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} fator V_{1_{km}} (-B_{km}) - V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} (-B_{km}) + \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} V_k (-B_{km}) (V_m - 1) - k^2 \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} (-B_{km}) \quad (3.35)$$

Substituindo as equações (3.34) e (3.35) nas equações (3.32) e (3.33) e reorganizando os termos, vem:

$$\Delta P_k \cong P_k^{esp} - \sum_{m=1}^{NB} \text{fator} V_{1_{km}} B_{km} \theta_{km} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} \text{fator} V_{1_{km}} G_{km} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} V_k G_{km} + k^2 \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} G_{km} \cong V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} G_{km} \Delta V_m \quad (3.36)$$

$$\Delta Q_k \cong Q_k^{esp} - \sum_{m=1}^{NB} \text{fator} V_{1_{km}} G_{km} \theta_{km} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} \text{fator} V_{1_{km}} (-B_{km}) - V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} (-B_{km}) + k^2 \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} (-B_{km}) \cong V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} (-B_{km}) \Delta V_m \quad (3.37)$$

Onde:

$m \in PV, REF$ A barra m pertence ao conjunto de barras PV e barra de referência.

$m \in PQ$ A barra m pertence ao conjunto das barras PQ.

$$\Delta V_m = V_m - 1$$

No fluxo de potência linear V-teta, os módulos das tensões das barras PQ são inicializadas em 1.0 p.u. Assim os termos do lado direito das equações (3.36) e (3.37) são nulos. Portanto, as equações (3.36) e (3.23) são aproximadamente iguais. Mesmo comentário se aplica para as equações (3.37) e (3.24). Com isso, as equações (3.36) e (3.37) podem ser escritas como segue:

$$\Delta P_k^{LIN} \cong V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} G_{km} \Delta V_m \cong 0 \quad (3.38)$$

$$\Delta Q_k^{LIN} \cong V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} (-B_{km}) \Delta V_m \cong 0 \quad (3.39)$$

Na forma matricial:

$$[\Delta P_k]^{LIN} \cong [J2]^{LIN} [\Delta V_k]^{LIN} \quad (3.40)$$

$$[\Delta Q_k]^{LIN} \cong [J4]^{LIN} [\Delta V_k]^{LIN} \quad (3.41)$$

Onde:

$$\begin{aligned}
 [\Delta V_k]^{LIN} &= [V_k]^{LIN} - [1] \\
 [J2]^{LIN} &= \begin{cases} J2_{km}^{LIN} = V_k G_{km} \\ J2_{kk}^{LIN} = V_k G_{kk} \end{cases} \\
 [J4]^{LIN} &= \begin{cases} J4_{km}^{LIN} = V_k (-B_{km}) \\ J4_{kk}^{LIN} = V_k (-B_{kk}) \end{cases}
 \end{aligned} \tag{3.42}$$

As dimensões das respectivas matrizes $[J2]^{LIN}$ e $[J4]^{LIN}$ são respectivamente $(NPQ + NPV) \times (NPQ)e(NPQ) \times (NPQ)$. Pois, as suposições (6) e (7) são consideradas. No tópico 3.2.2.1, o cálculo dos elementos da diagonal principal e fora da diagonal principal das matrizes $[J2]^{LIN}$ e $[J4]^{LIN}$ será demonstrado.

3.2.2.1 Demonstração da obtenção dos elementos das matrizes $[J2]^{LIN}$ e $[J4]^{LIN}$ do método de fluxo de potência linear V-teta.

Demonstração matemática das equações (3.40) e (3.41):

Da equação (3.38):

$$\Delta P_k^{LIN} \cong V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} G_{km} \Delta V_m \cong 0$$

Suponha sem perda de generalidade que $k=2$ e que as barras do conjunto $\{2,3,4,NB\} \in PQ$. Logo, desenvolvendo o somatório:

$$\begin{aligned}
 V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} G_{km} \Delta V_m &= V_2 [G_{22}(V_2 - 1) + G_{23}(V_3 - 1) + \dots + G_{2NB}(V_{NB} - 1)] = \\
 &= V_2^2 G_{22} + V_2 V_3 G_{23} + \dots + V_2 V_{NB} G_{2NB} - (V_2 G_{22} + V_2 G_{23} + \dots + V_2 G_{2NB})
 \end{aligned}$$

E, portanto, colocando na forma matricial:

Como: $\sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} G_{km} \cong 0$, pois a matriz de condutâncias é simétrica e contém tapas em

fase, implica que:

$$[J2]^{LIN} = \begin{cases} J2_{km}^{LIN} = V_k G_{km} \\ J2_{kk}^{LIN} = V_k G_{kk} \end{cases}$$

e

$$[J2]^{LIN} = \begin{cases} J2_{km}^{LIN} = V_k G_{km} \\ J2_{kk}^{LIN} = V_k G_{kk} \end{cases}$$

$$[\Delta P_k]^{LIN} = \left[P_k^{sp} - V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m B_{km} \theta_{km} \right]^{LIN} \cong$$

$$\cong \left[P_k^{sp} - \sum_{m=1}^{NB} \text{fator} V_{1_{km}} B_{km} \theta_{km} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} \text{fator} V_{1_{km}} G_{km} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} V_k G_{km} + k^2 \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} G_{km} \right]$$

A partir da equação (3.39), pode-se escrever:

$$\Delta Q_k^{LIN} \cong V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} (-B_{km}) \Delta V_m \cong 0$$

Suponha sem perda de generalidade que $k=2$ e que as barras do conjunto $\{2,3,4,NB\} \in PQ$. Logo, desenvolvendo o somatório:

$$\sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} (-B_{km}) \Delta V_m = V_2 [(-B_{22})(V_2 - 1) + (-B_{23})(V_3 - 1) + \dots + (-B_{2NB})(V_{NB} - 1)]$$

$$= V_2^2 (-B_{22}) + V_2 V_3 (-B_{23}) + \dots + V_2 V_{NB} (-B_{2NB}) + (V_2 B_{22} + V_2 B_{23} + \dots + V_2 B_{2NB})$$

E portanto, colocando na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} Q_2^{esp} - V_2 \sum_{m=1}^{NB} V_m G_{2m} \theta_{2m} \\ \vdots \\ Q_{NB}^{esp} - V_{NB} \sum_{m=1}^{NB} V_m G_{NBm} \theta_{NBm} \end{bmatrix}^{LIN} \cong \begin{bmatrix} V_2 (-B_{22}) + \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} B_{2m} & \cdots & V_2 (-B_{2NB}) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ V_{NB} (-B_{NB NB}) & \cdots & V_{NB} (-B_{NB NB}) - \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} B_{NBm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ \vdots \\ V_{NB} \end{bmatrix}$$

Como: $\sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} B_{km} \cong 0$, pois a matriz de susceptâncias é simétrica e contém tapas em

fase, implica que:

$$[J4]^{LIN} = \begin{cases} J4_{km}^{LIN} = V_k (-B_{km}) \\ J4_{kk}^{LIN} = V_k (-B_{kk}) \end{cases}$$

$$[\Delta Q_k]^{LIN} = \left[Q_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m G_{km} \theta_{km} \right]^{LIN} \cong$$

$$\cong \left[Q_k^{esp} - \sum_{m=1}^{NB} \text{fator} V_{1_{km}} G_{km} \theta_{km} - \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} \text{fator} V_{1_{km}} (-B_{km}) - V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PV \\ REF}}^{NB} (-B_{km}) + k^2 \sum_{\substack{m=1 \\ m \in PQ}}^{NB} (-B_{km}) \right]$$

c.q.d.

3.2.3 Solução do sistema super-determinado de equações lineares

Um sistema super-determinado de equações lineares é obtido, quando o conjunto de equações lineares (3.25), (3.26), (3.40) e (3.41) é usado para calcular os ângulos das tensões e os módulos das tensões. Então, o processo para calcular os ângulos das tensões e os módulos das tensões linearizados é completado como segue (MOURA e MOURA, 2010, INDUSCON), (MOURA e MOURA, 2010, CBA).

A equação (3.26) é pré-multiplicada por $[J2]^{LIN} ([J4]^{LIN})^{-1}$

$$[J2]^{LIN} ([J4]^{LIN})^{-1} [\Delta Q_k]^{LIN} = [J2]^{LIN} ([J4]^{LIN})^{-1} [J3]^{LIN} [\Delta \theta_k]^{LIN} \quad (3.43)$$

Subtraindo a equação (3.25) menos a equação (3.43):

$$[\Delta P_k]^{LIN} - [J2]^{LIN} ([J4]^{LIN})^{-1} [\Delta Q_k]^{LIN} = \{ [J1]^{LIN} - [J2]^{LIN} ([J4]^{LIN})^{-1} [J3]^{LIN} \} [\Delta \theta_k]^{LIN} \quad (3.44)$$

Resolve-se a equação (3.44) para os ângulos das tensões:

$$[\Delta \theta_k]^{LIN} = \{ [J1]^{LIN} - [J2]^{LIN} ([J4]^{LIN})^{-1} [J3]^{LIN} \}^{-1} \cdot \{ [\Delta P_k]^{LIN} - [J2]^{LIN} ([J4]^{LIN})^{-1} [\Delta Q_k]^{LIN} \} \quad (3.45)$$

Na forma compacta:

$$[\Delta \theta_k]^{LIN} = \left[[A1]^{LIN} \right]^{-1} [\Delta P_{eq}]^{LIN} \quad (3.46)$$

Onde:

$$[A1]^{LIN} = \left[[J1]^{LIN} - [J2]^{LIN} ([J4]^{LIN})^{-1} [J3]^{LIN} \right] \quad (3.47)$$

$$[\Delta P_{eq}]^{LIN} = \left[[\Delta P_k]^{LIN} - [J2]^{LIN} ([J4]^{LIN})^{-1} [\Delta Q_k]^{LIN} \right] \quad (3.48)$$

A equação (3.46) é usada para calcular os ângulos das tensões.

Os módulos das tensões são calculados como segue: a equação (3.40) é multiplicada por $[J3]^{LIN} ([J1]^{LIN})^{-1}$

$$[J3]^{LIN} ([J1]^{LIN})^{-1} [\Delta P]^{LIN} = [J3]^{LIN} ([J1]^{LIN})^{-1} [J2]^{LIN} [\Delta V_k]^{LIN} \quad (3.49)$$

Subtraindo a equação (3.41) menos a equação (3.49):

$$[\Delta Q_k]^{LIN} - [J3]^{LIN} ([J1]^{LIN})^{-1} [\Delta P_k]^{LIN} = \{ [J4]^{LIN} - [J3]^{LIN} ([J1]^{LIN})^{-1} [J2]^{LIN} \} [\Delta V_k]^{LIN} \quad (3.50)$$

Resolvendo a equação (3.50) para os módulos das tensões:

$$[\Delta V_k]^{LIN} = \{ [J4]^{LIN} - [J3]^{LIN} ([J1]^{LIN})^{-1} [J2]^{LIN} \}^{-1} \cdot \{ [\Delta Q_k]^{LIN} - [J3]^{LIN} ([J1]^{LIN})^{-1} [\Delta P_k]^{LIN} \} \quad (3.51)$$

Na forma compacta:

$$[\Delta V_k]^{LIN} = [A2]^{LIN} [\Delta Q_{eq}]^{LIN} \quad (3.52)$$

Onde:

$$[A2]^{LIN} = [[J4]^{LIN} - [J3]^{LIN} ([J1]^{LIN})^{-1} [J2]^{LIN}] \quad (3.53)$$

$$[\Delta Q_{eq}]^{LIN} = [[\Delta Q_k]^{LIN} - [J3]^{LIN} ([J1]^{LIN})^{-1} [\Delta P_k]^{LIN}] \quad (3.54)$$

A equação (3.52) é usada no cálculo dos módulos das tensões.

A Fig. 3.1 mostra o fluxograma básico do método proposto.

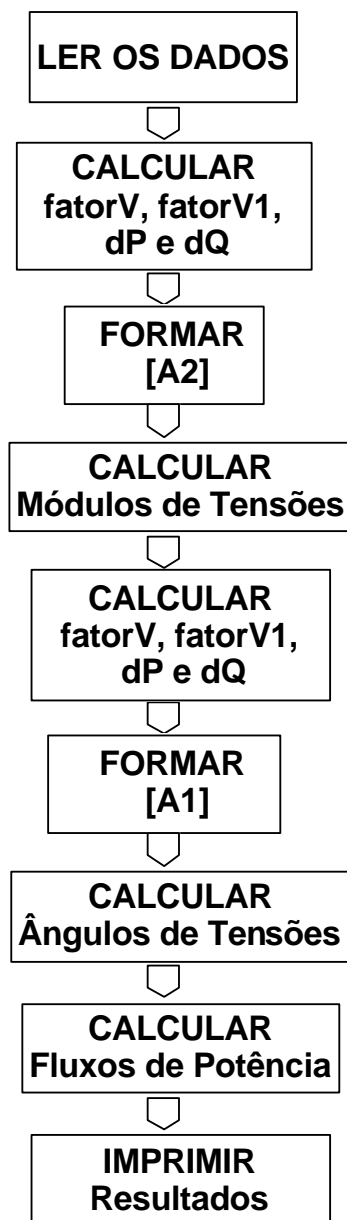


Figura 3.1 – Fluxograma básico do fluxo de potência linear V-teta

Onde: dP – Resíduo de potência ativa; dQ – Resíduo de potência reativa

3.3 Resultados numéricos do fluxo de potência linear V-teta

3.3.1 Exemplo numérico

Um exemplo numérico é apresentado para ilustrar o novo fluxo de potência linear V-teta. Os resultados das tabelas são obtidos através da equação clássica para a potência em MVA e uma das seguintes equações:

$$P_{erro} = (P_{CA} - P^{LIN}) \quad (3.55)$$

$$PP_{erro} = \frac{(P_{CA} - P^{LIN})}{P_{CA}} \cdot 100\% \quad (3.56)$$

$$PA_{erro} = \sum abs(P_{CA} - P^{LIN}) \quad (3.57)$$

onde:

P_{erro} é a diferença entre o fluxo de potência CA e o fluxo de potência linear V-teta/fluxo de potência CC (MW) ou ele é a diferença entre a potência complexa em MVA calculada pelo método de Newton-Raphson e o fluxo de potência linear V-teta/fluxo de potência CC.

PP_{erro} é a percentagem de erro no fluxo de potência ativa ou a percentagem de erro na potência complexa

PA_{erro} é a soma dos valores absolutos de P_{erro}

Como exemplo aplica-se o método proposto para o sistema de 4 barras, cujos dados são mostrados nas tabelas 3.1 e 3.2. As admitâncias série das cinco linhas estão em p.u.

Tabela 3.1 - Dados de barra – sistema de 4 barras

Nº Barra	Tipo	Tensão (p.u.)	Ângulo de fase (rad)	P Gerado (p.u.)	Q Gerado (p.u.)	P Carga (p.u.)	Q Carga (p.u.)
1	Swing	1,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	PQ	1,00	0,0	0,0	0,0	0,5	0,2
3	PQ	1,00	0,0	0,0	0,0	0,6	0,1
4	PV	1,05	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0

Tabela 3.2 - Dados de ramos – sistema de 4 barras

Da barra	Para barra	Admitância série (p.u.)
1	3	0,2-j3
1	4	0,5-j5
2	3	1-j3
2	4	0,5-j5
3	4	1-j3

Os cálculos seguem o fluxograma básico.

1) Cálculo do $fatorV_k$ e $fatorV1_{km}$ (equações (3.1) e (3.3)).

$$[V_k] = \begin{bmatrix} 1,000_1 \\ 1,000_2 \\ 1,000_3 \\ 1,050_4 \end{bmatrix} [fatorV_k] = \begin{bmatrix} 1,0000_1 \\ 1,0000_2 \\ 1,0000_3 \\ 1,1025_4 \end{bmatrix} [fatorV1_{km}] = \begin{bmatrix} 0,999999_{1-3} \\ 1,049999_{1-4} \\ 0,999999_{2-3} \\ 1,049999_{2-4} \\ 1,049999_{3-4} \end{bmatrix}$$

Exemplo: cálculo de função linear

$$fatorV_4 = 2,095001 * V_4 - 1,097251 = 2,095001 * 1,05 - 1,097251 = 1,10250005$$

Equação do plano tangente eq (3.11):

$$fatorV1_{2-4} = (1,05 + 0,001) * 1 + (1 + 0,001) * 1,05 - 1,052051 = 1,0499999$$

2) Cálculo dos resíduos de potência linearizados (p.u.). Equações (3.23) e (3.24).

$$[\Delta P]^{LIN} = \begin{bmatrix} -0,4750 \\ -0,5500 \\ 0,4950 \end{bmatrix}$$

$$[\Delta Q]^{LIN} = \begin{bmatrix} -0,0499 \\ 0,0499 \end{bmatrix}$$

Exemplo: equações (3.23) e (3.24)

$$\Delta P_2^{LIN} = P_2^G - P_2^C - factorV_2G_{22} - (factorV_{1_{2-1}}G_{21} + factorV_{1_{2-3}}G_{23} + factorV_{1_{2-4}}G_{24})$$

$$\Delta Q_2^{LIN} = Q_2^G - Q_2^C - factorV_2(-B_{22}) - (factorV_{1_{2-1}}(-B_{21}) + factorV_{1_{2-3}}(-B_{23}) + factorV_{1_{2-4}}(-B_{24}))$$

Desde que os ângulos das tensões são nulos. Portanto:

$$\Delta P_2^{LIN} = 0 - 0,5 - 1 * 1,5 - (0 + 0,999999 * (-1) + 1,049999 * (-0,5)) = -0,4750$$

$$\Delta Q_2^{LIN} = 0 - 0,2 - 1 * (-(-8)) - (0 + 0,999999 * (-3) + 1,049999 * (-5)) = -0,0499$$

3) Cálculo das matrizes $[J1]^{LIN}$, $[J2]^{LIN}$, $[J3]^{LIN}$ e $[J4]^{LIN}$; Equações (3.27) e (3.42).

$$[J1]^{LIN} = \begin{bmatrix} 8,249992 & -2,999997 & -5,249995 \\ -2,999997 & 9,149991 & -3,149997 \\ -5,249995 & -3,149997 & 13,649987 \end{bmatrix}$$

$$[J2]^{LIN} = \begin{bmatrix} 1,500000 & -1,000000 \\ -1,000000 & 2,200000 \\ -0,525000 & -1,050000 \end{bmatrix}$$

$$[J3]^{LIN} = \begin{bmatrix} -1,524999 & 0,999999 & 0,524999 \\ 0,999999 & -2,249998 & 1,049999 \end{bmatrix}$$

$$[J4]^{LIN} = \begin{bmatrix} 8,000000 & -3,000000 \\ -3,000000 & 9,000000 \end{bmatrix}$$

Exemplo:

$$J1_{23}^{LIN} = factorV_{1_{23}}(-B_{23}) = 0,999999 * (-3) = 2,999997$$

$$J1_{33}^{LIN} = factorV_{1_{31}}B_{31} + factorV_{1_{32}}B_{32} + factorV_{1_{34}}B_{34} = \\ = 0,999999 * 3 + 0,999999 * 3 + 1,049999 * 3 = 9,149991$$

$$J2_{42}^{LIN} = V_4 G_{42} = 1,05(-0,5) = -0,525$$

$$J2_{22} = V_2 G_{22} = 1 * 1,5 = 1,5$$

$$J2_{42}^{LIN} = V_4 G_{42} = 1,05(-0,5) = -0,525$$

$$J2_{22} = V_2 G_{22} = 1 * 1,5 = 1,5$$

$$J3_{34}^{LIN} = -factorV1_{34} G_{34} = -1,049999(-1) = 1,049999$$

$$J3_{22}^{LIN} = factorV1_{21} G_{21} + factorV1_{23} G_{23} + factorV1_{24} G_{24} = \\ = 0 + 0,999999(-1) + 1,049999(-0,5) = 1,524999$$

$$J4_{32}^{LIN} = V_3(-B_{32}) = 1(-3) = -3$$

$$J4_{33}^{LIN} = V_3(-B_{33}) = 1(-(-9)) = 9$$

4) Cálculo dos módulos das tensões em (p.u.); Equação (3.52).

$$[V_k] = \begin{bmatrix} 1,0000_1 \\ 0,9974_2 \\ 0,9946_3 \\ 1,0500_4 \end{bmatrix}$$

5) Cálculo do $factorV_k$ e $factorV1_{km}$ (equações (3.1) e (3.3))

$$[factorV_k] = \begin{bmatrix} 1,0000_1 \\ 0,9948_2 \\ 0,9892_3 \\ 1,1025_4 \end{bmatrix} \quad [factorV1_{km}] = \begin{bmatrix} 0,994592566_{1-3} \\ 1,049999000_{1-4} \\ 0,991990089_{2-3} \\ 1,047251544_{2-4} \\ 1,044322244_{3-4} \end{bmatrix}$$

6) Cálculo dos resíduos de potência linearizados (p.u.); Equações (3.40) e (3.41).

$$[\Delta P]^{LIN} = \begin{bmatrix} -0,4766 \\ -0,5411 \\ 0,4879 \end{bmatrix}$$

$$[\Delta Q]^{LIN} = \begin{bmatrix} 0,0540 \\ 0,0897 \end{bmatrix}$$

7) Cálculo das matrizes $[J1]^{LIN}$, $[J2]^{LIN}$, $[J3]^{LIN}$ e $[J4]^{LIN}$. Equações (3.27) e (3.42)

$$[J1]^{LIN} = \begin{bmatrix} 8,2122 & -2,9759 & -5,2362 \\ -2,9759 & 9,0927 & -3,1330 \\ -5,2362 & -3,1330 & 13,6192 \end{bmatrix}$$

$$[J2]^{LIN} = \begin{bmatrix} 1,4961 & -0,9974 \\ -0,9946 & 2,1881 \\ -0,5250 & -1,0500 \end{bmatrix}$$

$$[J3]^{LIN} = \begin{bmatrix} -1,5156 & 0,9920 & 0,5236 \\ 0,9920 & -2,2352 & 1,0443 \end{bmatrix}$$

$$[J4]^{LIN} = \begin{bmatrix} 7,9790 & -2,9921 \\ -2,9838 & 8,9513 \end{bmatrix}$$

8) Cálculo dos ângulos das tensões (grau); equação (3.46).

$$[\theta] = \begin{bmatrix} 0 \\ -7,0100 \\ -6,4337 \\ -2,12350 \end{bmatrix}$$

9) Cálculo dos fluxos de potência linearizados (MW); equação (3.6).

$$\begin{bmatrix} P_{1-3} \\ P_{1-4} \\ P_{2-3} \\ P_{2-4} \\ P_{3-4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 33,6129 \\ 16,9578 \\ -2,7143 \\ -47,2811 \\ -29,07927 \end{bmatrix}$$

10) Cálculo da potência linearizada (MVA); equações (3.6) a (3.9).

$$\begin{bmatrix} S_{1-3} \\ S_{1-4} \\ S_{2-3} \\ S_{2-4} \\ S_{3-4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 33,7632 \\ 31,8373 \\ 3,2759 \\ 52,0534 \\ 30,3459 \end{bmatrix}$$

Exemplo de cálculo da potência na linha entre as barras 1 e 4.

$$P_{1-4} = 1,0,5 - 1,049999 \cdot 0,5 - 1,049999 \cdot (-5) \cdot 2,1235 \cdot 3,14159265 / 180 = 0,16957 \text{ pu}$$

$$P_{1-4} = 0,16957 \cdot 100 = 16,957 \text{ MW}$$

$$Q_{1-4} = 1.(-5) - 1,049999.0,5.2,1235.3,14159265 / 180 + 1,049999.(-5) = 0,26945 pu$$

$$Q_{1-4} = -0,26945.100 = -26,945 MVar$$

$$S_{1-4} = \sqrt{(16,957)^2 + (-26,945)^2} = 31,837 MVA$$

A tabela 3.3 mostra o erro entre o fluxo de potência Newton-Raphson e o fluxo de potência CC/fluxo de potência linear V-teta calculado para cada linha no sistema pelas equações (3.55), (3.56) e (3.57).

Tabela 3.3 - Erro máximo e soma dos erros MW, %.

Sistema teste de 4 barras	Fluxo de potência CC	Fluxo de potência linear V-teta
Max(abs(PP_{erro})) (%)	14,37	5,14
PA_{erro} (MW)	4,14	1,68
Max(abs(P_{erro})) (MW)	2,57	0,92

Max(abs) é o valor absoluto máximo

A faixa de erro em MW do fluxo de potência CC apresenta um erro maior do que 2MW (equação 3.55) na linha número 2 (linha 1-4). O fluxo de potência linear V – teta também tem o erro mais alto na linha 2 e o mesmo é de 0,92MW. O erro em percentual mais alto em MW é obtido com o fluxo de potência CC. O erro é calculado na linha 4 e ele está acima de 14% (equação 3.56). A soma absoluta dos erros em todas as linhas também é maior com os resultados do fluxo de potência clássico CC e ele é de 4,14MW (equação 3.57). Os fluxos de reativos são calculados e eles são incorporados no cálculo das potências em MVA. A tabela 3.4 mostra o erro entre o método de Newton-Raphson e o método do fluxo de potência CC/fluxo de potência linear V-teta (MVA) calculado para cada linha no sistema de 4 barras.

Tabela 3.4 - Erros máximos e soma dos erros em MVA, %.

Sistemateste de 4 barras	Fluxo de potência clássico CC	Fluxo de potência linear V-teta
Max(abs(erro potência)) (%)	52,22	4,73
Sum(abs(erro)) (MVA)	24,99	1,38
Max(abs(erro potência)) (MVA)	16,77	0,39

Max(abs) é o máximo valor absoluto; Sum(abs) é a soma dos valores absolutos

A tabela 3.4 mostra que a inclusão dos cálculos dos fluxos potência reativas tem um efeito significativo no cálculo das linhas carregadas. Então, o desempenho do fluxo de potência linear V-teta aumentou significativamente comparado ao fluxo de potência linear clássico CC.

3.3.2 Sistemas teste

O método proposto foi aplicado a muitos sistemas teste incluindo vários sistemas do IEEE. Esta tese apresenta resultados do fluxo de potência linear V-teta em 8 sistemas que são usados tradicionalmente para testes: sistema teste Wood & Wollenberg (6 barras), sistema teste New England (39 barras), sistemas teste do IEEE de 9, 14, 30, 57, 118 e 300 barras. Os dados desses sistemas estão disponíveis, para os pesquisadores, na internet. Em todos os testes foram considerados resultados de 3 métodos de fluxo de potência: Os resultados do fluxo de potência CA completo e do fluxo de potência clássico CC foram validados com o programa ANAREDE. O ANAREDE é um programa computacional cujo responsável técnico é o Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) – Brasil.

Armazenando-se os fluxos de potência em MW no estágio final, um histórico dos maiores erros nessas quantidades foi construído. Objetivando analisar as linhas mais carregadas em todos os testes, todos os fluxos abaixo da média aritmética da carga/por barra foram ignorados, exceto para os sistemas de 39 e 300 barras que apresentam média da carga/por barra maior do que 78MW. Nesses sistemas citados, os fluxos abaixo de 30MW foram ignorados. Inicialmente apresentam-se os resultados dos fluxos de potência e os erros das linhas para o sistema de 39 barras (sistema de potência New England). Este sistema tem a média aritmética mais alta

de carga/por barra, que é 160,4MW/por barra. A Tabela 3.5 mostra os erros entre o método de Newton-Raphson e o fluxo de potência CC/fluxo de potência linear V-teta. Os erros são calculados para cada linha usando as equações (3.55), (3.56) e (3.57). As barras do sistema foram renumeradas e a barra de referência é a barra número 1.

Tabela 3.5 – Resultados do sistema de 39 barras

Da barra	Para barra	Fluxo de potência (pot, ativa) Newton completo	Pot,ativa fluxo de potência linear V-teta	Fluxo de potência CC	PP_{erro} Linear V-teta (%)	PP_{erro} CC (%)	P_{erro} Linear V-teta (MW)	P_{erro} CC (MW)
9	39	51,5	46,9	46,7	8,93	9,32	4,60	4,80
31	39	52,5	56,7	57,3	-8,00	-9,14	-4,20	-4,80
31	2	-150,1	-154,1	-154,9	-2,66	-3,19	4,00	4,80
2	3	323,1	330,1	335,6	-2,17	-3,87	-7,00	-12,50
2	25	-223,9	-234,5	-240,5	-4,73	-7,41	10,60	16,60
3	4	-30,0	-16,3	-14,5	45,67	51,67	-13,70	-15,50
2	30	-250,0	-250,0	-250,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	5	-296,9	-280,2	-279,9	5,62	5,73	-16,70	-17,00
4	14	-233,3	-235,9	-234,6	-1,11	-0,56	2,60	1,30
5	6	-636,0	-616,8	-615,8	3,02	3,18	-19,20	-20,20
5	8	338,4	337,1	335,9	0,38	0,74	1,30	2,50
6	7	471,7	467,2	466,6	0,95	1,08	4,50	5,10
6	11	-242,5	-256,2	-257,0	-5,65	-5,98	13,70	14,50
6	1	-866,1	-826,9	-825,4	4,53	4,69	-39,20	-40,70
7	8	236,6	232,8	232,8	1,61	1,61	3,80	3,80
8	9	51,8	47,0	46,7	9,27	9,85	4,80	5,10
10	11	260,4	272,5	272,9	-4,65	-4,80	-12,10	-12,50
10	13	389,6	378,8	377,1	2,77	3,21	10,80	12,50
10	32	-650,0	-650,0	-650,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	14	391,1	379,9	378,0	2,86	3,35	11,20	13,10
14	15	155,9	143,0	143,4	8,27	8,02	12,90	12,50
15	16	-164,5	-177,6	-176,6	-7,96	-7,36	13,10	12,10
16	17	132,0	133,3	133,9	-0,98	-1,44	-1,30	-1,90
16	19	-254,0	-260,1	-260,0	-2,40	-2,36	6,10	6,00
16	21	-329,6	-333,3	-334,8	-1,12	-1,58	3,70	5,20
16	24	-42,7	-46,4	-45,1	-8,67	-5,62	3,70	2,40
17	18	128,4	134,9	129,9	-5,06	-1,17	-6,50	-1,50
19	20	374,0	372,5	372,0	0,40	0,53	1,50	2,00
19	33	-629,1	-630,9	-632,0	-0,29	-0,46	1,80	2,90
20	34	-306,9	-307,6	-308,0	-0,23	-0,36	0,70	1,10
21	22	-604,4	-606,8	-608,8	-0,39	-0,73	2,40	4,40
22	23	42,8	42,5	41,2	0,70	3,74	0,30	1,60
22	35	-650,0	-650,0	-650,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	24	353,9	356,2	353,7	-0,65	0,06	-2,30	0,20
23	36	-558,6	-559,4	-560,0	-0,14	-0,25	0,80	1,40
25	26	86,8	82,7	75,5	4,72	13,02	4,10	11,30
25	37	-538,3	-539,3	-540,0	-0,19	-0,32	1,00	1,70
26	27	278,6	283,8	277,0	-1,87	0,57	-5,20	1,60
26	28	-140,8	-145,0	-145,4	-2,98	-3,27	4,20	4,60
26	29	-190,2	-194,4	-195,1	-2,21	-2,58	4,20	4,90
28	29	-347,6	-351,2	-351,4	-1,04	-1,09	3,60	3,80
29	38	-824,8	-827,9	-830,0	-0,38	-0,63	3,10	5,20
Soma dos valores absolutos							266,50	295,60

É possível observar que o mais alto erro percentual absoluto do fluxo de potência clássico CC ocorre ao longo da linha 3-4 e é de 51,67%. O erro percentual mais alto em valor absoluto do fluxo de potência linear V-teta ocorre na linha 3-4, que é de 45,67%. O maior erro em MW pode ocorrer em uma linha diferente do maior erro percentual. Por outro lado, o erro absoluto de maior valor do fluxo de potência CC em MW ocorre na linha 6-1 e ele é de 40,70MW. O erro absoluto mais alto do fluxo de potência linear V-teta também ocorre na linha 6-1 e é de 39,20MW. A soma dos erros absolutos no fluxo de potência clássico CC é 295,60MW, enquanto que esta soma no fluxo de potência linear V-teta é 266,50MW. O fluxo de potência linear V-teta obtém resultados melhores do que o fluxo de potência clássico CC em 34 de um total de 42 linhas. Estes resultados são mostrados na tabela 3.5. Em oito linhas, onde o fluxo de potência clássico CC produz melhores resultados, as diferenças em favor (valores absolutos de MW) do fluxo de potência clássico CC, são pequenas: linha 4-14 → 1,3; linha 14-15 → 0,4; linha 15-16 → 1; linha 16-19 → 0,1; linha 16-24 → 0,7; linha 17-18 → 5; linha 23-24 → 2,1 e linha 26-27 → 3,6. Enquanto, considerando-se os 8 erros, onde o fluxo de potência V-teta produz melhores resultados, as diferenças em favor (valores absolutos de MW) do fluxo de potência linear V-teta, são maiores do que os valores prévios: linha 2-3 → 5,5; linha 2-25 → 6; linha 3-4 → 1,8; linha 6-1 → 1,5; linha 10-11 → 1,7; linha 13-14 → 1,9; linha 16-21 → 1,5 e linha 21-22 → 2.

A tabela 3.6 apresenta um resumo dos erros percentuais absolutos mais altos, assim como o valor do erro absoluto mais alto em MW, em cada um dos sistemas simulados.

Tabela 3.6 - Erros devido a solução de fluxo de potência linear em MW, %

Número de barras no sistema	Fluxo de potência linear V-teta			Fluxo de potência CC		
	Max(abs(P_{erro})) (MW)	Max(abs(PP_{erro})) (%)	PA_{erro} (MW)	Max(abs(P_{erro})) (MW)	Max(abs(PP_{erro})) (%)	PA_{erro} (MW)
6 ^c	0,74	1,70	1,38	2,49	7,01	5,66
9 ^a	4,26	5,96	8,97	4,54	6,34	9,28
14 ^a	7,36	4,69	12,98	8,95	5,87	23,76
30 ^a	9,22	5,32	19,56	12,23	9,53	37,31
39 ^b	39,20	45,67	266,50	40,70	51,67	295,60
57 ^a	6,08	5,95	36,78	9,57	12,61	72,28
118 ^a	49,75	39,58	317,11	60,61	48,22	393,95
300 ^a	360,32	155,45	3210,3	402,92	173,02	3684,1

^aIEEE Sistema teste padrão

^bsistema New England, Max(abs) é o máximo valor absoluto;

^csistema Wood e Wollenberg

Como pode ser visto na tabela 3.6, em todos os sistemas, o maior erro absoluto percentual e o maior erro em MW, são devidos ao fluxo de potência CC. Como também, a soma dos erros absolutos nas linhas é maior para os resultados obtidos com o fluxo de potência CC. Na tabela 3.6, o sistema de 300 barras apresentou o erro mais alto, tanto em MW como em percentual. O erro mais alto em MW ocorre na linha 7049-49. Nesta linha em particular, o fluxo de potência CC apresenta um fluxo reverso. O fluxo nesta linha obtido usando o fluxo de potência de Newton-Raphson, é de 372.72MW, enquanto o valor obtido pelo fluxo de potência CC é de -30,2 (valor negativo) MW, e o valor obtido pelo fluxo de potência linear V-teta é de 12,4MW (valor positivo).

A tabela 3.7 apresenta uma comparação dos erros em termos das linhas para todos os sistemas simulados.

Tabela 3.7 - Comparação dos erros em termos das linhas MW

Número de barras no sistema	Número de linhas com MW > fluxos de potência ignorados	Número de linhas com erro de fluxo de potência linear V-teta MW < erro de fluxo de potência clássico CC MW	Correspondente (%)
6	3	3	100
9	7	5	71,43
14	10	9	90,00
30	19	18	94,74
39	42	34	80,95
57	23	17	73,91
118	86	63	73,26
300	278	193	69,42

A Tabela 3.7 mostra que na maioria das linhas, o fluxo de potência linear V-teta tem um ótimo desempenho; melhor do que o fluxo de potência clássico CC. Nas linhas onde isto não ocorre, uma situação similar aquela vista no sistema de 39 barras ocorre; isto é, as diferenças em favor (valor absoluto de MW) do fluxo de potência clássico CC, são pequenas como pode ser visto nas seguintes figuras (3.2) e (3.3). Estas figuras mostram as diferenças calculadas em MW entre o fluxo de potência Newton-Raphson e os fluxos de potência linearizados para o sistema de 57 barras e para o sistema de 118 barras.

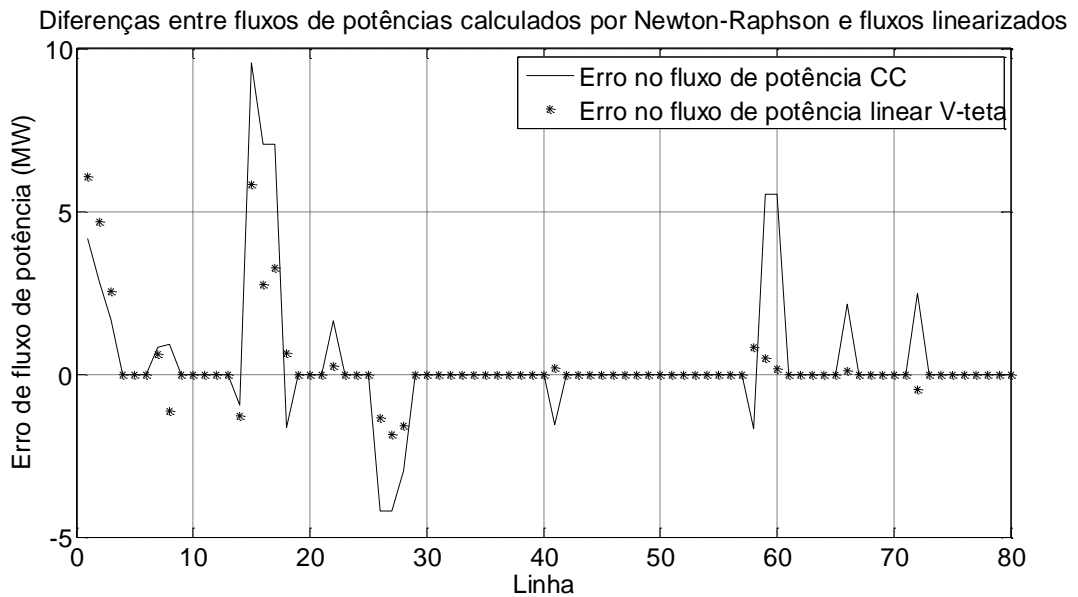


Figura 3.2 – erro no fluxo de potência ativa (MW) - sistema teste IEEE 57.

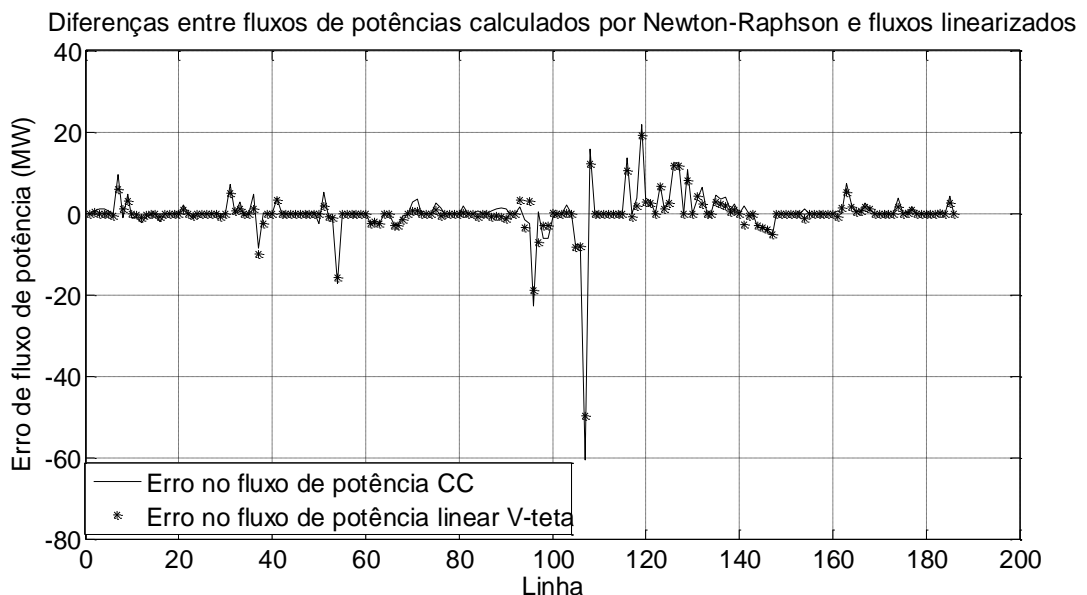


Figura 3.3 – erro no fluxo de potência ativa (MW) - sistema teste IEEE 118.

Como pode ser visto claramente nas figuras citadas, os resultados obtidos com o fluxo de potência CC mostram erros mais elevados.

Outras aplicações usando o fluxo de potência linear incluem o cálculo dos fluxos de reativos (GRIJALVA et al, 2003), (WU e CHEN, 2001). O fluxo de potência linear V-teta permite o cálculo dos fluxos de potência reativas. Além disso, as potências complexas de cada sistema são calculadas usando os fluxos de ativo e reativo na análise de linhas carregadas.

A tabela 3.8 apresenta um resumo dos maiores erros absolutos percentuais, e o erro absoluto mais alto em MVA, assim como, em cada um dos sistemas simulados e nas figuras 3.4, 3.5 e 3.6, é mostrado um perfil do erro (MVA) para os sistemas de 39, 57 e 118 barras.

Tabela 3.8 - Erros devido a solução do fluxo de potência linear MVA, %

Número de barras no sistema	Fluxo de potência linear V-teta			Fluxo de potência linear clássico		
	Max(abs(P_{erro})) (MVA)	Max(abs(PP_{erro})) (%)	PA_{erro} (MVA)	Max(abs(P_{erro})) (MVA)	Max(abs(PP_{erro})) (%)	PA_{erro} (MVA)
6 ^c	0,99	2,13	2,36	29,93	39,99	40,61
9 ^a	6,41	8,41	16,42	15,79	29,34	31,43
14 ^a	6,66	4,24	12,45	10,27	8,29	25,84
30 ^a	8,29	7,78	22,45	13,98	18,06	47,73
39 ^b	40,61	31,49	380,69	109,95	88,35	688,72
57 ^a	8,14	12,40	46,36	28,75	35,34	133,21
118 ^a	33,89	29,81	374,52	110,33	62,89	761,92
300 ^a	279,24	95,12	4029,10	346,88	98,70	6518,9

^aIEEE Sistema teste padrão

^bSistema New England, Max(abs) é o máximo valor absoluto; Soma(abs) é a soma dos valores absolutos.

^cSistema Wood e Wollenberg

Como o fluxo de potência linear não calcula a potência reativa, a potência em MVA é o valor absoluto da potência em MW.

Os resultados na Tabela 3.8, mostram que o desempenho do fluxo de potência linear V-teta é muito maior do que o desempenho apresentado pelo fluxo de potência linear.

As figuras 3.3, 3.4 e 3.5 mostram claramente que o perfil do erro devido ao fluxo de potência linear é maior do que aquele devido ao fluxo de potência linear V-teta.

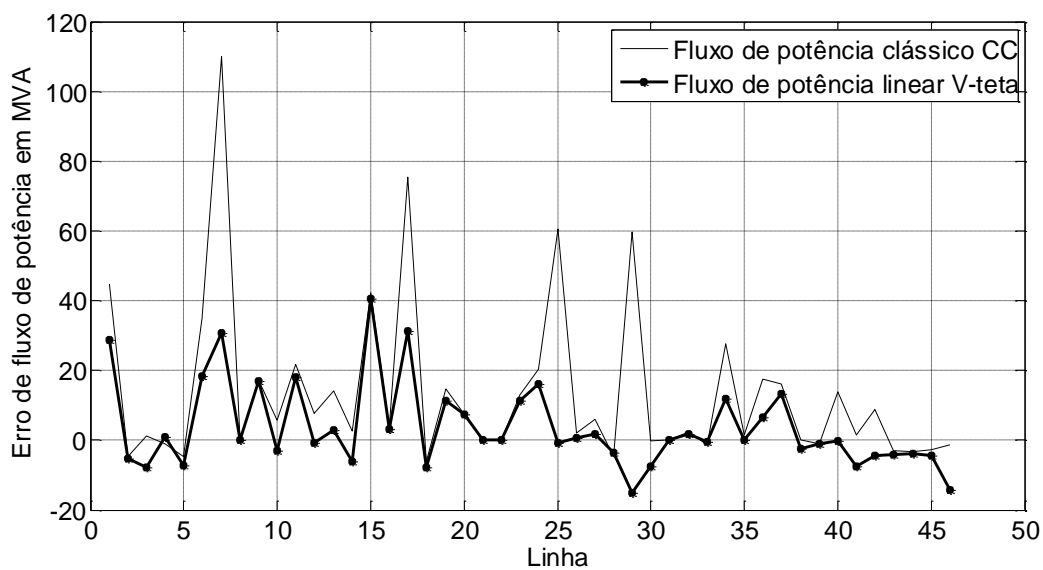


Figura 3.4 – erro MVA – sistema teste *IEEE 39*

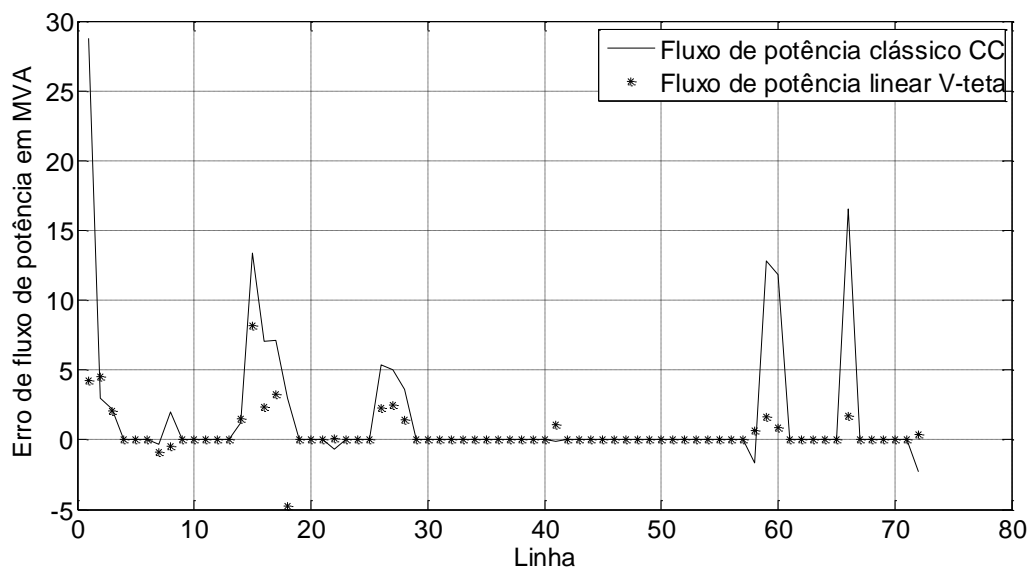


Figura 3.5 – erro MVA – sistema teste *IEEE 57*

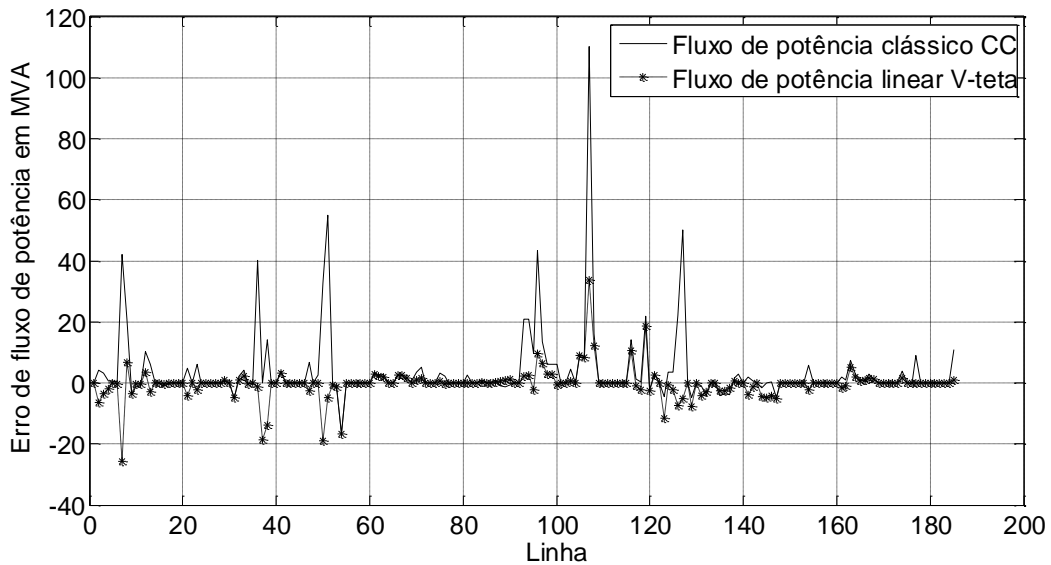


Figura 3.6 – erro MVA – sistema teste IEEE 118

Na tabela 3.9, pode ser observado o tempo total médio de cálculo para os sistemas simulados nesta tese. O fluxo de potência CC é mais rápido do que o fluxo de potência V-teta como era esperado. Entretanto, os tempos de simulação do fluxo de potência V-teta são aceitáveis. Os programas de computador foram escritos em linguagem MATLAB, e eles usaram as funções `sparse` (cria uma matriz esparsa) e `tic, toc` (medida do desempenho usando um temporizador). Foi usado um computador TOSHIBA, modelo A505 266 com 4 processadores Intel(R) Core(TM) i7 CPU Q 720 @ 1,60 GHz, subscore 7,0, memória (RAM) 4,00 GB, subscore 5,9, e disco rígido primário 207 GB livre (238 GB Total), subscore 6,9. Hoje existem computadores mais rápidos do que o usado nas simulações, então o tempo de simulação pode ser ainda menor.

Tabela 3.9 Tempo total de cálculo

Sistema de potência		Tempo de cálculo (s)	
Número de barras	Número de ramos	Fluxo de potênciaCC	Fluxo de potência linear V-teta
6	11	0,0023	0,0844
9	9	0,0023	0,0845
14	20	0,0025	0,0904
30	41	0,0028	0,0999
39	46	0,0029	0,1066
57	80	0,0031	0,1143
118	186	0,0050	0,1824
300	411	0,0189	0,6819

O fluxo de potência V-teta é menos rápido do que o fluxo de potência CC, mas o fluxo de potência CC rodava em computadores da década de 50-60 que tinha uma frequência de poucos kHz a poucos MHz. Hoje em dia os computadores operam na ordem de frequência de poucos GHz e, portanto, com uma velocidade bem superior aos computadores da década de 50-60. Para um futuro próximo os computadores poderão atingir frequências de operação de centenas de GHz através do emprego do novo material conhecido como grafeno. Já se conseguiu construir transistores de 300GHz (BOURZAC, 2012) e num futuro um pouco mais distante os processadores quânticos prometem frequências de processamento da ordem de 1000GHz. Já se conseguiu materiais que operam na frequência de terahertz (LEE, et al., 2012).

3.4 Precisão numérica

Além dos resultados já apresentados anteriormente, pode-se acrescentar, ainda, relativo à maior precisão do fluxo de potência linear V-teta em relação ao fluxo de potência CC as seguintes razões:

3.4.1 Aproximações da modelagem do fluxo de potência CC

Módulos das tensões – O fluxo de potência CC considera os módulos das tensões iguais a 1,0 p.u. Se os módulos das tensões tem valores de 1,0 p.u., os resultados não são exatos. A grande maioria dos módulos das tensões em um sistema de potência tem valores diferentes de 1,0p.u. Pode-se assegurar, então, que os resultados obtidos para os módulos das tensões do fluxo de potência CC são inexatos.

Ângulos das tensões – O fluxo de potência CC calcula os ângulos das tensões das barras dependendo das potências ativas e da reatância indutiva da linha. Isso faz com que os ângulos das tensões sejam ajustados para os valores das injeções obtidas dos resultados da potência ativa gerada menos a potência ativa consumida. Então, o cálculo dos ângulos das tensões não considera as perdas. Este é outro item que deve ser levado em conta com relação à imprecisão do método.

3.4.2 Aproximações da modelagem do fluxo de potência linear V-teta

Módulos das tensões – O fluxo de potência linear V-teta calcula os módulos das tensões, aproximadamente, usando funções matemáticas lineares e a equação do plano tangente, e considerando os valores das admitâncias em derivação (capacitâncias), potência ativa, potência reativa, parâmetros físicos da reatância indutiva e resistência e os tapes em fase dos transformadores.

Ângulos das tensões – O fluxo de potência linear V-teta calcula os ângulos das tensões, aproximadamente, usando os mesmos parâmetros descritos para o cálculo dos módulos das tensões.

3.4.3 Solução de um sistema de potência

Quando a solução do sistema de potência é calculada através da utilização de um método qualquer, a precisão dos resultados é obtida usando as equações completas dos resíduos de potência. Se as equações completas dos resíduos de potência alcançam uma tolerância especificada, a precisão dos resultados obtidos

com o método é garantida na tolerância especificada. Então uma menor tolerância implica melhor precisão nos resultados do método.

Então, o seguinte procedimento foi usado:

- 1) Calcula-se a solução do sistema de potência usando um fluxo de potência CC e usando o fluxo de potência linear V-teta.
- 2) Calcula-se o resíduo de potência ativa completo em todas as barras do sistema de potência usando a equação do capítulo 2 (2.7).

$$\Delta P_k = P_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (2.7)$$

Foram comparados os valores dos resíduos de potência obtidos com ambos os métodos. O procedimento é geral e pode ser aplicado a quaisquer sistemas de potência.

Exemplo: O fluxo de potência Newton-Raphson calcula os resíduos de potência ativa de 0,00001 p.u. A tabela 3.10 mostra os mais altos valores dos resíduos de potência ativa (p.u.) em cada sistema simulado neste capítulo.

Tabela3.10–Maiores valores de resíduos de potência ativa

Nº de barras do sistema	Fluxo de potência linearV-teta	Fluxo de potência CC
6	0,0089	0,0881
9	0,0152	0,0531
14	0,0426	0,1031
30	0,0479	0,1131
39	0,0814	1,0055
57	0,0273	0,1755
118	0,0844	0,3392
300	0,2859	2,2864

A tabela 3.10 mostra que todos os resíduos de potência ativa obtidos com o fluxo de potência linear V-teta estão mais próximos da solução exata.

A modelagem do fluxo de potência linear V-teta é mais próxima da modelagem do fluxo de potência Newton-Raphson completo. Então é natural que o

fluxo de potência linear V-teta obtenha resultados mais exatos que o fluxo de potência CC.

3.4.4 Análise geral dos fluxos de potência

O fluxo de potência linear V-teta apresenta a maior parte dos resultados numéricos dos fluxos de potência melhores que o fluxo de potência CC, entretanto, o cálculo de um ou outro fluxo de potência em um ramo, usando o método do fluxo de potência CC, tem um resultado numérico ligeiramente melhor do que aquele obtido com o fluxo de potência linear V-teta. Isto é influenciado por três fatores: as tensões nas barras, para onde o fluxo de potência vem ou vai, quando está próxima de 1.0p.u., a injeção da potência ativa, e a relação X/R alta.

Exemplo:

Considerando o sistema de potência de 39 barras cujos resultados foram apresentados no capítulo, os módulos das tensões do resultado do fluxo de potência Newton-Raphson e a relação X/R do ramo 4-14 são mostradas na Tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Resultados do fluxo Newton-Raphson para o sistema de 39 barras.

Ramo	V_4 (pu)	V_{14} (pu)	X/R
4 – 14	1,0039	1,0127	16,3

Neste ramo, o fluxo de potência CC pode obter bons resultados de fluxo de potência ativa.

De fato, se a tabela 3.5 do capítulo for examinada, o erro do fluxo de potência obtido com o fluxo de potência linear V-teta foi de 2,60MW, e o erro obtido com o fluxo de potência clássico CC foi de 1,30MW.

Para mostrar a precisão do fluxo de potência V-teta comparado com o fluxo de potência CC, será feito, conforme a tabela 3.12, apenas mudanças no módulo das tensões das barras PV e da barra de referência. Entretanto, todos os módulos de tensões devem permanecer dentro da faixa operacional de um sistema de transmissão, ou seja, $0,90 < V < 1,1$ p.u.

A tabela 3.12 mostra os módulos das tensões na barra de referência e nas barras PVs no caso original, e no caso modificado, para o sistema de 39 barras.

Tabela 3.12 – Módulo das tensões nas barras PVs no caso original e no caso modificado.

Número da barra	Caso original V (pu)	Caso modificado V (pu)
1 (referência)	0,982	0,96
30	1,048	1,10
32	0,983	0,98
33	0,997	1,10
34	1,012	0,90
35	1,049	1,10
36	1,064	0,98
37	1,028	1,10
38	1,027	1,10
39	1,03	0,90

A solução do fluxo de potência CC não muda. A solução do fluxo de potência linear V-teta e do fluxo de potência de Newton-Raphson mudam. Os erros também mudam. Agora no ramo 4-14 (V_4 (pu)=0,9628 e V_{14} (pu)=0,9783), o erro do fluxo de potência obtido com o fluxo de potência linear V-teta foi de 1,20MW, e o erro obtido com o fluxo de potência CC foi de 1,90MW. A soma dos valores absolutos dos erros tem agora uma grande mudança, como mostra a tabela 3.13.

Tabela 3.13–Soma dos valores absolutos do erro no caso modificado

Sistema de potência 39 barras	Fluxo de potência linear V-teta Casomodificado	Fluxo de potência CC Caso modificado
Soma dos valores absolutos <i>Perro</i> (MW)	233,880	360,900

Em relação ao caso original (tabela 3.5 do capítulo): os resultados do fluxo de potência linear V-teta melhoraram 12,24%. Os resultados do fluxo de potência CC pioraram 22,09%. Isto se deve ao fato de que o fluxo de potência linear V-teta permite a mudança nos tapes, admitâncias em derivação, módulos das tensões nas barras PV e barra de referência. O fluxo de potência CC não permite mudança nos parâmetros citados.

De acordo com as observações feitas, a seguinte conclusão geral pode ser formulada: Em um sistema de potência com “m” barras, os métodos do fluxo de potência Newton-Raphson e fluxo de potência linear V-teta apresentam:

- 1) Uma solução para cada configuração do sistema.
- 2) Entretanto, o fluxo de potência CC tem uma solução única para N configurações do sistema de potência (o fluxo de potência CC não permite mudança nos tapes dos transformadores com tapes em fase, admitâncias em derivação, módulos de tensão nas barras PV e referência).

Logo, o fluxo de potência linear V-teta é mais exato do que o fluxo de potência CC, em relação ao cálculo dos fluxos de potência, nos sistemas testados nesta tese.

3.5 Conclusão

Um novo método de fluxo de potência linear foi desenvolvido neste capítulo. O novo método de fluxo de potência linear foi testado juntamente com o método de fluxo de potência CC, utilizando vários sistemas, incluindo vários sistemas teste do *IEEE*. As soluções de ambos os métodos foram comparadas com a solução de fluxo de potência Newton-RaphsonCA. O novo método apresenta resultados muito promissores em termos de "erros" nos fluxos de potência da linha, em comparação com o método tradicional CC. Espera-se que este novo método seja usado em muitas aplicações em sistemas de potência, onde o método tradicional CC é usado atualmente.

CAPÍTULO 4

FLUXO DE POTÊNCIA COM MODELOS TRIFÁSICOS

4.1 Introdução

Os modelos do fluxo de potência trifásico aqui mencionados foram desenvolvidos e adaptados em grande parte pelo professor William H. Kersting da Universidade de Las Cruces no Novo México, EUA. No seu livro *Distribution System Modeling and Analysis* (KERSTING, 2012) os modelos encontram-se descritos de maneira detalhada e essa tese encontra-se baseada nesses modelos. Os modelos dos equipamentos utilizados são descritos nos tópicos a seguir.

4.2 Fluxo de potência trifásico

O processo para a resolução do fluxo de potência trifásico adotado pelo programa desenvolvido em MATLAB consiste na técnica iterativa de passos (ladder), composta de 2 processos de cálculo de tensão o processo ForwardSweep e o processo BackwardSweep. Para que se compreenda em que consistem esses 2 processos, a seguinte convenção é usada:

Nó isolado – nó conectado unicamente a um outro nó

Nó intermediário – nó conectado a exatamente 2 nós

Nó de junção – nó conectado a 3 ou mais nós

Assim, o processo ForwardSweep consiste em se acumular as tensões partindo dos nós isolados. No início as tensões em todos os nós são inicializadas com o valor da tensão nominal do nó. As tensões são acumuladas partindo dos nós isolados e passando pelos nós intermediários. Ao chegar nos nós de junção, as tensões dos ramos laterais do nó de junção tem que ter sido acumuladas pelo processo descrito anteriormente. Isso é feito até se chegar no nó da subestação. Durante o ForwardSweep, são usadas as equações do ForwardSweep que se

encontram descritas nos modelos dos tópicos a seguir. Ao se chegar no nó da subestação é verificado se os valores das tensões encontradas encontram-se dentro de uma certa tolerância com relação as tensões de referência. Se não é alcançada a tolerância, o processo do BackwardSweep é iniciado que consiste em se percorrer o sistema partindo do nó fonte da subestação em direção aos nós isolados (usando as equações do BackwardSweep que se encontram descritas nos modelos dos tópicos a seguir). Nesse processo não é mais necessário o cálculo das correntes que percorrem as linhas e os transformadores do sistema, pois, as correntes calculadas no ForwardSweep são usadas. O programa utiliza então o ForwardSweep e o BackwardSweep até que a tolerância seja alcançada. De início as matrizes dos reguladores não são usadas. Depois que uma convergência inicial é alcançada, começa-se a montar as matrizes dos reguladores e a usá-las nos outros processos de convergência.

4.3 Fluxograma do programa desenvolvido em linguagem MATLAB

Abaixo é mostrado um fluxograma básico da técnica iterativa implementada no programa escrito em MATLAB.

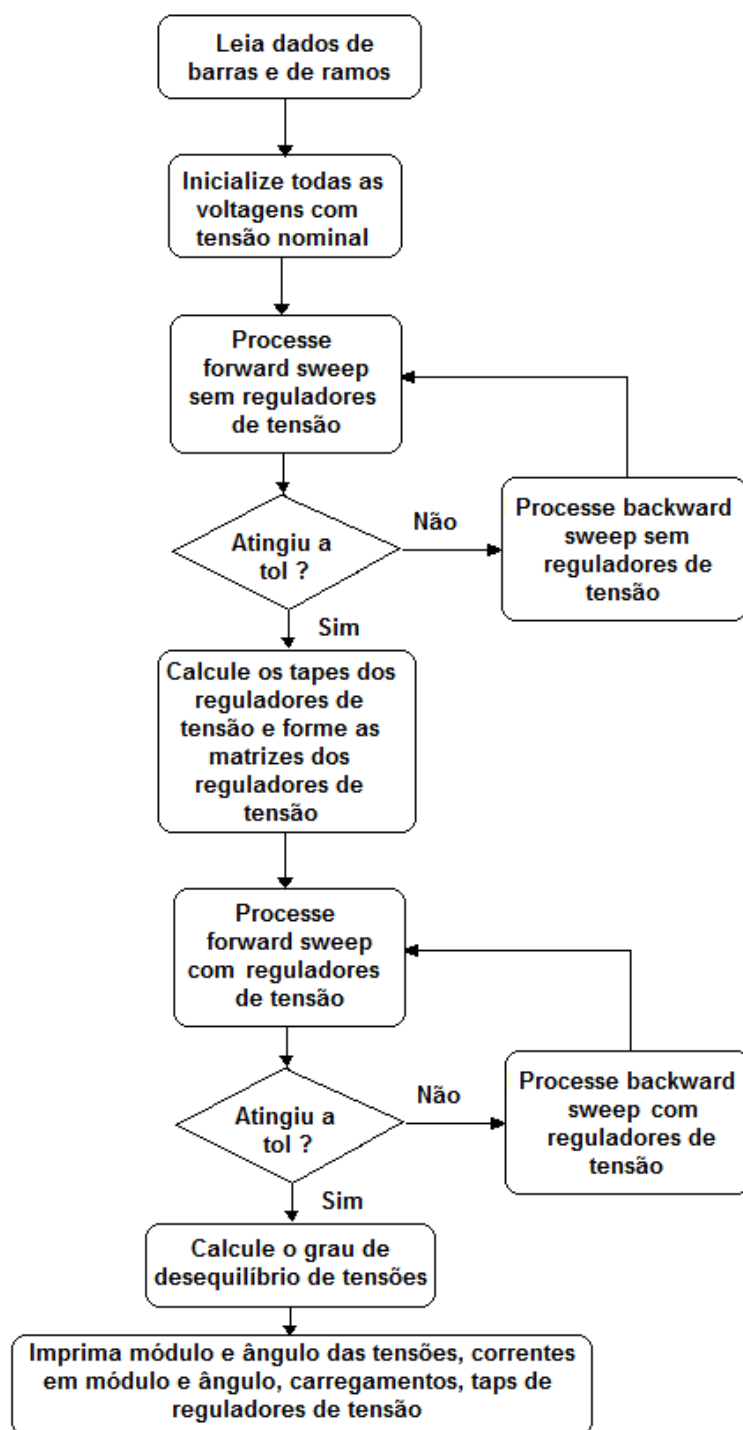


Figura 4.1 Fluxograma do programa de fluxo de potência trifásico escrito em MATLAB

O programa permanece num laço até processar todo o sistema sem reguladores, entrando em seguida num laço para processar o sistema junto com os reguladores. Em seguida, os parâmetros do fluxo de potência podem ser solicitados pelo usuário através de relatórios.

4.4 Modelos trifásicos

A seguir são descritos os modelos implementados no fluxo de potência trifásico.

4.4.1 Cálculo dos parâmetros de uma linha de distribuição aérea

A Linha de distribuição aérea é o componente mais comumente utilizado nos sistemas de potência e particularmente nos sistemas de distribuição. A seguir é apresentada a maneira como se faz a modelagem da impedância série e da admitância shunt da linha, levando em consideração que se trata do modelo pi da linha.

4.4.1.1 Cálculo da matriz impedância série da linha

As linhas de distribuição aéreas podem ser representadas com o modelo pi equivalente da linha. Nesse modelo a impedância série é calculada através das equações modificadas de Carson:

$$z_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \left(\frac{1}{GMR_i} \right) + 7.93402 \right) \Omega / milha \quad (4.1)$$

$$z_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) + 7.93402 \right) \Omega / milha \quad (4.2)$$

Assim, levando em consideração uma linha trifásica com neutro, define-se a matriz primitiva $[z_{primitivo}]$ como sendo:

$$[z_{primitivo}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} & z_{an} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} & z_{bn} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} & z_{cn} \\ z_{na} & z_{nb} & z_{nc} & z_{nn} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Para se obter a matriz de impedâncias de fase reduzida, utiliza-se a redução de Kron através da equação abaixo:

$$[z_{abc}] = [z_{ij}] - [z_{in}][z_{nn}]^{-1}[z_{nj}] \quad (4.4)$$

Onde:

$$[z_{ij}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

$$[z_{in}] = \begin{bmatrix} z_{an} \\ z_{bn} \\ z_{cn} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

$$[z_{nj}] = [z_{in}]^t \quad (4.7)$$

4.4.1.2 Cálculo da matriz admitância derivação da linha

Para se obter a matriz de admitância shunt que representa o efeito capacitivo da linha, também utiliza-se equações desenvolvidas por Carson. Para isso define-se a matriz $[P_{primitivo}]$ como mostrado abaixo:

$$[P_{primitivo}] = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} & P_{an} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} & P_{bn} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} & P_{cn} \\ P_{na} & P_{nb} & P_{nc} & P_{nn} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

Cujos elementos possuem a unidade milhas/uF

Para determinar cada elemento P da matriz, utiliza-se as seguintes equações:

$$P_{ii} = 11.17689 \ln \left(\frac{S_{ii}}{RD_i} \right) \text{ milhas} / uF \quad (4.9)$$

$$P_{ij} = 11.17689 \ln \left(\frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) \text{milhas} / \mu F \quad (4.10)$$

Obtêm-se a matriz P de fases fazendo-se a redução de Kron, conforme equação abaixo:

$$[P_{abc}] = [P_{ij}] - [P_{in}][P_{nn}]^{-1}[P_{nj}] \quad (4.11)$$

Onde:

$$[P_{ij}] = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

$$[P_{in}] = \begin{bmatrix} P_{an} \\ P_{bn} \\ P_{cn} \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

$$[P_{nj}] = [P_{in}]^t \quad (4.14)$$

Invertendo-se a matriz $[P_{abc}]$, obtêm-se a matriz de capacitâncias $[C_{abc}]$.

A matriz de admitâncias shunt pode então ser determinada multiplicando-se a matriz $[C_{abc}]$ por $j\omega$. Assim:

$$[y_{abc}] = j\omega[C_{abc}] \text{ onde } \omega = 2\pi f = 2\pi 60 = 376.99 \text{ rad/s}$$

A unidade dos elementos de $[y_{abc}]$ é uS/milha

Observação: É claro que como as equações de Carson dependem das distâncias relativas entre os condutores, os valores das impedâncias série e admitância shunt vão variar de acordo com o material que é empregado no cabo da linha aérea; e de acordo com a configuração geométrica dos condutores dispostos nas cruzetas dos postes.

4.4.2 Cálculo dos parâmetros de uma linha de distribuição subterrânea

As linhas de distribuição subterrâneas podem ser formadas de cabos de Neutro Concêntrico ou então de cabos TapeShield. A seguir é mostrado como modelar linhas formadas por cada um desses tipos de cabos.

4.4.2.1 Neutro concêntrico

A figura a seguir mostra a estrutura de um cabo neutro concêntrico.

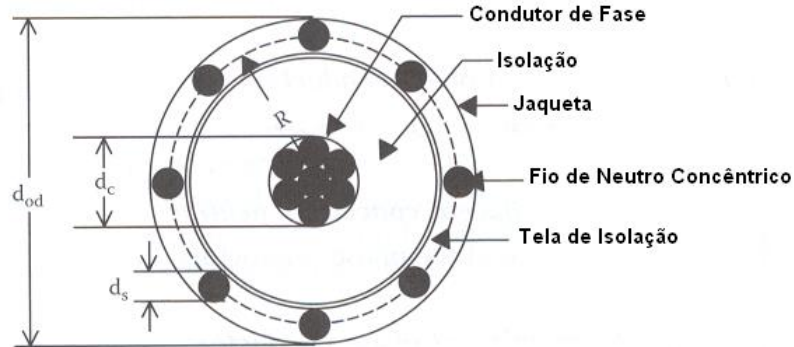


Figura 4.2 Corte transversal de um cabo de neutro concêntrico

O cabo consiste de um condutor central (de fase) coberto por uma fina camada de material semicondutor não-metálica. Os sub-condutores sólidos do neutro concêntrico são espiralados em volta da camada semicondutora com um espaçamento uniforme entre eles. Alguns cabos têm um revestimento de isolamento cobrindo esses sub-condutores.

4.4.2.1.1 Cálculo da matriz impedância série da linha

Para se aplicar as equações de Carson a esse cabo, os seguintes dados precisam ser extraídos de uma tabela de cabos subterrâneos: d_c , d_{od} , d_s , GMR_c , GMR_s , r_c , r_s e k .

O raio médio geométrico equivalente de um neutro concêntrico é calculado usando a equação para o raio médio geométrico de condutores agrupados de cabos presentes em linhas de transmissão.

$$GMR_{cn} = \sqrt[k]{GMR_s k R^{k-1}} \text{ (pés)} \quad (4.15)$$

Onde:

$$R = \frac{d_{od} - d_s}{24} \text{ (pés)} \quad (4.16)$$

$$r_{cn} = \frac{r_s}{k} \text{ (\Omega/milha)} \quad (4.17)$$

A figura 3.3 mostra a relação entre as distâncias entre os centros do cabo de neutro concêntrico e o raio do círculo passando por meio dos centros dos fios de neutro.

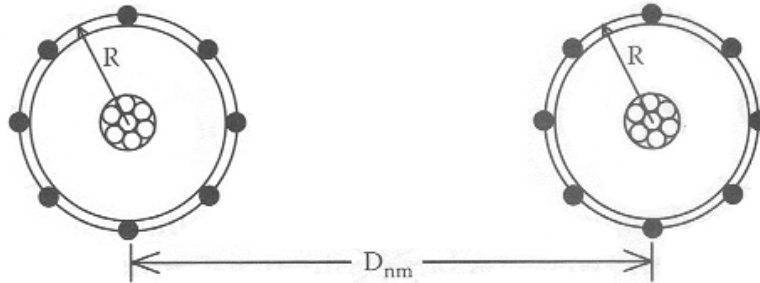


Figura 4.3 Distância entre centros de cabos de neutro concêntrico

A distância média geométrica entre um neutro concêntrico e um condutor adjacente de fase é dada por:

$$DMG_{ncf} = \sqrt[k]{D_{nm}^k - R^k} \text{ pés} \quad (4.18)$$

De posse das distâncias relativas entre os condutores e do GMR_{cn} do cabo, monta-se a matriz de impedâncias da linha.

4.4.2.1.2 Cálculo da matriz admitância derivação da linha

Referindo-nos a figura abaixo, podemos montar a seguinte equação para a admitância shunt:

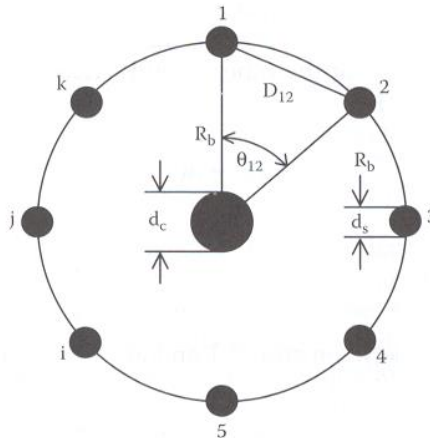


Figura 4.4 Distâncias para cálculo da admitância shunt no cabo de neutro concêntrico

$$y_{ag} = 0 + j \frac{77.3619}{\ln \frac{R_b}{RD_c} - \frac{1}{k} \ln \frac{k.RD_s}{R_b}} \text{ uS/milha} \quad (4.19)$$

A matriz pode ser formada então com os y_{ag} na diagonal principal e zeros fora da diagonal principal.

4.4.2.2 Cabo blindado

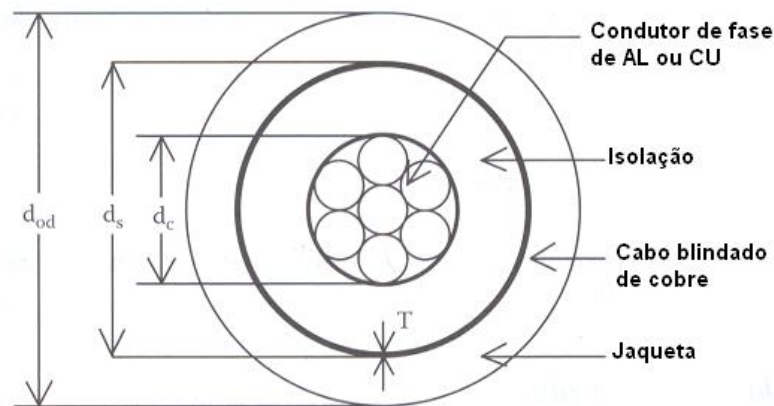


Figura 4.5 Corte transversal de um cabo blindado

4.4.2.2.1 Cálculo da matriz impedância série da linha

A figura anterior mostra em detalhes do cabo blindado. O cabo consiste de um condutor de fases central coberta por uma fina camada de material semicondutor não-metálico o qual é circundada por um material isolante. Uma jaqueta isolante cobre o cabo blindado. Os parâmetros do cabo blindado são: d_c , d_s , d_{od} e T .

As equações modificadas de Carson serão aplicadas para calcular as impedâncias própria do condutor de fase e do cabo blindado; tão bem como as impedâncias mútuas entre o condutor de fase e o cabo blindado. A resistência e o GMR do condutor de fase pode ser encontrado em uma tabela padrão de dados dos condutores.

A resistência do cabo blindado é dada por:

$$r_{cabo} = 7,9385 \cdot 10^8 \frac{\rho}{d_s T} \Omega/\text{milha} \quad (4.20)$$

A resistência do cabo blindado é dada pela equação (4.20). Essa equação assume uma resistividade de $100\Omega\text{-metro}$ e uma temperatura de 50°C . O diâmetro externo do cabo blindado d_s é dado em polegadas e a espessura do cabo blindado T em mils.

O GMR do cabo blindado é o raio do círculo passando por meio do meio do cabo blindado e é dado por:

$$GMR_{cabo} = \frac{d_s - T}{12} \frac{2000}{\text{pés}} \quad (4.21)$$

Conhecendo-se as distâncias relativas entre os condutores e conhecendo-se o GMR_{cabo} pode-se montar a matriz de impedância série da linha.

4.4.2.2 Cálculo da matriz admitância derivação da linha

$$y_{ag} = 0 + j \frac{77.3619}{\ln \frac{R_b}{RD_c}} \text{ uS/milha} \quad (4.22)$$

De modo análogo ao cabo de neutro concêntrico os valores calculados de y_{ag} se situam na diagonal principal. Fora da diagonal principal a matriz é preenchida com zeros.

4.4.3 Modelo pi equivalente de uma linha de distribuição

O modelo pi equivalente de uma linha de distribuição aérea é mostrado na figura abaixo:

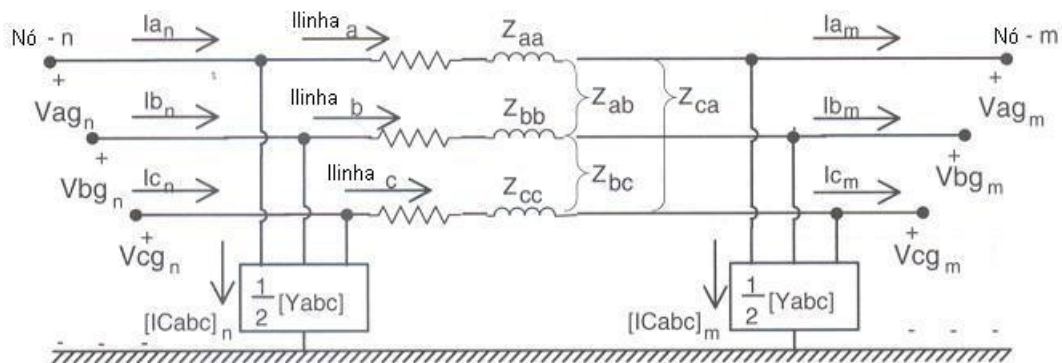


Figura 4.6 Modelo de uma linha de distribuição aérea

Desse modelo, serão deduzidas as equações que serão utilizadas pela Ladder Iterative Technique tanto para o Forward Sweep como para o Backward Sweep. Esse modelo é conhecido como o modelo completo da linha de distribuição, pois, representa o efeito capacitivo da linha. De fato esse efeito é mais significativo em linhas de distribuição subterrâneas, de modo que um modelo simplificado da linha que não envolve esse efeito capacitivo pode ser construído conforme será visto no item 4.4.3.1.

Da figura 4.6, aplicando a Lei de Kirchoff das correntes para a barra n, pode-se escrever:

$$[Ilinha_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m \quad (4.23)$$

Aplicando a lei de Kirchoff das tensões, pode-se escrever:

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}][Ilinha_{abc}]_n \quad (4.24)$$

Substituindo a equação (4.23) na equação (4.24), obtém-se:

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}]\left\{[I_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m\right\} \quad (4.25)$$

Multiplicando os termos nas chaves, obtém-se:

$$[VLG_{abc}]_n = [VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}][I_{abc}]_m + [Z_{abc}]\frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m \quad (4.26)$$

$$[VLG_{abc}]_n = \{[U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}]\}[VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}][I_{abc}]_m \quad (4.27)$$

Onde:

$$[U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Definindo as matrizes $[a] = \{[U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}]\}$ e $[b] = [Z_{abc}]$, a equação para $[VLG_{abc}]_n$ se torna:

$$[VLG_{abc}]_n = [a][VLG_{abc}]_m + [b][I_{abc}]_m \quad (4.29)$$

(Equação para o Forward Sweep)

Escrevendo agora a Lei de Kirchoff para as correntes para a barra n, obtém-se:

$$[I_{abc}]_n = [a][I_{linha}_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_n \quad (4.30)$$

Substituindo a equação (4.23) na equação (4.30), obtém-se:

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_n \quad (4.31)$$

Substituindo a equação (4.27) na equação (4.31), obtém-se:

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}]\{[a][VLG_{abc}]_m + [b][I_{abc}]_m\} \quad (4.32)$$

Substituindo os valores de [a] e [b] na equação acima, obtém-se:

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}][VLG_{abc}]_m + \frac{1}{2}[Y_{abc}]\left\{\left\{[U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}]\right\}[VLG_{abc}]_m + [Z_{abc}][I_{abc}]_m\right\} \quad (4.33)$$

Agrupando os termos na equação acima, obtém-se:

$$[I_{abc}]_n = \left\{[Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}]\right\}[VLG_{abc}]_m + \left\{[U] + \frac{1}{2}[Y_{abc}][Z_{abc}]\right\}[I_{abc}]_m \quad (4.34)$$

Definindo as matrizes [c] e [d] como:

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (4.35)$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2}[Y_{abc}][Z_{abc}] \quad (4.36)$$

Assim, obtém-se a equação para as correntes para o Forward Sweep:

$$[I_{abc}]_n = [c][VLG_{abc}]_m + [d][I_{abc}]_m \quad (4.37)$$

Pode-se escrever as equações para as tensões (4.29) e para as correntes (4.37) ambas juntas:

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

As equações para o Backward Sweep, ou seja, as tensões na barra m e correntes da barra m em função das tensões na barra n e correntes na barra n, podem ser deduzidas da equação matricial acima:

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [a] & [b] \\ [c] & [d] \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} \quad (4.39)$$

A inversa da matriz acima é simples porque o seu determinante é $[a][d] - [b][c] = [U]$

Assim:

$$\begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_m \\ [I_{abc}]_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [d] & -[b] \\ -[c] & [a] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [VLG_{abc}]_n \\ [I_{abc}]_n \end{bmatrix} \quad (4.40)$$

Como a matriz $[a] = [d]$, podemos escrever as equações acima na forma expandida como sendo:

$$[VLG_{abc}]_m = [a][VLG_{abc}]_n - [b][I_{abc}]_n \quad (4.41)$$

$$[I_{abc}]_m = -[c][VLG_{abc}]_n + [d][I_{abc}]_n \quad (4.42)$$

Entretanto, podemos observar na equação acima de $[VLG_{abc}]_m$ que essas tensões são expressas em função de $[I_{abc}]_n$. Na Ladder Iterative Technique é usual utilizar essa equação com o $[VLG_{abc}]_n$ expresso em função de $[I_{abc}]_m$. Esse fato ocorre, porque o Backward Sweep utiliza os valores das correntes calculadas no Forward Sweep. A equação para as correntes na barra m apesar de estar aqui desenvolvida, não será necessário usá-la no Backward Sweep.

Assim, obtém-se (a partir da equação (4.29)):

$$[VLG_{abc}]_m = [a]^{-1} \{ [VLG_{abc}]_n - [b][I_{abc}]_m \} \quad (4.43)$$

$$[VLG_{abc}]_m = [A][VLG_{abc}]_n - [B][I_{abc}]_m \quad (4.44)$$

Onde:

$$[A] = [a]^{-1} \quad (4.45)$$

$$[B] = [a]^{-1}[b] \quad (4.46)$$

A equação (4.44) é a equação para o cálculo das tensões que será utilizada no Backward Sweep.

4.4.3.1 Modelo simplificado de uma linha de distribuição

Quando as admitâncias shunt são desprezadas, as matrizes $[a]$, $[b]$, $[c]$, $[d]$, $[A]$ e $[B]$ se tornam:

$$[a] = [U] \quad (4.47)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (4.48)$$

$$[c] = [0] \quad (4.49)$$

$$[d] = [U] \quad (4.50)$$

$$[A] = [U] \quad (4.51)$$

$$[B] = [Z_{abc}] \quad (4.52)$$

Essas novas matrizes $[a]$, $[b]$, $[c]$, $[d]$, $[A]$ e $[B]$ constituem o modelo simplificado da linha de distribuição que não leva em consideração o efeito capacitivo das linhas, visto que muitas vezes o mesmo pode ser desprezado.

4.4.4 Modelagem de um transformador trifásico Y-at Y-at

Vamos nos referir a figura a seguir para desenvolver as equações.

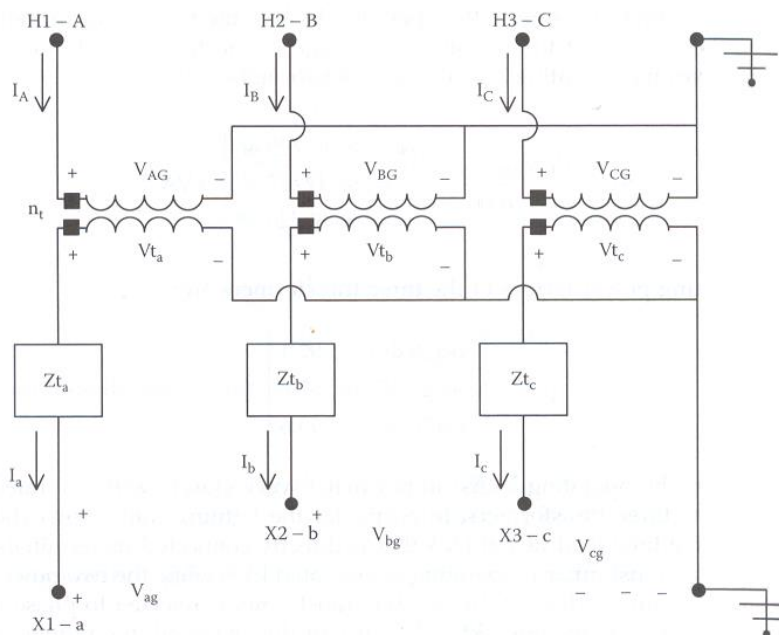


Figura 4.7 Modelo de um transformador estrela aterrada-estrela aterrada

Da figura, pode-se ver que:

$$\begin{bmatrix} V_{t_a} \\ V_{t_b} \\ V_{t_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{t_a} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{t_b} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{t_c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4.53)$$

Que na forma condensada é:

$$[V_{t_{abc}}] = [VLG_{abc}] + [Z_{t_{abc}}][I_{abc}] \quad (4.54)$$

Referindo-se a mesma figura, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} V_{AG} \\ V_{BG} \\ V_{CG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{t_a} \\ V_{t_b} \\ V_{t_c} \end{bmatrix} \quad (4.55)$$

$$n_t = \frac{VLG_{No\ min\ al-AT}}{VLG_{No\ min\ al-BT}} \quad (4.56)$$

Ou seja, n_t é a própria relação entre as tensões nominais fase-terra do lado de alta tensão e do lado de baixa tensão.

Definindo $[AV]$ como $\begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix}$, pode-se escrever:

$$[VLG_{ABC}] = [AV][V_{t_{abc}}] \quad (4.57)$$

Substituindo a equação (4.54) na equação (4.57), obtém-se:

$$[VLG_{ABC}] = [AV]\{[VLG_{abc}] + [Z_{t_{abc}}][I_{abc}]\} \quad (4.58)$$

$$[VLG_{ABC}] = [AV][VLG_{abc}] + [AV][Z_{t_{abc}}][I_{abc}] \quad (4.59)$$

Definindo:

$$[a_t] = [AV] = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \quad (4.60)$$

$$[b_t] = [AV][Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} n_t Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & n_t Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & n_t Zt_c \end{bmatrix} \quad (4.61)$$

Obtém-se então, a equação de modelagem das tensões do transformador Y aterrado-Y aterrado para o Forward Sweep através das matrizes $[a_t]$ e $[b_t]$.

Para as correntes pode-se ver que:

$$[I_{ABC}] = [d_t][I_{abc}] \quad (4.62)$$

Onde:

$$[d_t] = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_t} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{n_t} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{n_t} \end{bmatrix} \quad (4.63)$$

A equação para o Backward Sweep é obtida a partir da equação (4.58):

$$[VLG_{abc}] = [AV]^{-1} [VLG_{ABC}] - [Zt_{abc}][I_{abc}] \quad (4.64)$$

Definindo-se:

$$[A_t] = [AV]^{-1} \quad (4.65)$$

$$[B_t] = [Zt_{abc}] \quad (4.66)$$

A equação para o Backward Sweep para o transformador Y aterrado- Y aterrado pode então ser escrita como:

$$[VLG_{abc}] + [A_t][VLG_{ABC}] - [B_t][I_{abc}] \quad (4.67)$$

4.4.5 Modelagem de um regulador de tensão trifásico

4.4.5.1 Reguladores de tensão tipo A

O circuito equivalente detalhado e o circuito abreviado de um regulador de tensão do tipo A na posição de elevação é mostrado na Figura 4.8.

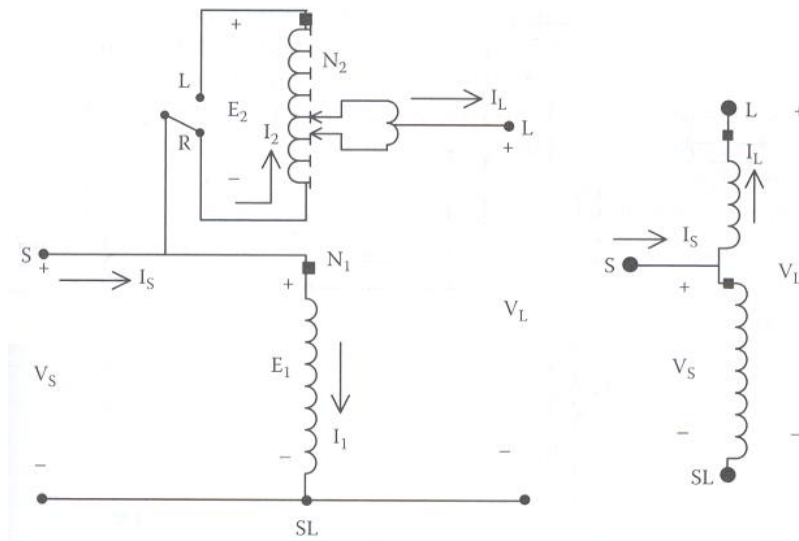


Figura 4.8 Regulador de tensão tipo A - elevação

O circuito primário do sistema está diretamente conectado a bobina shunt do regulador tipo A. A bobina série está conectada a bobina shunt e por sua vez, via taps, ao circuito regulado. Nesta conexão, a excitação do núcleo varia porque a bobina shunt está conectada diretamente ao longo do circuito primário.

. A figura 4.9 mostra o circuito equivalente e o circuito abreviado de um regulador de tensão do tipo A na sua posição abaixadora.

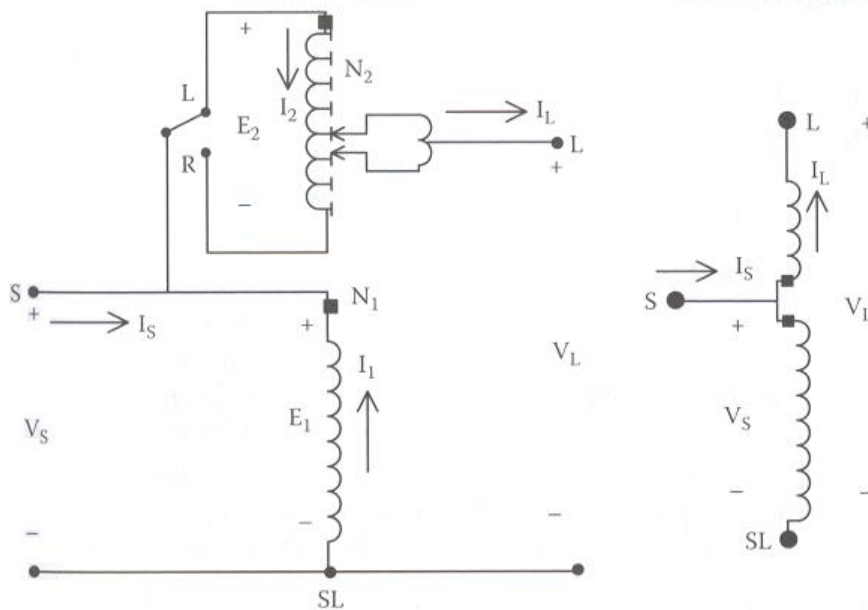


Figura 4.9 Regulador de tensão tipo A - abaixamento

Quando a conexão tipo A está na posição abaixadora, o chaveamento reverso é conectado ao L terminal. O efeito desse reverso é reverter a direção das correntes nas bobinas série e shunt

4.4.5.2 Reguladores de tensão tipo B

A conexão mais comum de reguladores de tensão é do tipo B. Desde que esta é a conexão mais comum, as equações de tensão e de corrente para o regulador de tensão serão desenvolvidas apenas para a conexão tipo B.

Os circuitos equivalentes detalhado e abreviado do regulador tipo B na sua posição de elevação é mostrado na figura 4.10. O circuito primário do sistema está conectado via taps com a bobina série do regulador, na conexão tipo B. A bobina série está conectada a bobina shunt, o qual está conectada diretamente ao circuito regulado. Em um regulador tipo B, a excitação do núcleo é constante porque a bobina shunt está conectada ao longo do circuito regulado.

As equações de tensão e de corrente para o regulador na sua posição elevadora são como segue:

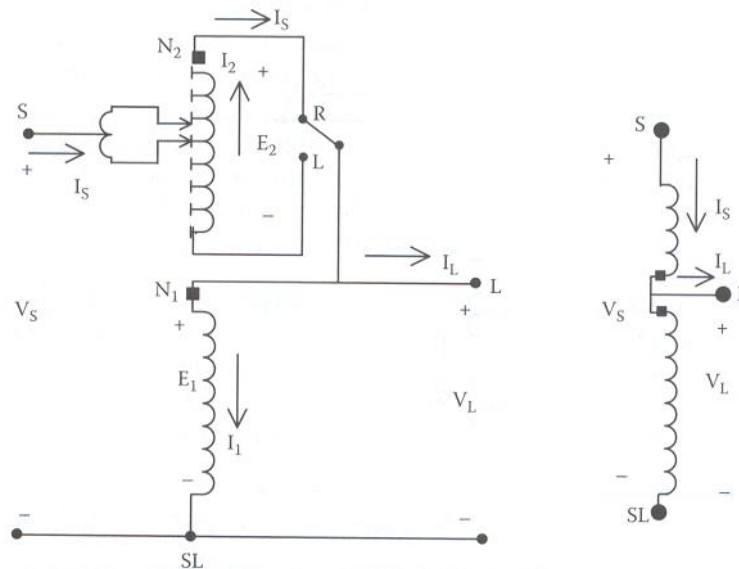


Figura 4.10 Regulador de tensão tipo B - elevação

Equações de tensão

$$\frac{E_1}{N_1} = \frac{E_2}{N_2} \quad (4.68)$$

$$V_S = E_1 - E_2 \quad (4.69)$$

$$V_L = E_1 \quad (4.70)$$

$$E_2 = \frac{N_2}{N_1} E_1 = \frac{N_2}{N_1} V_L \quad (4.71)$$

$$V_S = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) V_L \quad (4.72)$$

$$V_S = a_R V_L \quad (4.73)$$

Equações de corrente

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (4.74)$$

$$I_L = I_S - I_1 \quad (4.75)$$

$$I_2 = I_S \quad (4.76)$$

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} I_2 = \frac{N_2}{N_1} I_S \quad (4.77)$$

$$I_L = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) I_S \quad (4.78)$$

$$I_L = a_R I_S \quad (4.79)$$

$$a_R = 1 - \frac{N_2}{N_1} \quad (4.80)$$

As equações (4.78), (4.79) e (4.80) são as equações necessárias para modelar um regulador na posição de elevação.

O tipo B na posição abaixadora é mostrado na figura 4.11. Como na conexão tipo A, note que a direção das correntes por meio das bobinas série e shunt mudam mas a polaridade de tensão das duas bobinas permanece a mesma. As equações para o regulador tipo B na sua posição abaixadora são como segue:

$$\frac{E_1}{N_1} = \frac{E_2}{N_2} \quad (4.81)$$

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 \quad (4.82)$$

$$V_S = E_1 - E_2 \quad (4.83)$$

$$I_L = I_S - I_1 \quad (4.84)$$

$$V_L = E_1 \quad (4.85)$$

$$I_2 = -I_S \quad (4.86)$$

$$E_2 = \frac{N_2}{N_1} E_1 = \frac{N_2}{N_1} V_L \quad (4.87)$$

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} I_2 = \frac{N_2}{N_1} (-I_S) \quad (4.88)$$

$$V_S = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) V_L \quad (4.89)$$

$$I_L = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) I_S \quad (4.90)$$

$$V_S = a_R V_L \quad (4.91)$$

$$I_L = a_R I_S \quad (4.92)$$

$$a_R = 1 + \frac{N_2}{N_1} \quad (4.93)$$

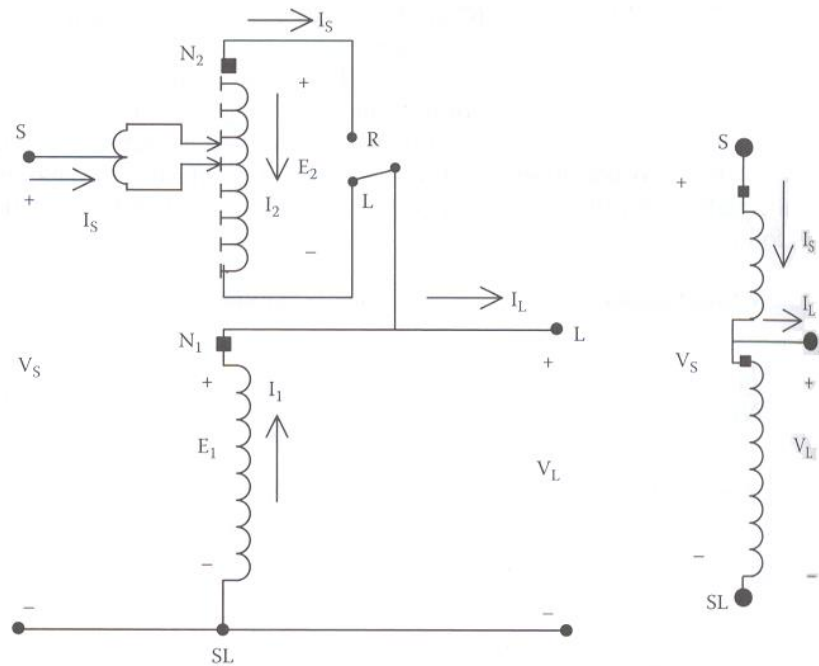


Figura 4.11 Regulador de tensão tipo B abaixamento

A equação (4.80) e a equação (4.93) dão o valor da razão efetiva do regulador como função da razão do número de voltas na bobina série (N_2) e do número de voltas na bobina shunt (N_1).

Na análise final, a única diferença entre as equações de tensão e de corrente para o regulador tipo B nas posições elevadora e abaixadora é o sinal da razão de espiras N_2/ N_1 . A razão do número de espiras é desconhecida. Entretanto, uma posição particular do tape será conhecida. As equações (4.80) e (4.93) podem ser modificadas para dar a razão efetiva do regulador como função da posição do tape. Cada tape muda a tensão por 5/8% ou 0.00625 pu. A razão efetiva do regulador pode ser dada por:

$$a_R = 1 \mp 0,000625.Tape \quad (4.94)$$

Na equação (4.94), o sinal de menos se aplica para a posição de elevação e o sinal positivo para a posição abaixadora.

4.4.5.3 Constantes generalizadas

Constantes generalizadas a, b, c e d podem ser desenvolvidas para os reguladores tipo A e B. As equações de tensão e corrente tomam a forma:

$$\text{Tipo A: } V_S = \frac{1}{a_R} V_L \quad (4.95)$$

$$I_S = a_R I_L \quad (4.96)$$

$$\text{Tipo B: } V_S = a_R V_L \quad (4.97)$$

$$I_S = \frac{1}{a_R} I_L \quad (4.98)$$

Assim, as constantes generalizadas para os reguladores são:

$$\text{Tipo A: } a = 1/a_R \quad b = 0 \quad c = 0 \quad d = a_R \quad (4.99)$$

$$\text{Tipo B: } a = a_R \quad b = 0 \quad c = 0 \quad d = 1/a_R \quad (4.100)$$

Onde a_R é dado pela equação (4.100) e a convenção do sinal é dada na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Convenção de sinais para a_R

	Tipo A	Tipo B
Elevador	+	-
Abaixador	-	+

4.4.5.4 O Compensador de queda de tensão

A mudança dos taps do regulador é controlada pelo compensador de queda de tensão. A figura 4.12 mostra um esquema simplificado do circuito do compensador e como ele é conectado a linha de distribuição por meio de um transformador de potencial e um transformador de corrente.

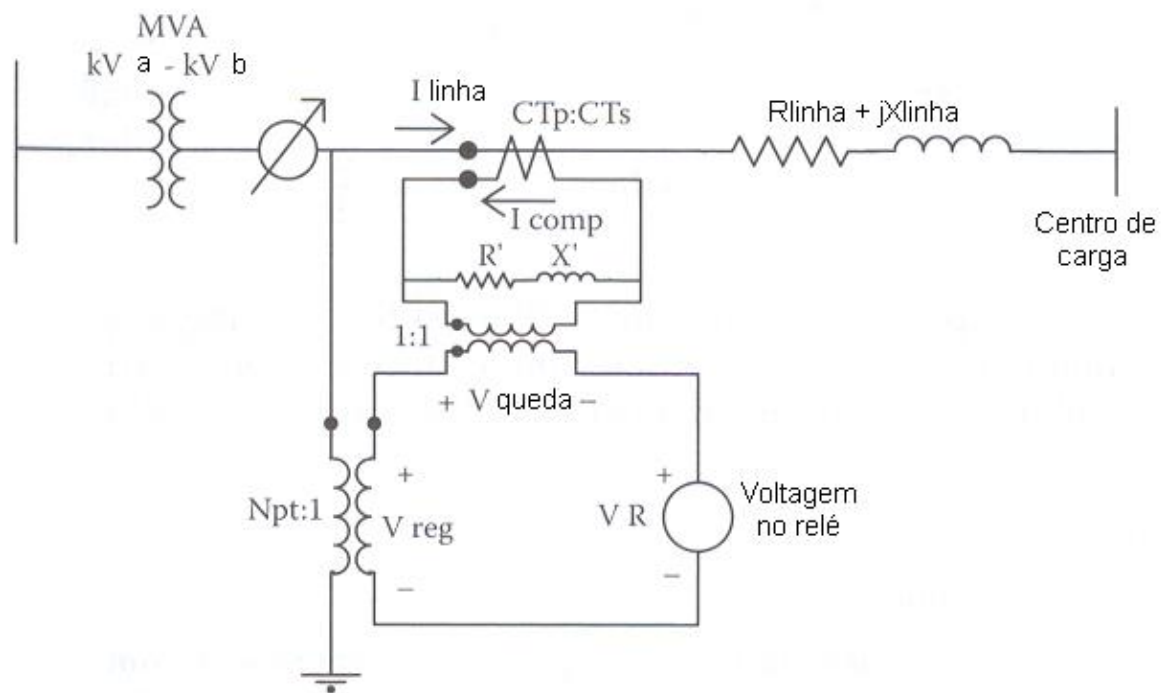


Figura 4.12 Diagrama do compensador de queda de tensão

O objetivo do compensador de queda de tensão é simular a queda de tensão da linha de distribuição do regulador até o centro de carga. O compensador é um circuito analógico que é um modelo em pequena escala do circuito da linha. A entrada do compensador é tipicamente 120V, o qual requer um transformador de potencial para reduzir a tensão nominal até 120V. Para um regulador conectado linha-terra, a tensão nominal é a tensão fase-terra, enquanto que um regulador conectado linha-linha, a tensão nominal é a fase-fase. A razão de transformação do transformador de corrente é especificada como $CT_p:CT_s$, onde CT_p será a corrente nominal do alimentador. O ajuste que é mais crítico é aquele de R' e X' calibrado em volts. Estes valores devem representar a impedância equivalente do regulador até o centro de carga. O requerimento básico é fazer a impedância do compensador de queda de tensão igual a impedância da linha em pu. Para isso é necessário que um consistente grupo de valores de base sejam desenvolvidos. Isso é feito selecionando-se uma tensão de base e uma corrente de base para o circuito da linha e então computando a tensão base e a corrente base no compensador pela divisão da tensão e corrente base do sistema pela razão do transformador de potencial e do transformador de corrente respectivamente. Para reguladores conectados linha-terra, a tensão base do sistema é selecionada como sendo a

tensão nominal fase-terra V_{LN} e a corrente base do sistema é selecionada como a quantidade de enrolamentos no primário do transformador de corrente CT_p . A tabela abaixo mostra um grupo de valores base e emprega essas regras para um regulador conectado linha-terra.

Tabela 4.2 – Tabela de Valores Base

Base	Circuito de Linha	Circuito do Compensador
Tensão	V_{LN}	$\frac{V_{LN}}{N_{PT}}$
Corrente	CT_p	CT_s
Impedância	$Zbase_{linha} = \frac{V_{LN}}{CT_p}$	$Zbase_{comp} = \frac{V_{LN}}{N_{PT}CT_s}$

Com os valores desenvolvidos na tabela, o ajuste do R e X do compensador pode ser computado primeiro computando a impedância pu da linha.

$$R_{pu} + jX_{pu} = \frac{R_{linha_{\Omega}} + jX_{linha_{\Omega}}}{Zbase_{linha}} \quad (4.101)$$

$$R_{pu} + jX_{pu} = (R_{linha_{\Omega}} + jX_{linha_{\Omega}}) \cdot \frac{CT_p}{V_{LN}} \quad (4.102)$$

A impedância em pu da equação (4.102) deve ser a mesma na linha e no compensador de queda de tensão. A impedância do compensador em ohms é computada pela multiplicação da impedância em pu pela impedância base do compensador.

$$R_{comp_{\Omega}} + jX_{comp_{\Omega}} = (R_{pu} + jX_{pu}) \cdot Zbase_{comp} \quad (4.103)$$

$$R_{comp_{\Omega}} + jX_{comp_{\Omega}} = (R_{linha_{\Omega}} + jX_{linha_{\Omega}}) \cdot \frac{CT_p}{V_{LN}} \cdot \frac{V_{LN}}{N_{PT} \cdot CT_s} \quad (4.104)$$

$$R_{comp_{\Omega}} + jX_{comp_{\Omega}} = (R_{linha_{\Omega}} + jX_{linha_{\Omega}}) \cdot \frac{CT_p}{N_{PT} \cdot CT_s} \cdot \Omega \quad (4.105)$$

A equação (4.105) dá o valor do R e do X do compensador em ohms. O R e o X do compensador em volts são determinados multiplicando o R e o X em ohms do

compensador pela razão de corrente do secundário (CT_S) do transformador de corrente.

$$R'+jX'=(R_{comp_{\Omega}}+jX_{comp_{\Omega}}).CT_S \quad (4.106)$$

$$R'+jX'=(R_{linha_{\Omega}}+jX_{linha_{\Omega}})\frac{CT_p}{N_{PT}.CT_S}.CT_S \quad (4.107)$$

$$R'+jX'=(R_{linha_{\Omega}}+jX_{linha_{\Omega}})\frac{CT_p}{N_{PT}}V \quad (4.108)$$

Conhecendo a impedância equivalente em ohms do regulador até o centro de carga, o valor requerido do compensador de queda de tensão (R' e X') é determinado usando a equação (4.108).

4.4.5.5 Reguladores de tensão trifásicos

Três reguladores monofásicos podem ser conectados externamente na forma de um regulador trifásico. Quando três reguladores monofásicos são conectados juntos, cada regulador tem seu próprio circuito compensador e os taps de cada regulador são mudados separadamente. Conexões típicas de reguladores de tensão monofásicos são:

1. Monofásica
2. Dois reguladores conectados em estrela-aberta (algumas vezes referido como fase V)
3. Três reguladores conectados em estrela aterrada.
4. Dois reguladores conectados em delta aberto.
5. Três reguladores conectados em delta fechado.

Nesta tese implementou-se e modelou-se o regulador de tensão do tipo B.

4.5.5.6 Reguladores conectados em estrela

Três reguladores monofásicos Tipo B conectados em estrela são mostrados na figura 3.15 e as polaridades das bobinas são mostradas para a posição de elevação. Quando o regulador está na posição mais baixa, um chaveamento reverso

terá reconectado as bobinas série tal que a polaridade das bobinas série está agora no terminal de saída. Independentemente se o regulador está elevando ou abaixando as voltagens, a seguinte equação se aplica:

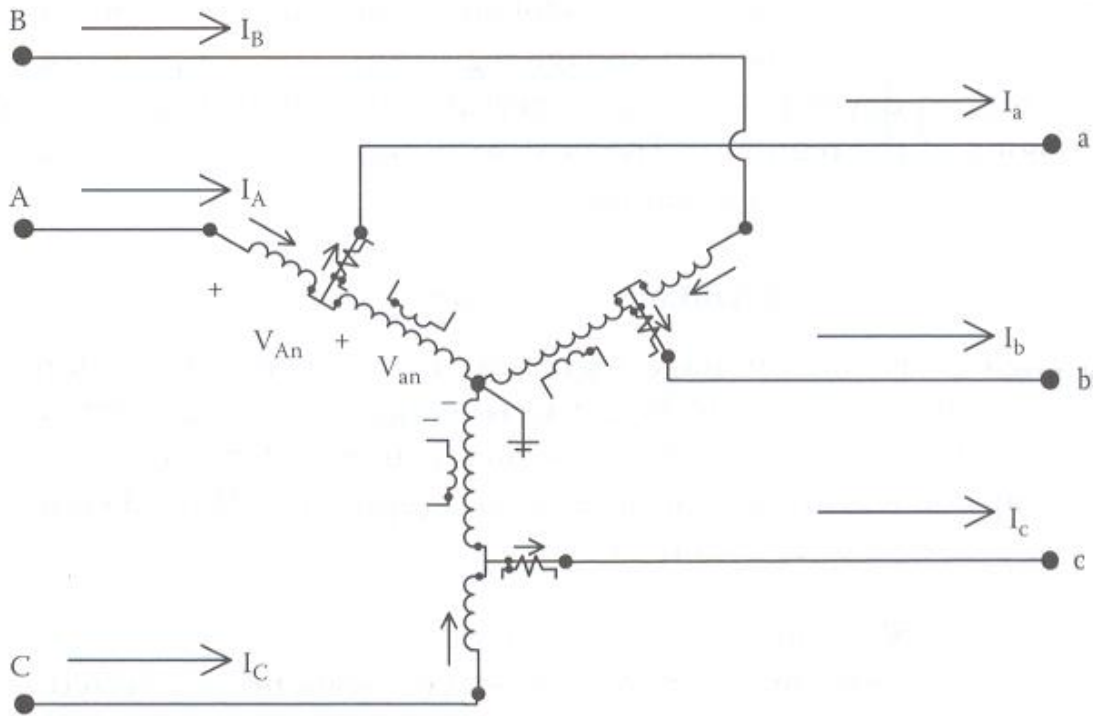


Figura 4.13 Diagrama do regulador de tensão trifásico

$$\begin{bmatrix} V_{An} \\ V_{Bn} \\ V_{Cn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{R_a} & 0 & 0 \\ 0 & a_{R_b} & 0 \\ 0 & 0 & a_{R_c} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} \quad (4.109)$$

onde:

a_{R_a} , a_{R_b} e a_{R_c} representam a razão efetiva para os três reguladores monofásicos.

A equação (4.109) é da forma

$$[VLN_{ABC}] = [a][VLN_{abc}] + [b][I_{abc}] \quad (4.110)$$

Equações de corrente

$$\begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{R_a}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{R_b}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{R_c}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (4.111)$$

Ou:

$$[I_{ABC}] = [c][VLG_{abc}] + [d][I_{abc}] \quad (4.112)$$

As equações (4.110) e (4.112) estão na mesma forma generalizada que as equações das linhas de distribuição e do transformador. Para um regulador de tensão trifásico conectado em estrela, negligenciando a impedância série e a admitância shunt, as matrizes generalizadas são:

$$[a] = \begin{bmatrix} a_{R_a} & 0 & 0 \\ 0 & a_{R_b} & 0 \\ 0 & 0 & a_{R_c} \end{bmatrix} \quad (4.113)$$

$$[b] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.114)$$

$$[c] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.115)$$

$$[d] = \begin{bmatrix} \frac{1}{a_{R_a}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{a_{R_b}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{a_{R_c}} \end{bmatrix} \quad (4.116)$$

Nas equações (4.113) e (4.116), a razão efetiva que cada regulador de tensão deve satisfazer é dada por: $0.9 \leq a_{R_{abc}} \leq 1.1$ em 32 degraus de 0.625%/degrau (0.75volts/degrau em uma base de 120 volts).

A razão efetiva (a_{R_a} , a_{R_b} , e a_{R_c}) podem ficar em diferentes valores quando três reguladores monofásicos são conectados em estrela. É também possível ter um regulador trifásico conectado em estrela, onde a tensão e a corrente são amostradas em apenas uma fase e então todas as três fases são mudadas pelo mesmo número de tapes.

Para o BackwardSweep é suficiente usar: $[A] = [a]^{-1}$

4.4.6 Modelagem de bancos de capacitores

Os bancos de capacitores podem ser ligados em conexão Y ou em Δ . Podendo-se realizar ainda a conexão de um único banco (entre fase-terra na conexão Y ou entre fases na conexão Δ) ou de três bancos simultaneamente. São abordados nos tópicos abaixo os dois tipos.

4.4.6.1 Banco de capacitores ligados em estrela

Calcula-se a susceptância do capacitor B_c pela fórmula abaixo:

$$B_c = \frac{k \text{ var}}{kV_{LN}^2 \cdot 1000} S \quad (4.117)$$

Onde: $k \text{ var}$ = Potência reativa do banco ligado entre uma fase e o neutro

kV_{LN}^2 = Tensão fase-neutro da conexão Y elevada ao quadrado

Observe que os k's nas expressões acima indicam que os valores devem ser substituídos já multiplicados por mil.

Assim, as correntes de linha que percorrem os bancos de capacitores são dadas por:

$$IC_a = jB_a V_{an} \quad (4.118)$$

$$IC_b = jB_b V_{bn} \quad (4.119)$$

$$IC_c = jB_c V_{cn} \quad (4.120)$$

Observa-se que B_a , B_b e B_c são fixos, no entanto, como as tensões V_{an} , V_{bn} e V_{cn} variam durante o processo iterativo, as correntes de linha também variam.

4.4.6.2 Banco de capacitores ligados em delta

Calcula-se a susceptância do capacitor B_c pela fórmula abaixo:

$$B_c = \frac{k \text{ var}}{kV_{LL}^2 \cdot 1000} S \quad (4.121)$$

As correntes de fase que percorrem os bancos de capacitores podem ser calculadas pelas fórmulas abaixo:

$$IC_{ab} = jB_a V_{ab} \quad (4.122)$$

$$IC_{bc} = jB_b V_{bc} \quad (4.123)$$

$$IC_{ca} = jB_c V_{ca} \quad (4.124)$$

As correntes de linha podem ser obtidas aplicando a Lei de Kirchoff das correntes em cada nó:

$$\begin{bmatrix} IC_a \\ IC_b \\ IC_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IC_{ab} \\ IC_{bc} \\ IC_{ca} \end{bmatrix} \quad (4.125)$$

Aqui o raciocínio é idêntico, os B's são constantes e as tensões variam durante o processo iterativo fazendo as correntes de linha variarem.

4.4.7 Modelagem de cargas

4.4.7.1 Modelagem de cargas concentradas

As cargas concentradas, cuja simbologia corresponde a uma seta conectada na barra ou no nó de ligação, podem ser modeladas como cargas de potência constante, cargas de impedância constante ou cargas de corrente constante. Essa distinção de tipos depende da natureza operativa da carga quando conectada ao sistema de potência.

4.4.7.2 Modelagem de cargas distribuídas

Para os sistemas analisados neste trabalho as cargas são modeladas como cargas distribuídas lineares, ou seja, não são distribuídas ao longo de uma área e sim ao longo de um segmento de reta, conforme figura mostrada a seguir:

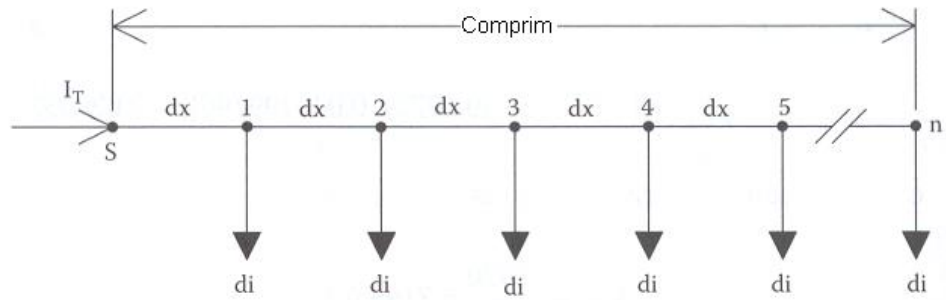


Figura 4.14 Cargas distribuídas ao longo de uma linha de distribuição

A figura acima mostra n cargas uniformemente espaçadas de uma distância dx . As cargas são todas iguais e serão tratadas como solicitando uma corrente di . Observe que esse modelo é perfeitamente geral, pois, aqui não está sendo dito que o modelo da carga é de corrente constante, ou seja, que o módulo da corrente não irá variar durante o processo iterativo. Está sendo dito apenas que as cargas distribuídas como são uniformes solicitam todas elas uma corrente di . Depois, quando obtivermos o modelo equivalente de duas barras, poderemos usar o modelo equivalente de carga concentrada para representarmos cargas distribuídas com os modelos de potência constante, impedância constante e corrente constante. Seja, então, a corrente total no alimentador I_T . É desejado determinar a queda de tensão total do nó fonte (S) até o último nó n .

Onde: l = comprimento do alimentador

$z = r + jx$ = impedância da linha em Ω /milha

dx = distância entre cargas consecutivas (separadas por segmentos de reta)

di = corrente das cargas em cada nó

n = número de cargas e número de segmentos de reta

I_T = corrente total no alimentador

As correntes de carga são dadas por:

$$di = \frac{I_T}{n} \quad (4.126)$$

A queda de tensão no primeiro segmento de reta é dada por:

$$Vdrop_1 = \text{Re}\{z \cdot dx \cdot (n \cdot di)\} \quad (4.127)$$

A queda de tensão no segundo segmento de reta é dada por:

$$Vdrop_2 = \text{Re}\{z \cdot dx \cdot [(n - 1) \cdot di]\} \quad (4.128)$$

A queda de tensão total do nó fonte até o último nó é dada por:

$$Vdrop_{total} = Vdrop_1 + Vdrop_2 + \dots + Vdrop_n \quad (4.129)$$

$$Vdrop_{total} = \text{Re}\{z \cdot dx \cdot di[n + (n-1) + (n-2) + \dots + (1)]\} \quad (4.130)$$

Usando a fórmula da soma dos termos de uma progressão aritmética na equação acima, obtém-se:

$$1 + 2 + 3 + \dots + n = \frac{n(n+1)}{2} \quad (4.131)$$

Logo:

$$Vdrop_{total} = \text{Re}\left\{z \cdot dx \cdot di \cdot \left[\frac{n \cdot (n+1)}{2}\right]\right\} \quad (4.132)$$

$$dx = \frac{l}{n} \quad (4.133)$$

$$di = \frac{I_T}{n} \quad (4.134)$$

Obtém-se:

$$Vdrop_{total} = \text{Re}\left\{z \cdot \frac{l}{n} \cdot \frac{I_T}{n} \cdot \left[\frac{n \cdot (n+1)}{2}\right]\right\} \quad (4.135)$$

$$Vdrop_{total} = \text{Re}\left\{z \cdot l \cdot I_T \cdot \left[\frac{(n+1)}{2n}\right]\right\} \quad (4.136)$$

Como $z \cdot l = Z$, ficamos com:

$$Vdrop_{total} = \text{Re}\left\{\frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T \cdot \left(1 + \frac{1}{n}\right)\right\} \quad (4.137)$$

Quando n tende para infinito, a queda de tensão total tende para:

$$Vdrop_{total} = \text{Re}\left\{\frac{1}{2} \cdot Z \cdot I_T\right\} \quad (4.138)$$

A equação acima pode ser interpretada de duas maneiras. A primeira é colocar a carga total I_T no ponto médio da linha. A segunda é colocar metade da carga total I_T no final da linha. Obtém-se, portanto, dois modelos válidos para calcular a queda de tensão ao longo da linha. No entanto, esses modelos não permitem como veremos calcular a perda de potência na linha.

Para calcular a perda total de potência trifásica na linha, considere o primeiro modelo. Obtém-se, então:

$$P_{perdas} = 3 \cdot |I_T|^2 \cdot \frac{R}{2} = \frac{3}{2} \cdot |I_T|^2 \cdot R \quad (4.139)$$

Quando o segundo modelo é usado para calcular a perda total trifásica, obtém-se:

$$P_{perdas} = 3 \cdot |I_T|^2 \cdot \frac{R}{4} = \frac{3}{4} \cdot |I_T|^2 \cdot R \quad (4.140)$$

Logicamente os dois modelos permitem obter resultados diferentes para as perdas de potência na linha. No entanto, nenhum dos dois está certo. Esse modelo de queda de tensão não se aplica ao cálculo de perda de potência na linha. Para se calcular as perdas de potência na linha um modelo precisa ser desenvolvido.

Escrevendo as equações para as perdas de potência, obtém-se:

$$P_{perdas1} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |(n \cdot di)|^2 \quad (4.141)$$

$$P_{perdas2} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |(n-1) \cdot di|^2 \quad (4.142)$$

Assim, a perda total é dada por:

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot (r \cdot dx) \cdot |di|^2 [n^2 + (n-1)^2 + (n-2)^2 + \dots + 1^2] \quad (4.143)$$

A série acima tem a seguinte fórmula geral:

$$1^2 + 2^2 + \dots + n^2 = \frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6} \quad (4.144)$$

A equação para a perda de potência total pode ser escrita como:

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot \left(r \cdot \frac{l}{n} \right) \left(\frac{|I_T|}{n} \right)^2 \cdot \left[\frac{n \cdot (n+1) \cdot (2n+1)}{6} \right] \quad (4.145)$$

Simplificando a equação acima, obtém-se:

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \cdot \left[\frac{(n+1) \cdot (2n+1)}{6n^2} \right] \quad (4.146)$$

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \cdot \left[\frac{(2n^2 + 3n + 1)}{6n^2} \right] \quad (4.147)$$

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot R \cdot |I_T|^2 \cdot \left[\frac{1}{3} + \frac{1}{2n} + \frac{1}{6n^2} \right] \quad (4.148)$$

Onde $R=r \cdot l$ (l é o comprimento da linha) é a resistência total por fase da linha. Assim quando n tende ao infinito, obtém-se que as perdas totais tendem a:

$$P_{perdas(total)} = 3 \cdot \left[\frac{1}{3} R \cdot |I_T|^2 \right] \quad (4.149)$$

Ou seja, essa equação nos diz que podemos concentrar toda a corrente I_T a uma distância do início da linha de um terço do comprimento total da linha.

Obtém-se, então, três modelos da linha (2 para calcular a queda de tensão e 1 para calcular a perda total de potência). Deriva-se agora um modelo exato da linha que permite calcular tanto a perda de potência total como a queda de tensão.

A queda total de tensão é dada por:

$$V_{drop(total)} = \text{Re} [kZI_T + (1-k)ZcI_T] \quad (4.150)$$

onde:

Z = impedância total da linha em ohms.

K = fator do comprimento total da linha onde se concentra a primeira parte da corrente total (I_X)

c = fator da corrente total para colocar no final da linha tal que:

$$I_T = I_X + c \cdot I_T$$

Igualando essa expressão da queda total com a expressão desenvolvida anteriormente, obtém-se:

$$\text{Re} \left\{ \frac{1}{2} ZI_T \right\} = \text{Re} [kZI_T + (1-k)ZcI_T] \quad (4.151)$$

Logo:

$$\frac{1}{2} ZI_T = kZI_T + (1-k)ZcI_T \quad (4.152)$$

Simplificando a equação acima, obtém-se:

$$\frac{1}{2} = k + (1-k)c \quad (4.153)$$

Resolvendo a equação acima para k , obtém-se:

$$k = \frac{0,5 - c}{1 - c} \quad (4.154)$$

O mesmo procedimento pode ser desenvolvido para a perda total de potência. A perda de potência total trifásica é dada por:

$$P_{perda(total)} = 3 \cdot [kR |I_T|^2 + (1-k)R(c |I_T|)^2] \quad (4.155)$$

Igualando essa equação a $P_{perdas(total)} = 3 \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right]$, obtém-se:

$$\left[\frac{1}{3} \cdot R \cdot |I_T|^2 \right] = [kR|I_T|^2 + (1-k)R(c|I_T|)^2] \quad (4.156)$$

Simplificando, obtém-se:

$$\frac{1}{3} = [k + (1-k)c^2] \quad (4.157)$$

$$\frac{1}{3} = [k + c^2 - kc^2] = [k \cdot (1 - c^2) + c^2] \quad (4.158)$$

Substituindo a expressão de k na equação acima, obtém-se:

$$\frac{1}{3} = \frac{0,5 - c}{1 - c} (1 - c^2) + c^2 \quad (4.159)$$

Da equação acima, obtém-se: $c = \frac{1}{3}$ e $k = \frac{1}{4}$

A interpretação desses resultados é que um terço da carga deve ser colocada no final da linha e dois-terços da carga devem ser colocados a um-quarto de distância do nó fonte.

4.4.7.3 Modo de ligação das cargas

As cargas podem estar ligadas em estrela ou em delta. Quando as cargas estão ligadas em delta é necessário calcular as correntes que circulam na linha a partir das correntes que circulam no delta. As seções a seguir tratam de como modelar cada tipo de carga seja elas ligadas em estrela ou em delta.

4.4.7.4 Tipos de cargas

As cargas podem ser de potência constante, corrente constante ou impedância constante. Elas podem estar ligadas em estrela ou em delta, conforme já foi visto. Para as cargas em estrela usa-se a seguinte notação para as potências complexas e voltagens:

Fase a:

$$|S_a| \angle \theta_a = P_a + jQ_a \text{ e } |V_{an}| \angle \delta_a \quad (4.160)$$

Fase b:

$$|S_b| \angle \theta_b = P_b + jQ_b \text{ e } |V_{bn}| \angle \delta_b \quad (4.161)$$

Fase c:

$$|S_c| \angle \theta_c = P_c + jQ_c \text{ e } |V_{cn}| \angle \delta_c \quad (4.162)$$

Para as cargas ligadas em delta a notação abaixo é usada:

Fase ab:

$$|S_{ab}| \angle \theta_{ab} = P_{ab} + jQ_{ab} \text{ e } |V_{ab}| \angle \delta_{ab} \quad (4.163)$$

Fase bc:

$$|S_{bc}| \angle \theta_{bc} = P_{bc} + jQ_{bc} \text{ e } |V_{bc}| \angle \delta_{bc} \quad (4.164)$$

Fase ca:

$$|S_{ca}| \angle \theta_{ca} = P_{ca} + jQ_{ca} \text{ e } |V_{ca}| \angle \delta_{ca} \quad (4.165)$$

4.4.7.4.1 – Cargas de potência constante (Y e Δ)

Para as cargas ligadas em estrela, as seguintes equações são usadas para calcular as correntes de linha:

$$IL_a = \left(\frac{S_a}{V_{an}} \right)^* = \frac{|S_a|}{|V_{an}|} \angle (\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle \alpha_a \quad (4.166)$$

$$IL_b = \left(\frac{S_b}{V_{bn}} \right)^* = \frac{|S_b|}{|V_{bn}|} \angle (\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle \alpha_b \quad (4.167)$$

$$IL_c = \left(\frac{S_c}{V_{cn}} \right)^* = \frac{|S_c|}{|V_{cn}|} \angle (\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle \alpha_c \quad (4.168)$$

Para as cargas ligadas em delta, as equações são as dadas a seguir:

$$IL_{ab} = \left(\frac{S_{ab}}{V_{ab}} \right)^* = \frac{|S_{ab}|}{|V_{ab}|} \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |IL_{ab}| \angle \alpha_{ab} \quad (4.169)$$

$$IL_{bc} = \left(\frac{S_{bc}}{V_{bc}} \right)^* = \frac{|S_{bc}|}{|V_{bc}|} \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |IL_{bc}| \angle \alpha_{bc} \quad (4.170)$$

$$IL_{ca} = \left(\frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^* = \frac{|S_{ca}|}{|V_{ca}|} \angle(\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |IL_{ca}| \angle \alpha_{ca} \quad (4.171)$$

Nesse modelo, as voltagens fase-fase irão mudar durante cada iteração até a convergência ser alcançada. As tensões mudam tanto em módulo como em ângulo. A potência, no entanto, é mantida constante durante as iterações, daí o nome do modelo.

4.4.7.4.2 – Cargas de impedância constante (Y e Δ)

Cargas ligadas em Y:

$$Z_a = \frac{|V_{an}|^2}{S_a^*} = \frac{|V_{an}|^2}{|S_a|} \angle \theta_a = |Z_a| \angle \theta_a \quad (4.172)$$

$$Z_b = \frac{|V_{bn}|^2}{S_b^*} = \frac{|V_{bn}|^2}{|S_b|} \angle \theta_b = |Z_b| \angle \theta_b \quad (4.173)$$

$$Z_c = \frac{|V_{cn}|^2}{S_c^*} = \frac{|V_{cn}|^2}{|S_c|} \angle \theta_c = |Z_c| \angle \theta_c \quad (4.174)$$

Na fórmula acima as tensões são as nominais. No modelo de carga com impedância constante as impedâncias não mudam seu valor durante o processo iterativo e são calculadas de acordo com a tensão nominal da barra.

A corrente na carga como função das impedâncias constantes da carga são dadas por:

$$IL_a = \frac{V_{an}}{Z_a} = \frac{|V_{an}|}{|Z_a|} \angle(\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle \alpha_a \quad (4.175)$$

$$IL_b = \frac{V_{bn}}{Z_b} = \frac{|V_{bn}|}{|Z_b|} \angle(\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle \alpha_b \quad (4.176)$$

$$IL_c = \frac{V_{cn}}{Z_c} = \frac{|V_{cn}|}{|Z_c|} \angle(\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle \alpha_c \quad (4.177)$$

A tensão fase-neutro irá mudar durante cada iteração até a convergência ser alcançada. Os valores de Z_a , Z_b e Z_c permanecerão constantes.

Cargas ligadas em delta:

$$Z_{ab} = \frac{|V_{ab}|^2}{S_{ab}^*} = \frac{|V_{ab}|^2}{|S_{ab}|} \angle \theta_{ab} = |Z_{ab}| \angle \theta_{ab} \quad (4.178)$$

$$Z_{bc} = \frac{|V_{bc}|^2}{S_{bc}^*} = \frac{|V_{bc}|^2}{|S_{bc}|} \angle \theta_{bc} = |Z_{bc}| \angle \theta_{bc} \quad (4.179)$$

$$Z_{ca} = \frac{|V_{ca}|^2}{S_{ca}^*} = \frac{|V_{ca}|^2}{|S_{ca}|} \angle \theta_{ca} = |Z_{ca}| \angle \theta_{ca} \quad (4.180)$$

Na fórmula acima as tensões são as nominais (de linha). No modelo de carga com impedância constante as impedâncias não mudam seu valor durante o processo iterativo e são calculadas inicialmente de acordo com a tensão nominal fase-fase da barra.

A corrente na carga como função das impedâncias constantes da carga são dadas por:

$$IL_{ab} = \frac{V_{ab}}{Z_{ab}} = \frac{|V_{ab}|}{|Z_{ab}|} \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |IL_{ab}| \angle \alpha_{ab} \quad (4.181)$$

$$IL_{bc} = \frac{V_{bc}}{Z_{bc}} = \frac{|V_{bc}|}{|Z_{bc}|} \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |IL_{bc}| \angle \alpha_{bc} \quad (4.182)$$

$$IL_{ca} = \frac{V_{ca}}{Z_{ca}} = \frac{|V_{ca}|}{|Z_{ca}|} \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |IL_{ca}| \angle \alpha_{ca} \quad (4.183)$$

A tensão fase-fase irá mudar durante cada iteração até a convergência ser alcançada. Os valores de Z_{ab} , Z_{bc} e Z_{ca} permanecerão constantes.

4.4.7.4.3 – Cargas de corrente constante (Y e Δ)

Cargas em Y:

Nesse modelo, o módulo das correntes são calculados de acordo com as equações (4.166), (4.167) e (4.168); e permanecem constantes durante o processo iterativo. Nesse processo, o ângulo das voltagens (δ) muda, resultando na mudança do ângulo da corrente tal que o fator de potência da carga permanece constante.

$$IL_a = |IL_a| \angle (\delta_a - \theta_a) \quad (4.184)$$

$$IL_b = |IL_b| \angle(\delta_b - \theta_b) \quad (4.185)$$

$$IL_c = |IL_c| \angle(\delta_c - \theta_c) \quad (4.186)$$

Cargas em delta:

Nesse modelo, o módulo das correntes são calculados de acordo com as equações (4.169), (4.170) e (4.171) e permanecem constantes durante o processo iterativo. Nesse processo, o ângulo das voltagens (δ) muda, resultando na mudança do ângulo da corrente tal que o fator de potência da carga permanece constante.

$$IL_{ab} = |IL_{ab}| \angle(\delta_{ab} - \theta_{ab}) \quad (4.187)$$

$$IL_{bc} = |IL_{bc}| \angle(\delta_{bc} - \theta_{bc}) \quad (4.188)$$

$$IL_{ca} = |IL_{ca}| \angle(\delta_{ca} - \theta_{ca}) \quad (4.189)$$

4.4.7.4.4 – Cargas híbridas (Y e Δ)

Para as cargas híbridas ligadas em estrela usa-se a fórmula abaixo:

$$I = (\%PQ).I_{pq} + (\%Z).I_z + (\%I).I_i \quad (4.190)$$

Onde os percentuais acima constituem a modelagem híbrida da carga e os valores das correntes são calculadas com cada uma das fórmulas já vistas (potência constante, impedância constante e corrente constante). Já para as cargas ligadas em delta a fórmula é a mesma sendo que se utilizam para as correntes I_{pq} , I_z e I_i as fórmulas correspondentes da ligação delta.

Observação: observe que toda corrente da ligação delta deve ser posteriormente convertida para uma corrente de linha. As correntes de fase devem ser convertidas para correntes de linha para serem usadas no processo iterativo. A matriz de transformação é obtida a partir da Lei de Kirchoff das correntes para a carga ligada em delta. É a mesma matriz da ligação delta de banco de capacitores.

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IL_{ab} \\ IL_{bc} \\ IL_{ca} \end{bmatrix} \quad (4.191)$$

Na fórmula da carga híbrida todos os valores de corrente são correntes de linha.

CAPÍTULO 5

UMA NOVA MODELAGEM DO GERADOR SÍNCRONO E O IMPACTO DOS SISTEMAS DE CONTROLE DE EXCITAÇÃO DOS GERADORES SÍNCRONOS NA OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

5.1 Introdução

Em anos recentes a modelagem dos principais componentes de um sistema de distribuição trifásico desequilibrado tem sido de alta relevância. Isto é importante porque muitas companhias estão agora utilizando programas computacionais de análise de sistemas de distribuição com modelagem trifásica, para tomar decisões nas fases de operação e de planejamento. Considerando este cenário, é importante que sejam desenvolvidos e testados modelos de componentes de um sistema de distribuição. Alimentadores teste de sistemas de distribuição foram desenvolvidos para dar a programadores de pacotes computacionais um conjunto de dados que podem ser usados para confirmar a precisão dos seus modelos. (KERSTING e CARR, 2006) Um gerador síncrono altera o fluxo de potência do sistema de distribuição, impactando nas perdas e no perfil de tensões do sistema. Uma série de trabalhos foram desenvolvidos para solução de fluxos de potência radiais (MOK et al, online), (LIN et al, 1999), (BALDWIN e LEWIS, 2004), (LAUGHTON, 1968), (JANG e PARK, online), (XU et al, 1998), (LUO e SEMLYEN, 1990). Em geral o desenvolvimento de fluxos de potência trifásicos com a inclusão da geração distribuída modela os geradores síncronos representando-os como barras PV ou PQ como mostrado nas referências seguintes: (LOSI e RUSSO, 2005), (KHUSHALANI et al, 2007), (MOGHADDAS-TAFRESHI e MASHHOUR, 2008). A referência (KHUSHALANI et al, 2007) descreve um fluxo de potência trifásico para sistemas desequilibrados, que permite a incorporação de geradores distribuídos modelados como barras PV ou PQ. Em (MOGHADDAS-TAFRESHI e MASHHOUR, 2008) o algoritmo proposto baseado no método da soma de potências, também permite a incorporação de geradores distribuídos como barras PV ou PQ. Entretanto, em (KHUSHALANI et al, 2007) e (MOGHADDAS-TAFRESHI e MASHHOUR, 2008)

não há um modelo de gerador síncrono que avalie o impacto de injeções desequilibradas nas barras do sistema, causadas pelo desequilíbrio natural do sistema de distribuição. Esta injeção de potências diferentes nas fases altera o perfil de tensões nas barras, o cálculo do fator de desequilíbrio de tensão e as perdas do sistema de distribuição.

A introdução da geração distribuída é parte de um número de mudanças que ocorreram nos sistemas de potência ao mesmo tempo. As principais mudanças que devem ser levadas em consideração são: a eletricidade gerada através de combustíveis fósseis tem sido substituída pela eletricidade gerada por fontes renováveis de energia. Geradores de grande porte conectados ao sistema de transmissão têm sido substituídos por geradores de pequeno porte conectados ao sistema de distribuição. O mercado de geração está aberto para a competição (BOLLEN e HASSAN, 2011). A introdução de uma quantidade de geração distribuída suficientemente grande terá impacto imediato na operação do sistema de potência. Atualmente muitos geradores distribuídos empregam máquinas síncronas (JENKINS et al, 2000). Apesar de tal tecnologia ser bem conhecida não há consenso entre diferentes utilizações práticas sobre qual é o melhor modo de controlar o sistema de excitação do gerador síncrono trifásico conectado ao sistema de distribuição (FREITAS et al, 2005). Tipicamente, existem dois modos diferentes de controlar o sistema de excitação de geradores síncronos trifásicos (GST). Um dos modos objetiva manter constante a tensão terminal (modo de controle de tensão); e o outro objetiva manter o fator de potência constante (modo controle de fator de potência) (JENKINS et al, 2000), (FREITAS et al, 2005). Esta decisão depende das regras de operação adotadas pela companhia. Tendo em vista estes fatos, é importante entender os impactos de diferentes modos de controle do sistema de excitação em fatores que podem potencialmente limitar o número de GST conectados a um sistema de distribuição típico (FREITAS et al, 2005). As referências (FREITAS et al, 2005) e (CALDERANO et al, 2009) investigam o impacto de diferentes modos de operação de um gerador síncrono conectado ao sistema de distribuição. Entretanto, estudos de tensão de regime permanente foram realizados usando modelagem monofásica. Um estudo usando modelagem monofásica não permite a inclusão dos efeitos das impedâncias mútuas e nem os efeitos de bancos de reguladores de tensão monofásicos instalados na subestação. Estes efeitos

alteram o perfil de tensões do sistema de distribuição, e também mudam o desequilíbrio de tensão e as perdas de potência. Este capítulo da tese objetiva mostrar um modelo de GST conectado a rede, e usar outro modelo de GST conectado a um retificador e inversor (MOGHADDAS-TAFRESHI et al, 2008) para quantificação dos impactos em regime permanente da tensão, desequilíbrio de tensão e perdas de potência para sistemas de distribuição de energia elétrica, usando um fluxo de potência trifásico.

Então, neste capítulo são apresentados dois modelos de gerador síncrono, sendo um deles inovador (o modelo do gerador síncrono diretamente conectado a rede). Estes modelos são incorporados no sistema IEEE 13 barras. Os modelos são utilizados para realizar estudos de fluxo de potência trifásico no sistema. As contribuições do capítulo são: O modelo desenvolvido do gerador síncrono diretamente conectado na rede elétrica permite: 1) Calcular as perdas elétricas totais no circuito do gerador síncrono, pois a resistência e a reatância da armadura podem ser especificadas. (Entretanto, devido aos dados disponíveis na literatura serem usualmente de reatância síncrona, apenas a reatância é considerada nos estudos deste capítulo). 2) Calcular a potência ativa e reativa de cada fase da máquina sob condições desequilibradas. 3) O modelo desenvolvido permite simular o gerador síncrono no modo de controle de tensão e no modo de controle de fator de potência. 4) O modelo utilizado de gerador síncrono conectado a rede elétrica através de conversor de potência permite a simulação de geradores síncronos eólio-elétricos interligados no sistema de distribuição e compará-lo com o modelo anterior.

O capítulo é organizado como segue. Primeiro, uma completa demonstração das equações do modelo do gerador síncrono diretamente conectado ao sistema de distribuição é apresentada. Em segundo lugar, uma explanação do controle de excitação do gerador síncrono é apresentada; em seguida o modelo do GST conectado via conversor de potência eletrônico com retificador e inversor acoplado na rede elétrica é explicado. Posteriormente, um estudo inédito do desequilíbrio de tensão é explanado, incluindo uma demonstração matemática. Por último, são detalhados resultados de cálculos do perfil de tensões, desequilíbrio de tensão e perdas usando os dois modelos.

5.2 O modelo da máquina síncrona diretamente conectada a rede elétrica em componentes de fase

Inicialmente é desenvolvido o modelo da máquina síncrona como gerador ligado em estrela aterrada através de uma bobina de Peterson (a finalidade dessa bobina é limitar o valor da corrente de curto-circuito).

5.2.1 Modelo do gerador síncrono em componentes de fase

Considere um gerador síncrono conectado em estrela com bobina de Peterson aterrada. A figura 5.1 mostra isto em componentes simétricas:

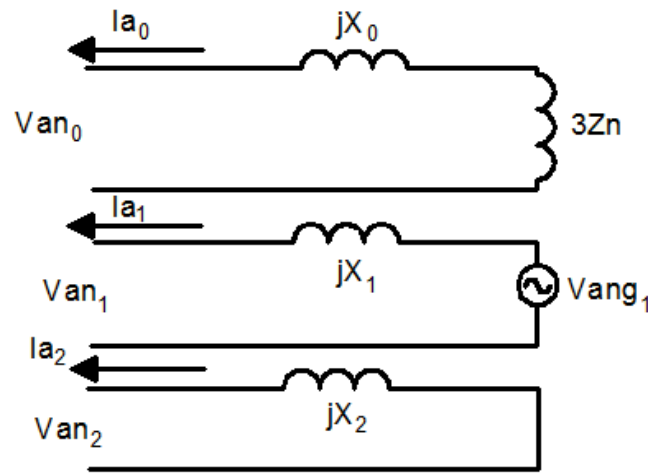


Fig. 5.1. Modelo do gerador síncrono com bobina de Peterson em componentes simétricas

Baseado nesta figura as seguintes equações são escritas:

Do circuito de seqüência zero:

$$Ia_0 = -\frac{Van_0}{jX_0 + 3Zn} = -YG_0 Van_0 \quad (5.1)$$

Do circuito de seqüência positiva:

$$Ia_1 = \frac{(Vang_1 - Van_1)}{jX_1} = -YG_1 (Van_1 - Vang_1) \quad (5.2)$$

Do circuito de seqüência negativa:

$$Ia_2 = \frac{(0 - Van_2)}{jX_2} = -YG_2 Van_2 \quad (5.3)$$

Na forma matricial as equações (5.1), (5.2) e (5.3) são:

$$\begin{bmatrix} Ia_0 \\ Ia_1 \\ Ia_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -YG_0 & 0 & 0 \\ 0 & -YG_1 & 0 \\ 0 & 0 & -YG_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Van_0 \\ Van_1 \\ Van_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ YG_1 Vang_1 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Na forma condensada:

$$[I_{012}] = [-YG_{012}][VLN_{012}] + [C] \quad (5.5)$$

Onde $[C]$ é:

$$[C] = \begin{bmatrix} 0 \\ YG_1 V_{ang_1} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

Reescrevendo (5.5):

$$[F]^{-1}[I_{abc}] = [-YG_{012}][F]^{-1}[VLN_{abc}] + [C] \quad (5.7)$$

Multiplicando por $[F]$ (matriz de transformação de Fortescue) a equação número (5.7):

$$[I_{abc}] = [F][-YG_{012}][F]^{-1}[VLN_{abc}] + [F][C] \quad (5.8)$$

Colocando $[-YG_{012}]$ na forma de componentes de fase:

$$[I_{abc}] = [YGLN_{abc}][VLN_{abc}] + [F][C] \quad (5.9)$$

Agora a Fig. 5.2 será utilizada para realizar os cálculos das correntes de linha do gerador síncrono:

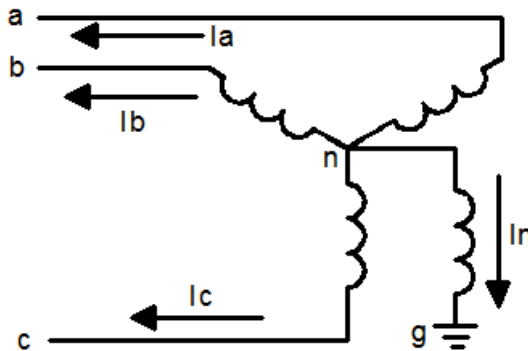


Fig. 5.2. Correntes do gerador síncrono com bobina de Peterson ou reatância de Peterson.

Da Figura 5.3 é possível escrever:

$$V_{an} - Z_n I_n = V_{ag} \quad (5.10)$$

$$V_{bn} - Z_n I_n = V_{bg} \quad (5.11)$$

$$V_{cn} - Z_n I_n = V_{cg} \quad (5.12)$$

Entretanto:

$$I_n = -(I_a + I_b + I_c) \quad (5.13)$$

Substituindo a equação (5.13) nas equações (5.10), (5.11) e (5.12), obtêm-se:

$$V_{an} + Z_n(I_a + I_b + I_c) = V_{ag} \quad (5.14)$$

$$V_{bn} + Z_n(I_a + I_b + I_c) = V_{bg} \quad (5.15)$$

$$V_{cn} + Z_n(I_a + I_b + I_c) = V_{cg} \quad (5.16)$$

Colocando as equações (5.14), (5.15) e (5.16) na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_n \\ Z_n & Z_n & Z_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix} \quad (5.17)$$

A equação (5.17) na forma condensada é:

$$[VLN_{abc}] = [Z_n][I_{abc}] + [VLG_{abc}] \quad (5.18)$$

Substituindo a equação (5.18) na equação (5.9), obtém-se:

$$[I_{abc}] = [YGLN_{abc}]\{[Z_n][I_{abc}] + [VLG_{abc}]\} + [F][C] \quad (5.19)$$

Isolando $[I_{abc}]$:

$$[U][I_{abc}] - [YGLN_{abc}][Z_n][I_{abc}] = [YGLN_{abc}][VLG_{abc}] + [F][C] \quad (5.20)$$

Onde $[U]$ é igual a:

$$[U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (5.21)$$

Colocando $[I_{abc}]$ em evidência:

$$\{[U] - [YGLN_{abc}][Z_n]\}[I_{abc}] = [YGLN_{abc}][VLG_{abc}] + [F][C] \quad (5.22)$$

Multiplicando ambos os membros da equação por $\{[U] - [YGLN_{abc}][Z_n]\}^{-1}$, obtém-se:

$$[I_{abc}] = \{[U] - [YGLN_{abc}][Z_n]\}^{-1} \{[YGLN_{abc}][VLG_{abc}] + [F][C]\} \quad (5.23)$$

A equação (5.23) será usada no fluxo de potência trifásico para calcular as correntes de linha do gerador síncrono.

Agora, uma equação baseada na potência trifásica que o gerador envia para a rede será usada em componentes simétricas para a determinação da tensão interna V_{ang1} do gerador síncrono.

$$-S_{GERADOR} = 3V_{an_0}I_{a_0}^* + 3V_{an_1}I_{a_1}^* + 3V_{an_2}I_{a_2}^* \quad (5.24)$$

Desenvolvendo a equação (5.24):

$$-S_{GERADOR} = 3V_{an_0} \left(\frac{0 - V_{an_0}^*}{(jX_0 + 3Z_n)^*} \right) + 3V_{an_1} \left(\frac{V_{ang_1}^* - V_{an_1}^*}{(jX_1)^*} \right) + 3V_{an_2} \left(\frac{0 - V_{an_2}^*}{(jX_2)^*} \right) \quad (5.25)$$

$$-S_{GERADOR} = -3|Van_0|^2 YG_0^* + 3Van_1 Vang_1^* YG_1^* - 3|Van_1|^2 YG_1^* - 3|Van_2|^2 YG_2^* \quad (5.26)$$

Isolando $Vang_1$ na equação (5.26):

$$Vang_1^* = \frac{-S_{GERADOR} + 3|Van_1|^2 YG_1^* + 3|Van_2|^2 YG_2^* + 3|Van_0|^2 YG_0^*}{3YG_1^* Van_1} \quad (5.27)$$

Aplicando o conjugado na equação (5.27):

$$Vang_1 = \frac{-S_{GERADOR}^* + 3|Van_1|^2 YG_1 + 3|Van_2|^2 YG_2 + 3|Van_0|^2 YG_0}{3YG_1 Van_1^*} \quad (5.28)$$

A equação (5.28) é usada para determinar a tensão interna $Vang_1$ do gerador síncrono.

As equações (5.23) e (5.28) são usadas no fluxo de carga trifásico apresentado no capítulo 4, que é baseado na técnica escada (ladder iterative technique), para realizar os cálculos do gerador síncrono conectado ao sistema elétrico.

As perdas de potência elétrica interna reativa podem ser calculadas por:

$$Q_{3\phi} = X_s |I_a|^2 + X_s |I_b|^2 + X_s |I_c|^2 \quad (5.29)$$

5.2.2 Sistemas de excitação

A estrutura geral de um sistema de excitação consiste da medição feita em circuitos de processamento de sinais, um regulador e uma excitatriz. Um determinado sinal de erro, obtido comparando o valor de referência com o valor medido é fornecido ao regulador. Então a tensão na bobina de excitação é ajustada baseada na saída do regulador. O regulador é normalmente equipado com limitadores de sobre-excitação ou sub-excitação, que limita a máxima potência reativa injetada ou consumida pelo gerador, (FREITAS et al, 2005). Se o sinal de erro for constituído da tensão terminal em relação a uma tensão de referência, o sistema de excitação do gerador síncrono trabalha no modo de regulação de tensão. Se o sinal de erro for o fator de potência trifásico medido nos terminais da máquina em relação a um fator de potência de referência, o sistema de excitação do gerador trabalha no modo regulador de fator de potência.

5.2.2.1 Regulador de tensão: Neste caso, o sinal medido é dado pela diferença entre a tensão fasorial terminal e o produto da corrente fasorial terminal pela reatância de compensação. A compensação de queda de reativo (compensação de reatância positiva) é adotada para compartilhar a corrente reativa entre geradores

conectados ao mesmo nó. A compensação de queda de linha (compensação de reatância negativa) é usada para regular a tensão em um terminal remoto comumente o nó de alta tensão do transformador.

5.2.2.2 Regulador de fator de potência: Neste caso, o sinal medido é o fator de potência (fp). A tensão da bobina de campo é ajustada para manter constante este fp. No caso de geradores síncronos, esta estratégia de controle é comumente adotada por produtores independentes para evitar encargos devido ao excesso de consumo de potência reativa (FREITAS et al, 2005). Em consequência um fp unitário ou fp capacitivo são adotados. Por outro lado, tal estratégia de controle pode também ser requerida por agências regulatórias para minimizar a elevação de tensão na presença de geradores distribuídos (FREITAS et al, 2005). Nesta situação, a operação com fp indutivo é requerida. Então o gerador pode operar com fator de potência unitário, capacitivo ou indutivo, dependendo das regras de regulação. O modelo desenvolvido neste capítulo permite a simulação do sistema de excitação do gerador síncrono com fp unitário, indutivo e capacitivo no fluxo de potência trifásico.

5.2.3 Processo iterativo para simular o GST com sistema de excitação operando como regulador de fp no fluxo de potência trifásico:

O procedimento para realizar os cálculos é descrito nas seguintes etapas: 1) Inicialize todas as correntes do sistema com zero. 2) Use o processo Forward Sweep do fluxo de potência trifásico (capítulo 4), para calcular as tensões nos terminais do gerador (KERSTING, 2012). 3) Calcule as tensões equivalentes fase-neutro nos terminais do gerador. 4) Calcule as tensões fase-neutro nos terminais do gerador no domínio das componentes simétricas. 5) Calcule a tensão de seqüência positiva do GST V_{ang_1} usando a equação (5.28). 6) Calcule as correntes de linha do gerador usando a equação (5.23). 7) Use as correntes do gerador do item 6 no processo Backward Sweep do fluxo de potência trifásico. 8) Cheque a convergência no nó de referência. Se a convergência não for alcançada vá para o passo 2 com os valores das correntes atualizadas no sistema.

5.2.4 Processo iterativo para simular o GST com sistema de excitação operando como regulador de tensão no fluxo de potência trifásico:

No modo regulação de tensão a modelagem é feita do seguinte modo: As constantes para um gerador são a potência trifásica real de saída e o módulo da tensão de seqüência positiva. O uso da representação de seqüência positiva para a regulação do módulo de tensão torna possível representar o mecanismo de regulação automática de tensão, onde a média do módulo de tensão de todas as três fases é o módulo da tensão que é regulado.

Foi usado um método de compensação com uma matriz de sensibilidade para eliminar os erros dos módulos de tensão em todos os nós dos geradores que operam no modo regulador de tensão. Inicialmente, as seguintes etapas são feitas: 1) Inicialize todas as potências reativas dos geradores no modo regulador de tensão para zero. 2) Calcule a matriz de sensibilidade de seqüência positiva $[X]$ com dimensão $n \times n$, correspondente aos nós não convergidos dos geradores que operam no modo regulador de tensão. Os elementos da diagonal são a soma das reatâncias de seqüência positiva de todas as seções das linhas entre o nó i e o nó fonte. Se dois geradores, i e j , tem caminhos completamente diferentes para o nó fonte, então os elementos fora da diagonal X_{ij} são zero. Se i e j compartilham uma parte do caminho em comum até o nó da subestação, então X_{ij} é igual ao módulo da soma da impedância de seqüência positiva de todas as seções de linha desse caminho em comum. Em seguida: 3) Use o processo Forward Sweep do fluxo de potência trifásico para calcular as tensões nos terminais do gerador. Calcule a tensão de seqüência positiva do GST V_{ang_1} usando a equação (5.28), onde $S_{gerador} = P_{especificada} + jQ_G$ calculada por: $Q_G = Q_{Gprevio} \pm 3x|\Delta Q|$ (5.30), onde ΔQ é o vetor $n \times 1$ de injeções de potências reativas correspondente aos nós de geradores síncronos que trabalham no modo de regulação de tensão. Desprezando a variação da tensão com a potência ativa, a quantidade de Q , que é requerida para a compensação, é calculada usando a equação (5.32). 5) Calcule as correntes de linha do GST usando a equação (5.23). 6) Use as correntes do GST do item 5 no processo de Backward Sweep do fluxo de potência trifásico. 7) Calcule os resíduos dos módulos das tensões de seqüência positiva para todos os nós com GST

operando no modo regulador de tensão. Para verificar que as tensões estão dentro de uma tolerância aceitável, a seguinte fórmula é usada:

$$\Delta V_1^i = \left| V_{1esp}^i \right| - \left| V_{1cal}^i \right| \quad i \in \{\text{nós com GST operando no modo regulador de tensão}\} \quad (5.31)$$

onde ΔV_1^i é o resíduo de tensão de seqüência positiva do nó i , V_{1esp}^i é a tensão especificada de seqüência positiva do nó i , e V_{1cal}^i é a tensão de seqüência positiva calculada do nó i . Se o resíduo de tensão do nó i está dentro da tolerância aceitável, a tensão do GST operando no modo regulador de tensão convergiu para o valor especificado. Por outro lado, se a convergência não for alcançada vá para 8. 8) Resolva a potência reativa no nó do GST operando no modo regulador de tensão usando a equação (5.30). A relação entre o incremento do modulo de tensão de seqüência positiva e o incremento da injeção de potência reativa é expressa como:

$$[X][\Delta Q] = [\Delta V_1] \quad (5.32)$$

onde: $[X]$ é uma matriz constante real, chamada de matriz de sensibilidade dos nós com GST que operam no modo regulador de tensão (MOGHADDAS-TAFRESHI e MASHHOUR, 2008). A dimensão de $[X]$ é igual ao número de nós com GST que operam no modo regulador de tensão. A solução desta equação implica a obtenção de uma aproximação linear das injeções de potência reativa necessárias para eliminar os resíduos de tensão nesta iteração. 9) Calcule a potência reativa gerada Q_G para todos os nós com GST trabalhando como reguladores de tensão. 10) A potência reativa gerada calculada de cada fase, então é comparada com os limites de geração de potência reativa. Se está dentro dos limites vá para 3, i.e., se $Q_G^{\min} / \text{fase} < Q_G / \text{fase} < Q_G^{\max} / \text{fase}$ vá para 3. Senão, se a geração de potência reativa requerida viola algum limite de potência reativa, ela será inicializada com aquele limite. Subseqüentemente, a linha e a coluna da matriz de sensibilidade, $[X]$, correspondente a este nó são removidas.

5.2.5 Algoritmo completo para simulação do GST operando como barra PQ ou como barra PV e com regulador de tensão no sistema

Na figura 5.3 é mostrado um fluxograma do processamento do GST como barra PQ (regulador de fator de potência) e como barra PV (regulador de tensão) no fluxo de potência trifásico. O algoritmo é apresentado na forma mais completa e

mostra de forma inédita como se processa os GST operando juntamente com o regulador de tensão do sistema de distribuição.

Note que o fluxograma do fluxo de carga trifásico apresentado no capítulo 4 (Fig. 4.1) é bastante modificado.

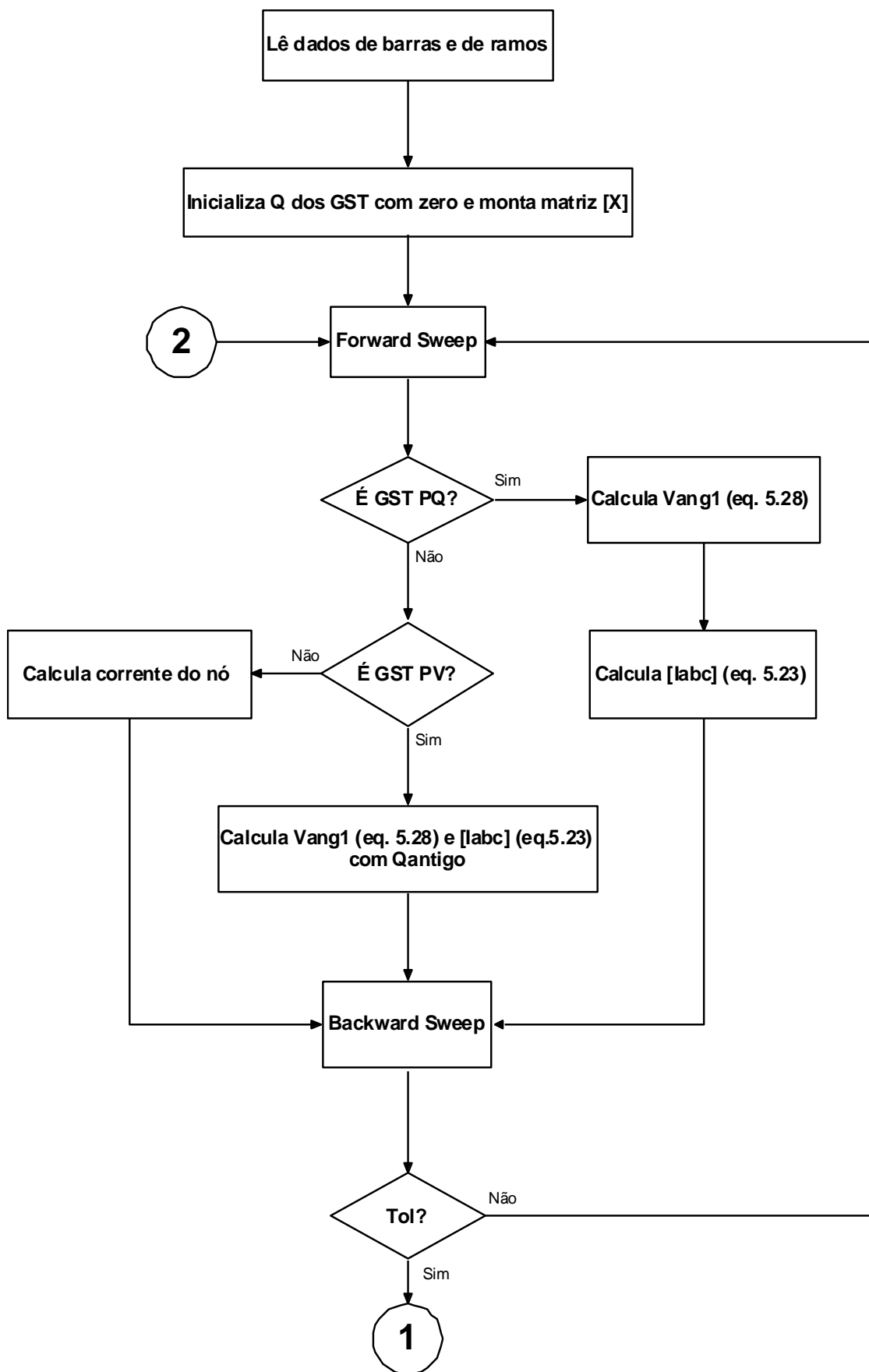


Figura 5.3 Fluxograma da simulação do GST - parte 1

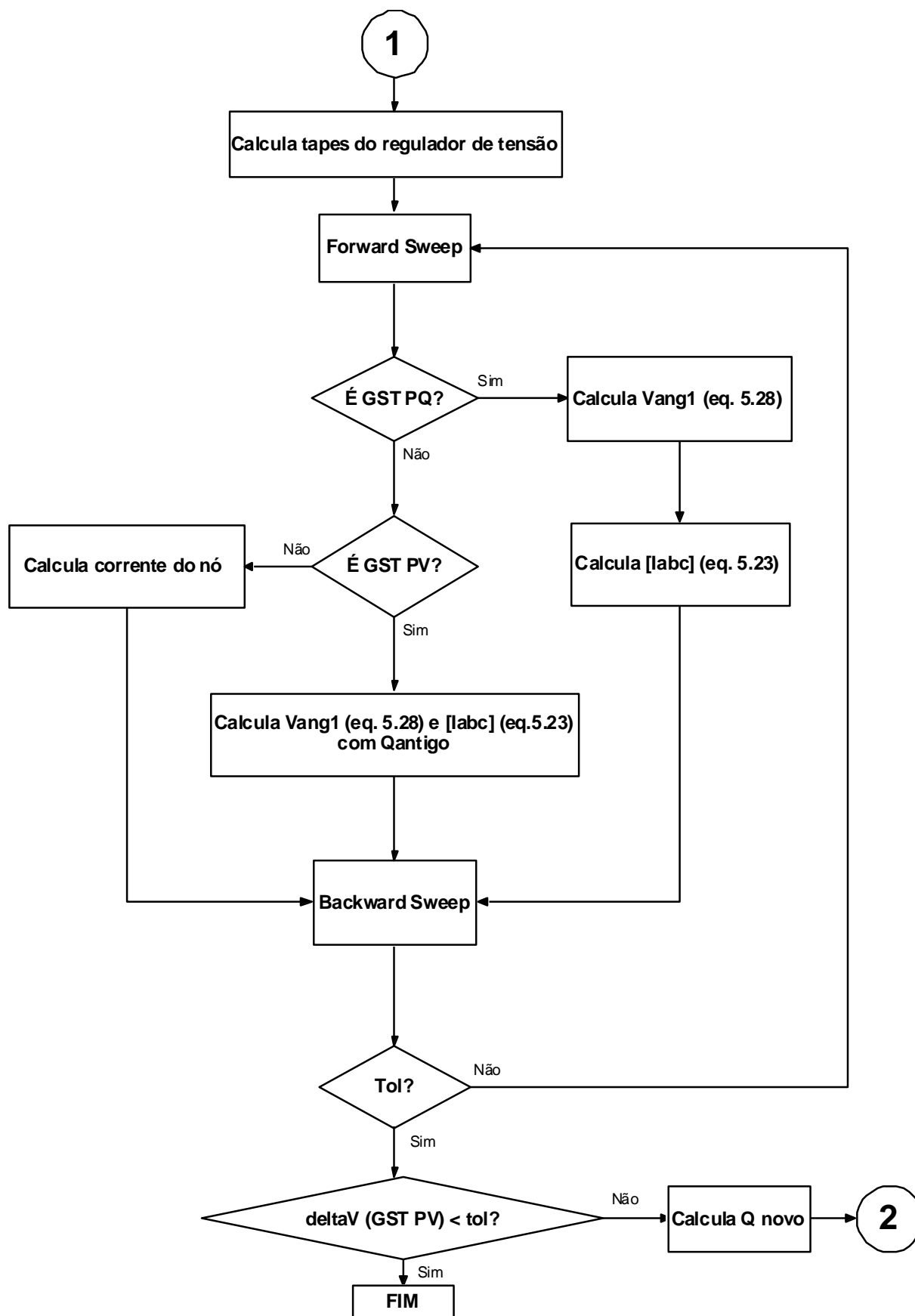


Figura 5.4 Fluxograma da simulação do GST - parte 2

5.3 GST conectado via conversor de potência eletrônico com retificador e inversor acoplado na rede elétrica

Os parques eólicos com GST são conectados a rede elétrica via um conversor CA/CC/CA (retificador/inversor). Isto é necessário porque a tensão elétrica gerada pela máquina síncrona pode assumir diferentes valores de frequência, desde que esta é proporcional a rotação do eixo da máquina que por sua vez depende da velocidade do vento. De acordo com a referência (TEODORESCU et al, 2011) o gerador síncrono conectado a rede elétrica entrega potência ativa constante em um período da rede elétrica. Então de acordo com a referência (MOGHADDAS-TAFRESHI et al, 2008), o modelo do GST conectado a rede elétrica com conversor de potência depende do método de controle que é usado no circuito de controle do conversor. Como regra geral, no caso do circuito de controle do conversor ser projetado para controlar P e V independentemente, o modelo do GST conectado via conversor é modelado como um nó PV e quando ele é projetado para controlar P e Q independentemente, o modelo do GST conectado via conversor é feito com um nó PQ. Então, nesta tese, o GST com retificador+inversor modelados como nós PQs são tratados como uma carga negativa. Os GST com retificador+inversor modelados como nós PVs são tratados como na referência (MOGHADDAS-TAFRESHI et al, 2008).

5.4 Resultados de simulações

Antes de colocar em operação um GST em um sistema de distribuição, o operador de redes de distribuição deve analisar os piores cenários para se certificar que as tensões da rede não serão adversamente afetadas pela presença dos geradores. Tipicamente, esses cenários são: Nenhum gerador e máxima demanda; máxima geração e máxima demanda e; máxima geração e mínima demanda (MASTERS, 2002). Neste trabalho, foi considerada a mínima demanda como 33% da máxima demanda. A maior variação permitida de regime permanente foi adotada como sendo $\pm 5\%$ (0,95/1,05 p.u.).

As simulações foram realizadas utilizando o sistema de 13 barras do IEEE conforme a figura 5.5. Este alimentador é caracterizado na referência (IEEE DSACOM, 2011). A carga total do sistema é 3466 kW. O GST usado em todas as simulações foi uma máquina de 500 kW, com fp de 0,90, diretamente conectada a

rede elétrica, e também, conectada através de conversor eletrônico com retificador/inversor. Esta unidade opera com fator de potência unitário e é também possível entrar com outro valor, por exemplo, fp 0,95 indutivo e fp 0,95 capacitivo. Todos os dados da máquina síncrona são mostrados na referência (LUBOSNY, 2010). Assuma que um produtor independente deseja instalar duas máquinas de 500 kW, com fp 0,90 no nó 680. Ele deve decidir se deve: instalar as duas máquinas síncronas diretamente conectadas a rede elétrica ou instalar as duas máquinas síncronas conectadas através de um conversor de potência baseado em um retificador e um inversor. Para esta situação, estudos de simulação foram feitos para verificar que tipo de fator de potência permite a instalação dessas máquinas sob o ponto de vista de perfil de tensões. O módulo da tensão na subestação foi especificado para todos os casos como 1,0 p.u.

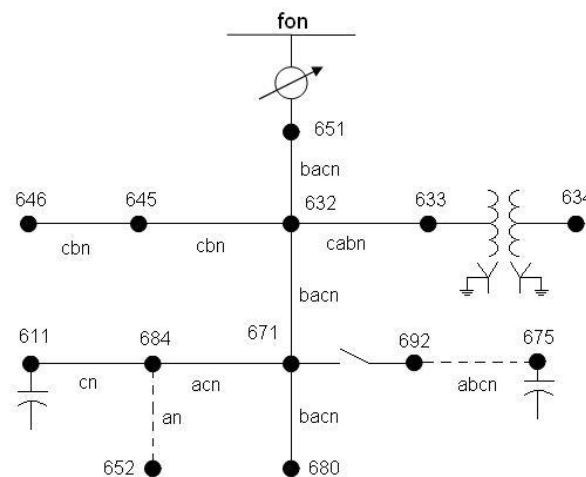


Fig.5.5. Alimentador IEEE 13 barras

Os resultados numéricos foram obtidos usando um fluxo de potência trifásico, baseado no método forward/backward sweep (KERSTING, 2012). Este programa foi validado com resultados numéricos do Radial Distribution Analysis Package (RDAP), sem GST (KERSTING, 2012). O alimentador teste foi simulado no caso base e com dois GST conectados no nó 680. O caso base é quando os dois GST não são conectados ao sistema de distribuição. As simulações foram divididas em quatro casos:

Caso 1: Os dois GST sem retificador+inversor são conectados na barra 680 e o regulador de tensão da subestação opera com o ajuste trifásico ($R_a=3V$, $R_b=3V$, $R_c=3V$, $X_a=9V$, $X_b=9V$ e $X_c=9V$). Os GST operam com o sistema de excitação no

modo regulador de tensão e como regulador de fp com fp 1, 0,95 indutivo, e 0,95 capacitivo.

Caso 2: Os dois GST com retificador+inversor são conectados na barra 680 e o regulador de tensão na subestação opera com o ajuste ($R_a=3V$, $R_b=3V$, $R_c=3V$, $X_a=9V$, $X_b=9V$ e $X_c=9V$). Os GST operam com o sistema de excitação operando no modo regulador de tensão e operando como regulador de fp, com fp 1, 0,95 indutivo, e 0,95 capacitivo.

Caso 3: O procedimento feito no caso 1 é repetido. Entretanto, o regulador de tensão na subestação opera como um banco de reguladores monofásicos com ajuste ($R_a=5V$, $R_b=1V$, $R_c=5V$, $X_a=11V$, $X_b=8V$ e $X_c=11V$).

Caso 4: O procedimento feito no caso 2 é repetido. Entretanto, o regulador de tensão na subestação opera como um banco de reguladores monofásicos com ajuste ($R_a=5V$, $R_b=1V$, $R_c=5V$, $X_a=11V$, $X_b=8V$ e $X_c=11V$).

5.4.1 Resultados do GST (análise dos fluxos de corrente e de potência): Os resultados do caso 3, isto é, com dois GST sem retificador + inversor conectados ao nó 680, são usados para mostrar as vantagens da modelagem proposta do GST, entre elas: a) Permite calcular a corrente de seqüência negativa no circuito de um GST, a qual pode ser usada em um estudo de proteção. b) Calcula todas as potências em cada fase do gerador sob condições desequilibradas, e c) O modelo desenvolvido permite simular o GST com sistema de excitação operando como regulador de tensão e como regulador de fator de potência sob condições de desequilíbrio de tensão. Os resultados são mostrados na tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Resultados do GST- nó 680 – caso 3

Modo de controle				
Dois GST sem retificador +inversor	Regulador de tensão		fp unitário	
	Máxima demanda	Mínima demanda	Máxima demanda	Mínima demanda
Correntes (A)				
Fase A	110,8388 \angle 159,02	119,4995 \angle 168,73	120,5443 \angle -176,85	129,9675 \angle -178,58
Fase B	152,7099 \angle 36,20	135,3839 \angle 45,09	156,4634 \angle 53,08	143,6566 \angle 59,76
Fase C	124,3338 \angle -80,99	120,5479 \angle -73,84	131,7935 \angle -60,82	132,7951 \angle -60,28
Razão $\frac{I_-}{I_+}$	0,0908	0,0545	0,0940	0,0385
Potência ativa (W)				
Fase A	-2,5645.10 ⁵	-2,8699.10 ⁵	-2,9074.10 ⁵	-3,1833.10 ⁵
Fase B	-3,4977.10 ⁵	-3,2295.10 ⁵	-3,8325.10 ⁵	-3,5341.10 ⁵
Fase C	-2,9378.10 ⁵	-2,9006.10 ⁵	-3,2601.10 ⁵	-3,2826.10 ⁵
Potência reativa (Var)				
Fase A	-8,5095.10 ⁴	-5,6855.10 ⁴	2,7428.10 ⁴	7,3042.10 ³
Fase B	-1,4156.10 ⁵	-8,7850.10 ⁴	-3,7372.10 ⁴	-4,9668.10 ³
Fase C	-9,6252.10 ⁴	-6,9528.10 ⁴	9,9445.10 ³	-2,3374.10 ³
Dois GST sem retificador+inversor	fp 0,95 capacitivo		fp 0,95 indutivo	
	Máxima demanda	Mínima demanda	Máxima demanda	Mínima demanda
Correntes (A)				
Fase A	115,9700 \angle 162,75	133,7822 \angle 163,33	124,5565 \angle -158,11	134,2717 \angle -158,79
Fase B	160,4728 \angle 37,21	147,0835 \angle 38,39	152,0936 \angle 70,74	142,4571 \angle 76,38
Fase C	130,1371 \angle -80,39	130,8566 \angle -78,73	135,1375 \angle -42,64	132,5114 \angle -41,76
Razão $\frac{I_-}{I_+}$	0,1057	0,0545	0,0795	0,0436
Potência ativa (W)				
Fase A	-2,7220.10 ⁵	-3,1045.10 ⁵	-2,7433.10 ⁵	-3,0488.10 ⁵
Fase B	-3,6934.10 ⁵	-3,3572.10 ⁵	-3,6275.10 ⁵	-3,3586.10 ⁵
Fase C	-3,0847.10 ⁵	-3,0383.10 ⁵	-3,1292.10 ⁵	-3,0926.10 ⁵
Potência reativa (Var)				
Fase A	-7,1448.10 ⁴	-8,8501.10 ⁴	1,2283.10 ⁵	1,1671.10 ⁵
Fase B	-1,4359.10 ⁵	-1,2861.10 ⁵	7,7604.10 ⁴	9,4342.10 ⁴
Fase C	-9,7207.10 ⁴	-9,5137.10 ⁴	1,1182.10 ⁵	1,0120.10 ⁵

A razão entre a corrente de seqüência negativa e a corrente de seqüência positiva mostra que o relé de seqüência negativa sinaliza na barra 680 com a máxima demanda e fator de potência 0,95 capacitivo. O fluxo de potência de saída dos geradores confirmam os valores da operação no modo de controle de fator de potência. Eles também confirmam que, no modo de controle de regulador de tensão, o fator de potência do GST variou de 0,9728 capacitivo para 0,9413 capacitivo para

as demandas mínima e máxima, respectivamente. O módulo da tensão de seqüência positiva foi especificado no nó 680, respectivamente, para a máxima e mínima demanda em 1,0264 p.u. e 1,0264 p.u. no modo de controle de tensão. Nesse modo, os módulos de tensões convergiram para 1,0260 p.u. e 1,0263 p.u., respectivamente.

5.4.2 Análise do perfil de tensões em regime permanente: Em todas as simulações algumas tensões nodais não irão violar os limites superior e inferior, durante a carga mínima. O perfil de tensões para os quatro casos na demanda máxima são mostrados na Fig. 5.6. Esta figura mostra a fase que tem o pior perfil de tensões, que é a fase B.

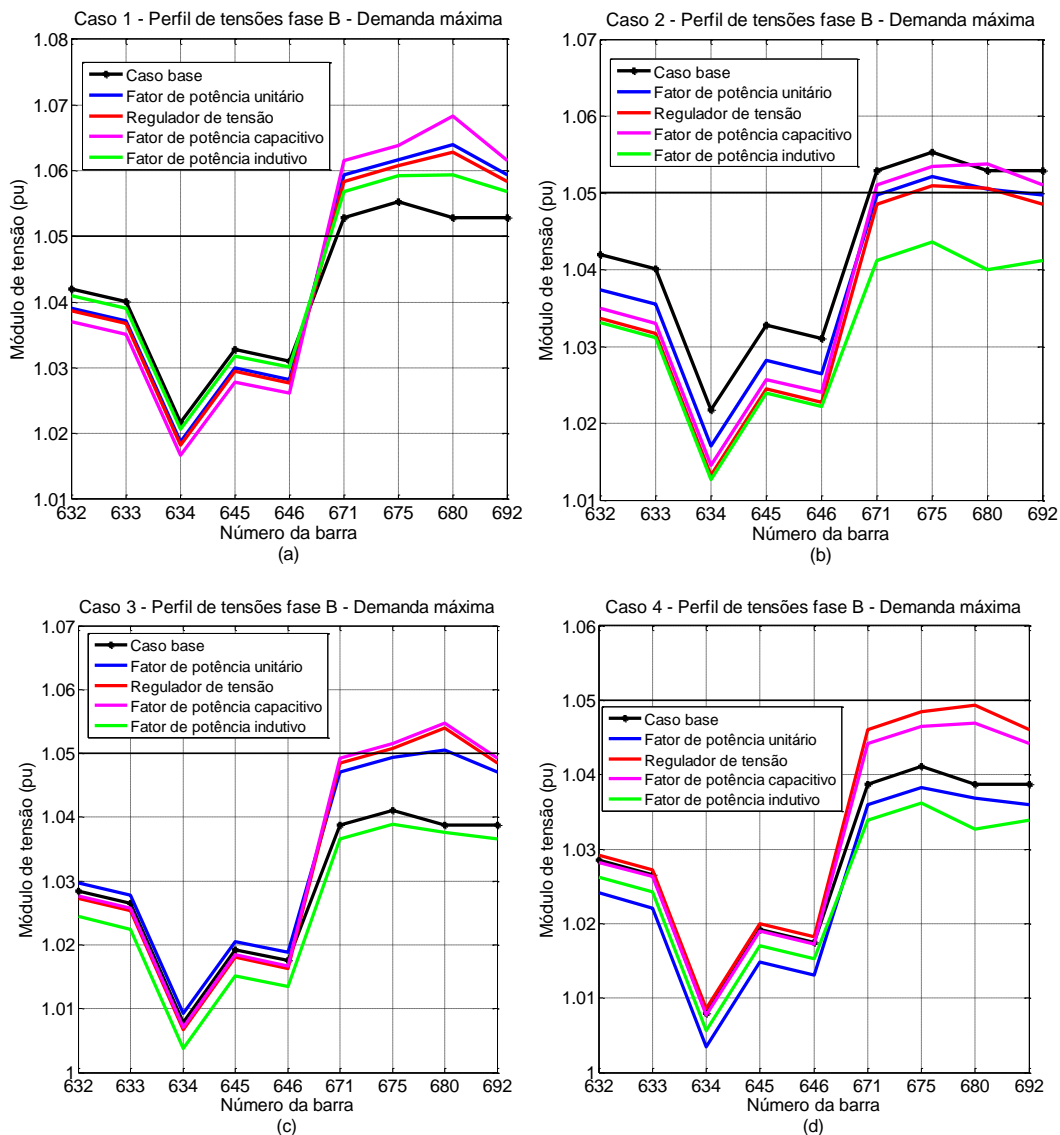


Fig. 5.6. Perfil de tensões da fase B considerando diferentes modos de controle do sistema de excitação

Os resultados são resumidos como segue: Caso 1 – em todos os modos de operação do sistema de excitação, os módulos das tensões nas barras 671, 675, 680 e 692 estão acima do valor permitido de 1.05 p.u. Caso 2 – Apenas o modo de operação com controle do fator de potência indutivo permite a conexão de duas máquinas. Caso 3 – Os modos de controle de fator de potência com fator de potência unitário e fator de potência indutivo permitem a conexão de duas máquinas no sistema de distribuição. Caso 4 – A conexão de duas máquinas é possível em todos os modos de operação do sistema de excitação.

A figura 5.7 mostra os gráficos do perfil de tensões da fase A nos quatro casos.

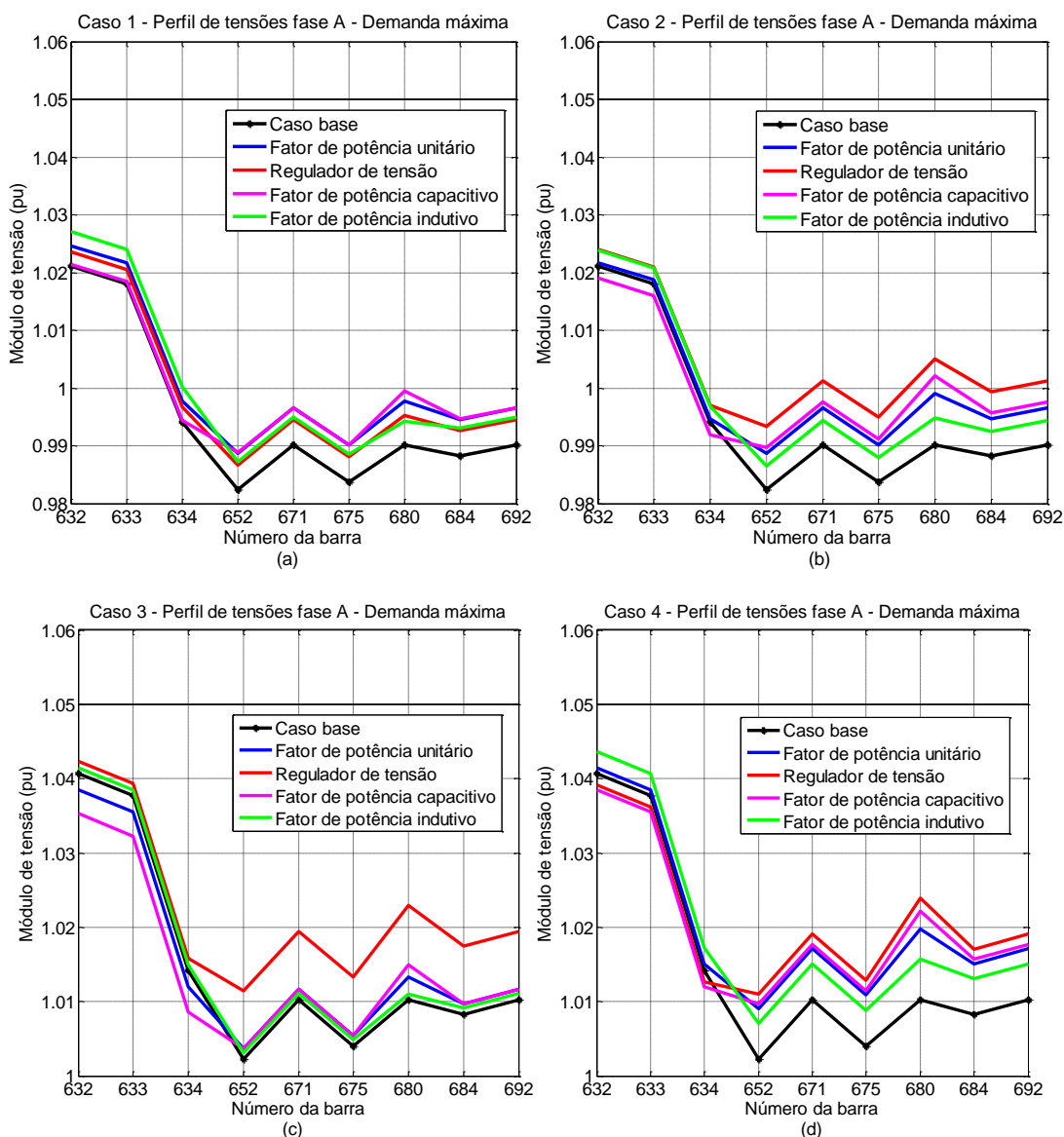


Fig. 5.7. Perfil de tensões da fase A considerando diferentes modos de controle do sistema de excitação

Para os casos 1, 2, 3 e 4, em todos os modos de operação do sistema de excitação, os módulos das tensões nas barras 632, 633, 634, 652, 671, 675, 680, 684 e 692 estão dentro do valor permitido de 0,95 p.u. a 1,05 p.u.

A figura 5.8 mostra os gráficos do perfil de tensões da fase C nos quatro casos.

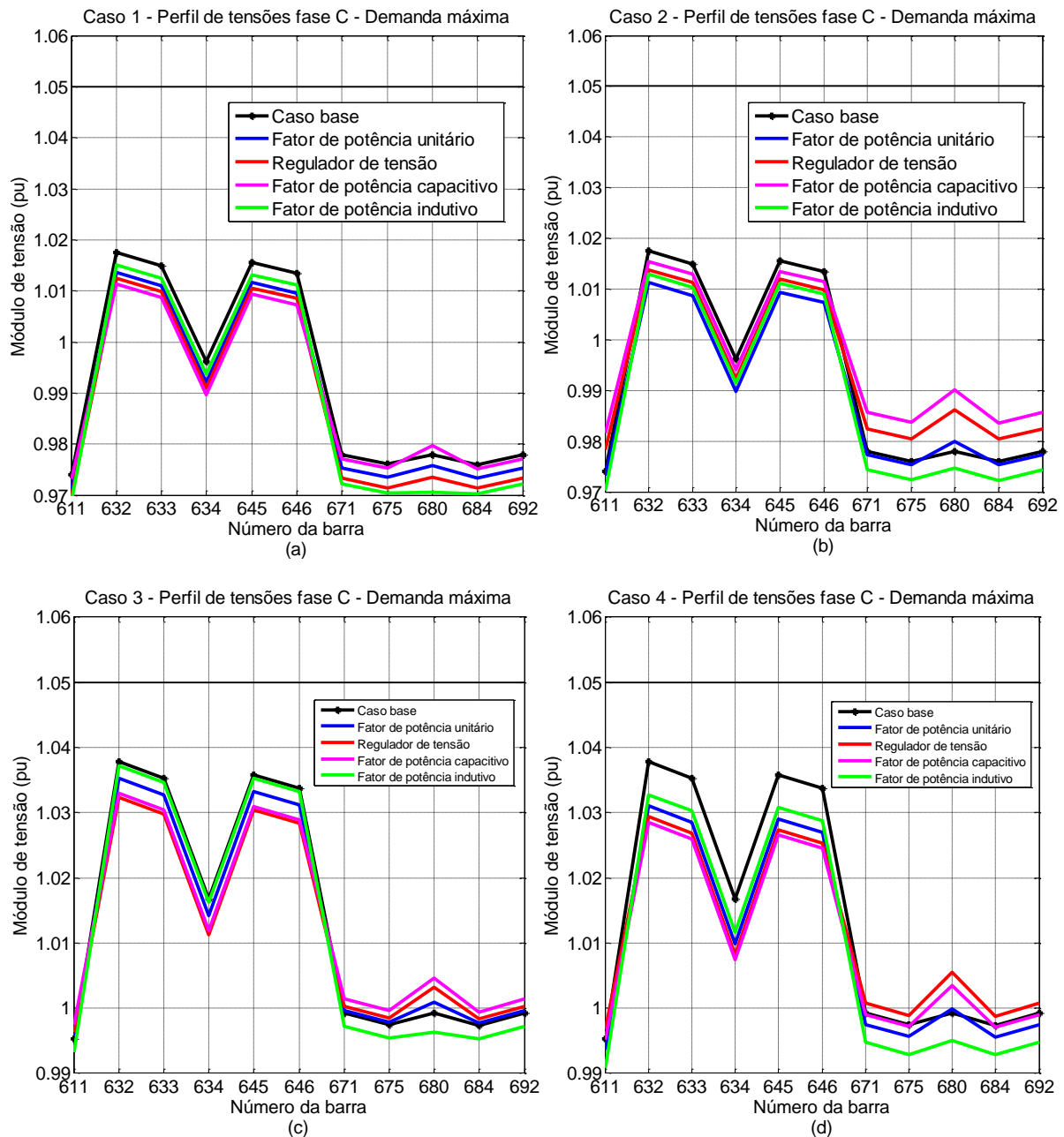


Fig. 5.8. Perfil de tensões da fase C considerando diferentes modos de controle do sistema de excitação

Os resultados seguem a mesma lógica da fase A: Casos 1, 2, 3 e 4 – em todos os modos de operação do sistema de excitação, os módulos das tensões nas barras 611, 632, 633, 634, 645, 646, 671, 675, 680, 684 e 692 estão dentro do valor permitido de 0,95 p.u. a 1,05 p.u.

Outra questão sobre a variação das tensões em regime permanente é determinar o impacto no perfil de tensões quando os GST são subitamente retirados. É desejável que essa variação seja a menor possível. Para examinar essa questão em termos quantitativos o seguinte índice global pode ser usado (FREITAS et al, 2005):

$$V_{TRIP} = \left(\frac{1}{nbarras} \frac{\sum_{p=1}^3 \sum_{i=1}^{nbarras} |(V_i^p)^g - (V_i^p)^n|}{\sum_{p=1}^3 \sum_{i=1}^{nbarras} (V_i^p)^n} \right) \times 100 \quad (5.33)$$

Onde: nbarras é o número total de barras,

$(V_i^p)^g$ é o modulo da tensão nodal na presença de geradores distribuídos,

e $(V_i^p)^n$ é o modulo da tensão nodal sem a presença de geradores distribuídos.

Os resultados obtidos considerando que os dois geradores são retirados durante as demandas máxima e mínima, são apresentados na tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Índice de tensão V_{TRIP} (%)

Modo de controle	Demanda mínima	Demanda máxima
Caso 1		
Regulação de tensão	0,0138	0,0312
fp unitário	0,0169	0,0310
fp 0,95 capacitivo	0,0825	0,0348
fp 0,95 indutivo	0,0262	0,0281
Caso 2		
Regulação de tensão	0,0177	0,0441
fp unitário	0,0244	0,0272
fp 0,95 capacitivo	0,0307	0,0378
fp 0,95 indutivo	0,0295	0,0407
Caso 3		
Regulação de tensão	0,0216	0,0355
fp unitário	0,0177	0,0180
fp 0,95 capacitivo	0,0830	0,0283
fp 0,95 indutivo	0,0141	0,0121
Caso 4		
Regulação de tensão	0,0228	0,0364
fp unitário	0,0220	0,0289
fp 0,95 capacitivo	0,0268	0,0315
fp 0,95 indutivo	0,0179	0,0290

Pode ser observado que o modo de controle de fator de potência (casos 1 e 3 indutivo e casos 2 e 4 unitário) resultam na menor variação de tensão para a máxima demanda. Nos casos 3 e 4 o fator de potência indutivo resulta na menor variação de tensão para a mínima demanda. Enquanto que o modo de controle como regulador de tensão resulta na menor variação para a demanda mínima nos casos 1 e 2. É desejável que a regulação de tensão, i. e. as diferenças no perfil de tensões entre as demandas máxima e mínima, sejam tão pequenas quanto possível. O seguinte índice global pode ser utilizado para quantificar essa questão (FREITAS et al, 2005):

$$V_{REGP} = \left(\frac{1}{nbarras} \sum_{p=1}^3 \sum_{i=1}^{nbarras} \left| (V_i^p)^{\max} - (V_i^p)^{\min} \right| \right) \times 100 \quad (5.34)$$

Onde $(V_i^p)^{\max}$ é o módulo da tensão nodal para a demanda máxima e $(V_i^p)^{\min}$ é o módulo da tensão nodal para a demanda mínima. Os resultados são mostrados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Índice de tensão V_{REG}

Modo de controle	V_{REG} (%)
Caso Base (ajuste trifásico)	4,7227
Caso 1	
Regulador de tensão	5,2174
fp unitário	5,2187
fp 0,95 capacitivo	4,3461
fp 0,95 indutivo	4,7011
Caso 2	
Regulador de tensão	3,9866
fp unitário	5,0917
fp 0,95 capacitivo	4,0517
fp 0,95 indutivo	4,1053
Caso base (ajuste monofásico)	2,6926
Caso 3	
Regulador de tensão	2,5901
fp unitário	3,2814
fp 0,95 capacitivo	2,9720
fp 0,95 indutivo	2,6364
Caso 4	
Regulador de tensão	2,6011
fp unitário	2,5786
fp 0,95 capacitivo	2,5829
fp 0,95 indutivo	2,5840

Pode ser verificado que o modo de controle de fator de potência implica em uma melhor regulação de tensão para os casos 1 (capacitivo) e 4 (unitário). Por outro lado, o modo como regulador de tensão apresenta melhor regulação de tensão nos casos 2 e 3.

5.4.3 Desequilíbrio de tensão.

O tópico 5.4.3.1 introduz o conceito de elevação de tensão em estado permanente que é a base para a explanação do tópico 5.4.3.2. Uma análise detalhada do desequilíbrio de tensão é apresentada no tópico 5.4.3.2.

5.4.3.1 Elevação de tensão em estado permanente

A introdução de *GST* muda a dinâmica do sistema de distribuição, pois os fluxos de potência podem mudar significativamente em ambas as direções. Em outras palavras, o sistema de potência torna-se um sistema ativo com os fluxos de potências e tensões determinadas pela combinação das gerações convencionais e das gerações distribuídas, como também das cargas. No subitem anterior mostrou-se que, com a conexão de um significativo nível de *GST* em uma barra do sistema de potência, podem ocorrer significativas elevações de tensões nesta barra. Este efeito é bem conhecido e denomina-se como elevação de tensão em estado permanente (*ETEP*)

Há várias técnicas que podem ser empregadas para aliviar essa situação. Por exemplo: reduzir a tensão primária da subestação, permitir o consumo de reativos no gerador, instalar autotransformadores e reguladores de tensão, aumentar o tamanho do condutor (reduzir a resistência) e reduzir a potência no gerador nos períodos em que a demanda diminui.

Embora *ETEP* seja conhecido como um fator de restrição para a conexão de *GST*, ele pode ter um efeito benéfico para o sistema de distribuição. Note que *ETEP* não é um método para resolver o problema do desequilíbrio de tensão no sistema de distribuição. No entanto, ele pode ajudar a reduzir o desequilíbrio de tensão, sob certas condições. Assim, quando *ETEP* ocorre e as tensões de linha alcançam determinados valores, tais que, uma condição matemática é encontrada, o desequilíbrio de tensão é reduzido, como será mostrado no tópico 5.4.3.2.

O desequilíbrio de tensão em um sistema elétrico trifásico é a condição na qual as três tensões diferem em módulo e/ou não têm uma defasagem entre si de

120°. Existem vários métodos para cálculo do fator de desequilíbrio de tensão (*FDT*). A definição da norma *IEC* é dada pela equação (5.59) (Power Quality Center, 2011).

$$FDT = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \times 100 \quad (\%) \quad (5.35)$$

$$\text{Com o fator: } \beta = \frac{|V_{ab}|^4 + |V_{bc}|^4 + |V_{ca}|^4}{(|V_{ab}|^2 + |V_{bc}|^2 + |V_{ca}|^2)^2} \quad (5.36)$$

onde, $|V_{ab}|, |V_{bc}|, |V_{ca}|$ são os módulos das tensão de linha.

De acordo com a referência (IEEE Standard, 1995), o valor máximo permitido para o *FDT* é de 2% em baixa e média tensão.

5.4.3.2 Análise matemática do *FDT*

A seguinte análise matemática é feita usando o método de demonstração conhecido como método da contradição: se *ETEP* ocorre em uma barra do sistema de distribuição então o *FDT* diminui. A idéia da prova por contradição é assumir que uma proposição *X* é verdadeira e que outra proposição *Y* é falsa (escrita como NÃO *Y*), e mostrar porque isto não pode acontecer. Em outras palavras, O método da contradição usa duas proposições: uma proposição verdadeira *X* e uma proposição falsa NÃO *Y* como segue (SOLOW, 1982):

$$\left. \begin{array}{l} \text{método da contradição} \\ \text{NÃO } Y \end{array} \right\} \begin{array}{l} X \\ \text{Para a frente} \end{array} \Rightarrow \dots (\text{contradição})$$

Portanto, no método da contradição assume-se que *X* é verdadeira e que NÃO *Y* é verdadeira, de alguma maneira, usa-se esta informação para encontrar uma contradição.

Prova. Considere a equação (5.59). Esta equação tem raízes reais, se a condição seguinte é verdadeira:

$$3 - 6\beta \geq 0 \Rightarrow \beta \leq \frac{1}{2} \quad (5.37)$$

$$\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}} \geq 0 \Rightarrow \beta \geq \frac{1}{3} \quad (5.38)$$

Então, $\frac{1}{3} \leq \beta \leq \frac{1}{2}$. Para $\beta = \frac{1}{3} \Rightarrow FDT = 0$, isto é, o sistema de distribuição é balanceado. Se β diminui de 0.5 para 0,333333, então o *FDT* diminui, como mostrado na Fig. 5.9.

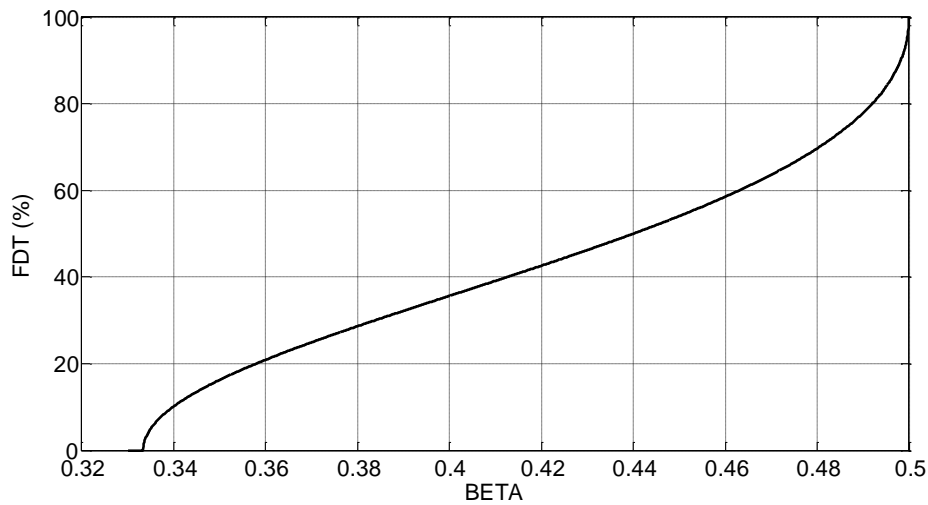


Fig. 5.9. Valores de *FDT* versus valores de *beta*

Quando um *GST* é conectado em um sistema de distribuição, o *ETEP* aparece. No entanto, ele pode aparecer nas três fases ou somente em duas fases ou somente em uma fase. As razões para este fato são a maneira como as impedâncias mútuas atuam entre as fases e a operação do regulador de tensão na subestação. Isto implica que o módulo de uma tensão de linha ou o módulo de duas tensões de linha podem não apresentar *ETEP*.

As equações são escritas como segue:

$$A = (|V_{ab}|^4 + |V_{bc}|^4 + |V_{ca}|^4)_d \quad (5.39)$$

$$B = (|V_{ab}|^2 + |V_{bc}|^2 + |V_{ca}|^2)_d^2 \quad (5.40)$$

$$C = (|V_{ab}|^4 + |V_{bc}|^4 + |V_{ca}|^4)_a \quad (5.41)$$

$$D = (|V_{ab}|^2 + |V_{bc}|^2 + |V_{ca}|^2)_a^2 \quad (5.42)$$

Portanto, $A > 0, B > 0, C > 0$ e $D > 0$.

O subscrito "a" é o caso sem a conexão de *GST* e o subscrito "d" é o caso com o *GST* conectado.

A proposição seguinte será demonstrada: Se *ETEP* ocorre tal que $\frac{B-D}{D} > \frac{A-C}{C}$, então β diminui, e portanto, *FDT* diminui. Considere $\beta_d = \frac{A}{B}$, e

$\beta_a = \frac{C}{D}$ então $\beta_d < \beta_a$ é a proposição X. A proposição falsa NÃO Y é $\beta_d > \beta_a$. Onde

β_d é a relação de tensão com *GST* conectado e β_a é a relação de tensão sem *GST* conectado.

Assuma que NÃO Y é verdadeira, isto é, $\beta_d > \beta_a \Rightarrow \frac{A}{B} > \frac{C}{D} \Rightarrow \frac{A}{B} - \frac{C}{D} > 0 \Rightarrow \frac{AD - BC}{BD} > 0$. No entanto, como $B > 0, D > 0 \Rightarrow BD > 0$, então, $AD - BC > 0 \Rightarrow AD > BC$. Todavia, $\frac{B - D}{D} > \frac{A - C}{C} \Rightarrow \frac{B}{D} - \frac{A}{C} > 0 \Rightarrow \frac{BC - AD}{DC} > 0$ e como $C > 0, D > 0 \Rightarrow DC > 0$ então, $BC > AD$. Isto é uma contradição e, portanto, $\beta_d < \beta_a$. Esta condição só depende dos módulos das tensões de linha. Assim, na prática esta condição pode ser usada quando resultados de módulos de tensões são medidos em barras do sistema de distribuição.

Pode-se agora ter uma conclusão geral: o *FDT* pode ser reduzido com a conexão de *GST* no sistema de distribuição, visto que na prática a conexão de *GST* no sistema de distribuição eleva o módulo da tensão de linha em pelo menos uma fase. Então, se os módulos de tensão implicam em uma dada condição matemática, o *FDT* é reduzido. Em cálculos usando componentes simétricas, há uma diminuição no valor da tensão de seqüência negativa.

Os casos 2 e 4 com fatores de potência unitário e indutivo, onde os geradores são conectados à barra com a presença de inversores, foram escolhidos para mostrar numericamente a demonstração feita anteriormente.

A tabela 5.4 mostra os módulos das tensões de linha para os casos citados.

Tabela 5.4 - Módulos das tensões de linha – Nó 680

Módulo das tensões de linha (kVolts) – Nó 680								
Caso 2						Caso 4		
Caso Base						Caso base		
		Fases AB	Fases BC	Fases CA		Fases AB	Fases BC	Fases CA
		4,1852	4,2592	4,1204		4,2029	4,2717	4,2043
Com conexão de GST						Com conexão de GST		
Con	NT	fp	Fases AB	Fases BC,	Fases CA	Fases AB	Fases BC,	Fases CA
a	1	1	4,1935	4,2521	4,1394	4,2091	4,2787	4,2097
b		0,95Ind	4,1810	4,2309	4,1212	4,1979	4,2439	4,2049
c	2	1	4,1993	4,2575	4,1440	4,2152	4,2705	4,2270
d		0,95Ind	4,1724	4,2212	4,1240	4,2020	4,2487	4,2077

NT – número de geradores fp – fator de potência

Pode ser observado que no caso 2, para as conexões a, b e d, ocorre elevação de tensão na tensão de linha CA e para a conexão c ocorre elevação de tensão nas tensões de linha AB e CA. Já no caso 4, para a conexão a ocorre elevação de tensão nas tensões de linha AB, BC e CA. Enquanto nas conexões b e d ocorre elevação de tensão na tensão de linha CA. Por fim, na conexão c ocorre elevação de tensão nas tensões de linha AB e CA. Em todos os casos, as elevações de tensões são em relação ao respectivo caso base.

Agora as tensões de linha são usadas para calcular as constantes A , B , C e D . As tabelas 5.5 e 5.6 mostram os resultados para os casos 2 e 4.

Tabela 5.5 - Constantes A, B, C e D – Caso 2.

Constantes A, B, C, D e produtos BC e AD						
Caso 2						
	C	D	A	B	BC	AD
Caso Base	924,147504	2770,408878				
Fp 1						
1 ger			929,724869	2787,833478	2576369,35	2575718,03
2 gers			934,436831	2801,947655	2589412,91	2588772,09
Fp=0,95 Ind						
1 ger			914,464623	2742,133464	2534135,79	2533440,91
2 gers			909,813962	2728,456612	2521496,37	2520556,68

Tabela 5.6 - Constantes A, B, C e D – Caso 4

Constantes A, B, C, D e produtos BC e AD						
Caso 4						
	C	D	A	B	BC	AD
Caso Base	957,449723	2871,681918				
Fp 1						
1 ger			963,071953	2888,524513	2765616,99	2765636,31
2 gers			967,543282	2902,263202	2778771,09	2778476,55
Fp 0,95 Ind						
1 ger			947,590914	2842,509404	2721559,84	2721179,69
2 ger			951,087368	2852,983886	2731588,631	2731220,39

Pode-se observar que os resultados das tabelas anteriores comprovam a demonstração apresentada anteriormente. Ou seja, no caso 2, em todas as situações $BC > AD$ e o FDT diminui, conforme tabela 5.7. No caso 4, para fator de potência unitário com um gerador conectado $AD > BC$ e o FDT aumenta em relação ao respectivo caso base. Nas demais situações têm-se $BC > AD$.

A tabela 5.7 apresenta os resultados do FDT e a tabela 5.8 apresenta as tensões de seqüência negativa e o fator β , para os casos 2 e 4.

Tabela 5.7 - Fator de desequilíbrio de tensão

Fator de desequilíbrio de tensão (FDT) %					
Caso 2			Caso 4		
Caso base			Caso base		
Nó	680	1,9189		1,0779	
Com conexão de GST			Com conexão de GST		
Nó	número de geradores	Unitário fp (1)	Indutivo fp (0,95)	Unitário fp (1)	Indutivo fp (0,95)
680	1	1,5513	1,5163	1,0941	0,6806
	2	1,5599	1,3439	0,7948	0,6983

fp - fator de potência

Tabela 5.8 - Tensão de seqüência negativa das tensões de linha e fator β

Caso 2			Caso 4		
Nó	número de geradores	V_2 (pu)	Fator β	V_2 (pu)	Fator β
680	0	0,019283	0,333578	0,010951	0,333411
fp=1	1	0,015642	0,333494	0,011131	0,333413
	2	0,015749	0,333495	0,008097	0,333375
fp=0,95 Ind	1	0,015227	0,333487	0,006897	0,333364
	2	0,013479	0,333454	0,007083	0,333366

Pode-se observar que todos os resultados estão de acordo com demonstração apresentada.

O desequilíbrio de tensão pode ser reduzido para valores abaixo de 2 %, quando uma geração distribuída é conectada ao sistema de distribuição. Para ilustrar este caso, considere o caso 4 (2 geradores com inversor), onde se fez a simulação de um gerador eólico-elétrico do tipo ENERCON E-40 (curva de potência mostrada na tabela 5.9) (ENERCON E-40,2011) conectado ao nó 680 do sistema de distribuição. O

gerador funciona com fator de potência unitário. O módulo de tensão na barra de referência foi alterado para 1.04 pu e o regulador de tensão foi retirado da subestação. A Fig. 5.10 mostra o *FDT* para todas as velocidades de vento da curva de potência do aerogerador.

Tabela 5.9 - ENERCON curva de potência do E-40

Valores de velocidade de vento (m/s)	Potência (kW)	Valores de velocidade de vento (m/s)	Potência (kW)
1,00	0,00	10,49	362,93
2,00	0,00	10,97	396,64
2,44	1,14	11,50	435,27
3,01	4,37	12,00	465,15
3,50	10,64	12,51	483,63
3,98	18,87	13,01	495,95
4,53	29,77	14,00	500,00
5,00	40,39	15,00	500,00
5,50	52,85	16,00	500,00
6,00	69,36	17,00	500,00
6,49	88,02	18,00	500,00
7,00	112,19	19,00	500,00
7,48	134,67	20,00	500,00
8,01	165,38	21,00	500,00
8,50	197,08	22,00	500,00
9,00	236,89	23,00	500,00
9,49	279,46	24,00	500,00
10,02	328,00	25,00	500,00

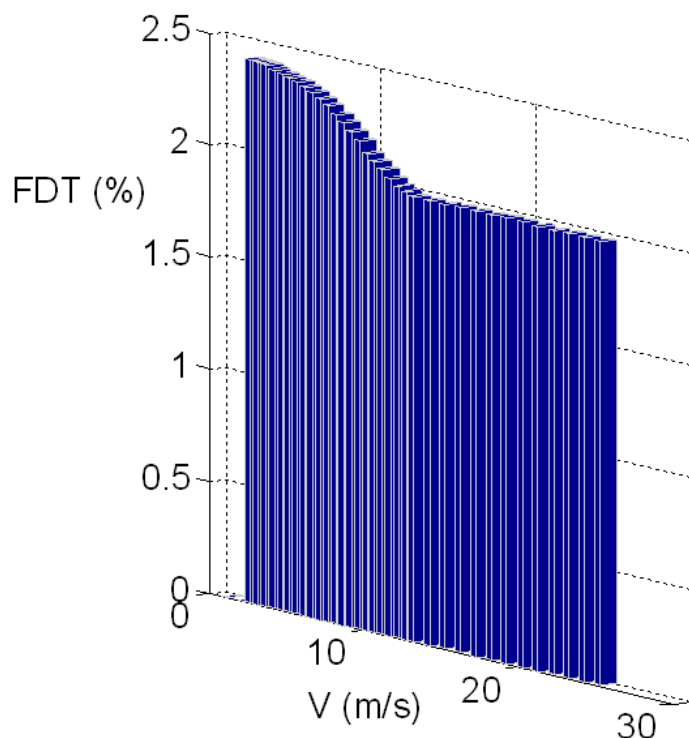


Fig. 5.10 FDT versus valores de velocidade de vento

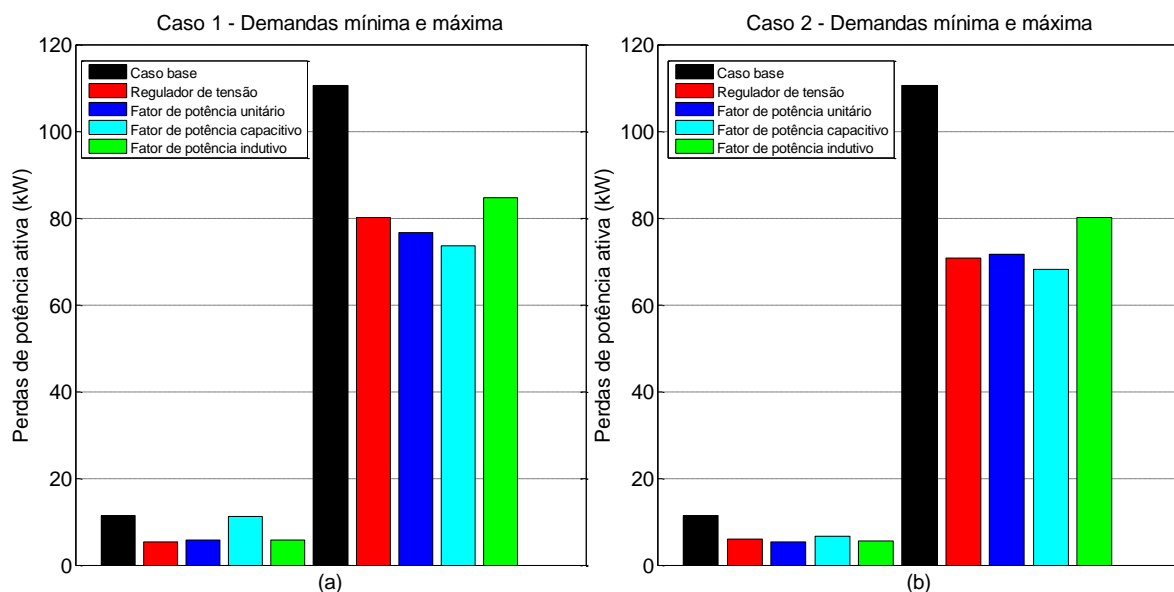
Demonstrado como o *FDT* pode ser reduzido, mostra-se agora, na tabela 5.10, o grau de desequilíbrio de tensão para as demandas máxima e mínima nos casos 1, 2, 3 e 4.

Tabela 5.10 Fator de desequilíbrio de tensões (*FDT*)

<i>FDT</i> Nó 680 (%)	Demanda mínima	Demanda máxima
Caso base (ajuste trifásico)	0,7358	1,9153
Caso 1		
Regulação de tensão	0,7332	1,6661
fp unitário	0,7423	1,6289
fp 0,95 capacitivo	0,5984	1,7438
fp 0,95 indutivo	0,4315	1,5656
Caso 2		
Regulação de tensão	0,4333	1,4464
fp unitário	0,5746	1,5599
fp 0,95 capacitivo	0,7353	1,6446
fp 0,95 indutivo	0,3195	1,3440
Caso base (ajuste monofásico)	0,5272	0,8931
Caso 3		
Regulação de tensão	0,6751	1,1619
fp unitário	0,5178	1,2710
fp 0,95 capacitivo	0,7503	1,4191
fp 0,95 indutivo	0,5932	1,0888
Caso 4		
Regulação de tensão	0,5033	1,0280
fp unitário	0,5746	0,7948
fp 0,95 capacitivo	0,7353	0,9954
fp 0,95 indutivo	0,4604	0,6983

Pode ser visto que um GST diretamente conectado ao sistema de distribuição para a demanda máxima, aumenta o grau de desequilíbrio de tensão na barra 680. Também pode ser visto que no modo controle de fator de potência, o grau de desequilíbrio de tensão na demanda mínima, nos casos 1, 2 e 4 (indutivo) e caso 3 (unitário), apresentam os valores mais baixos do grau de desequilíbrio de tensão. Entretanto, na demanda máxima, o grau de desequilíbrio de tensão, no modo regulador de fator de potência indutivo, apresenta valores mais baixos em todos os casos.

5.4.4 Perdas de potência: Apesar das perdas de potência ativa não serem um fator técnico que pode limitar a quantidade de GST, a mesma é um importante fator econômico (FREITAS et al, 2005). A figura 5.9 mostra as perdas de potência nos casos 1, 2, 3 e 4.



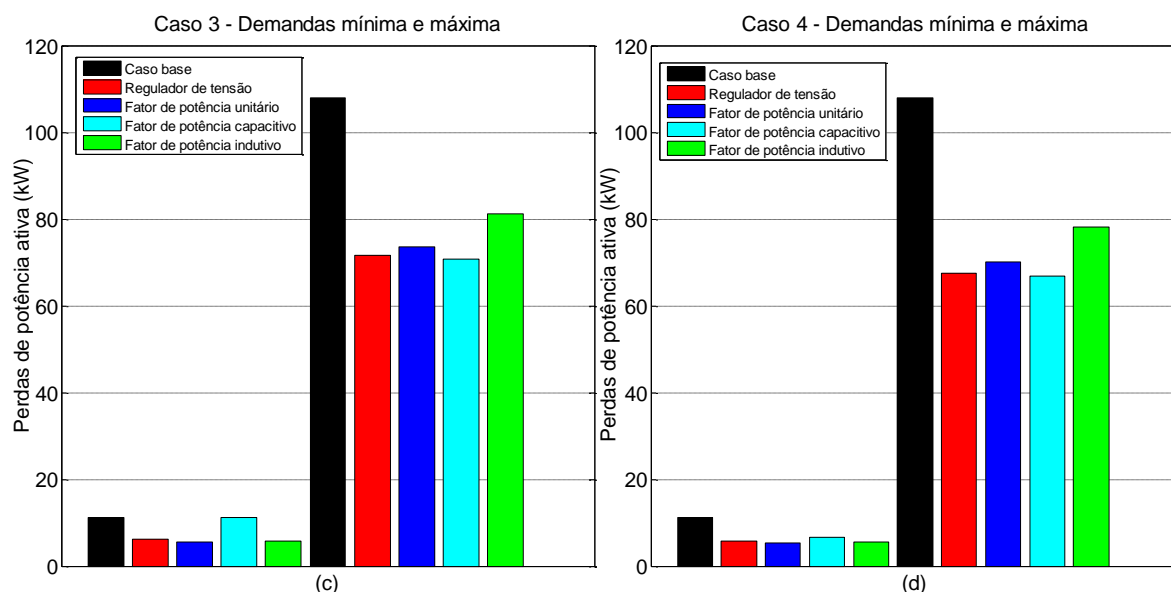


Fig. 5.11 Perdas de potência

Pode ser observado que o modo de controle de fator de potência resulta nas menores perdas de potência para a demanda máxima (fator de potência capacitivo), e demanda mínima nos casos 2, 3 e 4 (fator de potência unitário). Entretanto, o modo de controle de regulador de tensão apenas resulta nas menores perdas de potência no caso 1 na demanda mínima.

Então, devido ao fato de o caso 4 permitir todos os modos de operação de um GST conectado ao sistema de distribuição, e em vista dos resultados das perdas de potência ativa, são resumidos na tabela 5.11 os resultados do caso 4, com modos de controle que apresentam os melhores desempenhos em termos de perdas de potência ativa.

Tabela 5.11 – Resumo do caso 4

Modo de controle	Índice de tensão V_{REG} (%)	Índice de tensão V_{TRIP} (%)		Perdas (kW)		FDT (%)		Módulo da tensão de sequência positiva (pu)	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
fp 0,99 capacitivo	2,5825	0,02684	0,0319	6,8095	65,7380	0,7287	0,9873	1,0280	1,0244
fp 0,95 capacitivo	2,5829	0,02683	0,0315	6,6937	66,9234	0,7353	0,9954	1,0276	1,0239
fp unitário	2,5786	0,0220	0,0289	5,3195	70,0598	0,5746	0,7948	1,0222	1,0186
Reg, Tensão (Vesp=1,026)	2,6011	0,0228	0,0364	5,8619	67,4590	0,5033	1,0280	1,0259	1,0263
Reg, Tensão (Vesp=1,015)	2,8404	0,0203	0,0249	6,1442	75,7292	0,2304	0,8801	1,0154	1,0155

Min = demanda mínima; Max=demanda máxima

Pode se notar que os melhores valores estão em negrito. As tensões de seqüência positiva são valores convergidos e calculados, respectivamente, no modo de controle de tensão e controle de fator de potência. Os valores de tensão de seqüência positiva especificados de 1,026 p.u., é o maior valor que alcança convergência dentro dos limites especificados de potência reativa. No modo controle de tensão, se a tensão especificada é reduzida, então a perda de potência ativa aumenta. No modo de controle de fator de potência, se o fator de potência capacitivo aumenta, então as perdas de potência ativa são reduzidas. Finalmente, levando em consideração o fator econômico, neste caso, o melhor modo de operar um GST, é usando modos de fator de potência capacitivo e unitário, respectivamente, nas demandas máxima e mínima.

5.5 Conclusão

Este capítulo apresentou um modelo simples e confiável do GST em componentes de fase. O novo modelo calcula as potências ativa e reativa em cada fase do GST sob condições desequilibradas. Este modelo permite a simulação de um GST com sistema de excitação operando como regulador de tensão e como regulador de fator de potência sob condições desequilibradas. Assim, o modelo apresentado neste capítulo é inovador e permite obter o desempenho de um GST em um programa de fluxo de potência trifásico. Os modelos apresentados neste capítulo, também, permitem que os engenheiros tomem decisões mais precisas no planejamento de sistemas de distribuição, particularmente na quantificação dos impactos da geração distribuída na tensão de regime permanente, desequilíbrio de tensão e perdas de potência. No estudo do impacto uma análise inédita e detalhada de desequilíbrio de tensão, inclusive com uma demonstração matemática, foi apresentado. Os resultados das simulações mostraram que um ajuste monofásico dos reguladores de tensão na subestação, é importante para a conexão do GST. O GST diretamente conectado a rede elétrica opera sob um nível permitido de injeção de potência mais baixo no modo de controle de tensão do que no modo de controle de fator de potência. Também, o GST operando no modo de controle de fator de potência, levando em consideração o fator econômico, apresenta mais vantagem do que operando no modo regulador de tensão.

CAPÍTULO 6

MODELAGEM EM COMPONENTES DE FASE DO GERADOR EÓLICO SÍNCRONO COM CONVERSOR DE FREQUÊNCIA PARA ESTUDOS DE CURTO-CIRCUITO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS DESEQUILIBRADOS

6.1 Introdução

O crescente uso de fontes alternativas de energia, tais como painéis fotovoltaicos, sistemas de conversão de energia eólicos e células a combustível, traz novos desafios para o sistema de potência e a indústria. Em particular, sistemas de geração distribuída, isolados ou conectados a rede, são futuras tendências para essas tecnologias. É previsível que no futuro uma grande quantidade de geração distribuída seja conectada a rede de distribuição. Então existe a necessidade para melhoramentos nos modelos dos conversores de potência para simulação e análise das redes elétricas, tal que a representação desses dispositivos seja tão próxima quanto possível da realidade. Para o dimensionamento específico dos disjuntores e ajustes de proteção é interessante ter uma ferramenta para o cálculo de faltas, que corretamente represente o comportamento desses dispositivos.

Em condições de planejamento, o cálculo das correntes de falta em um sistema normalmente balanceado tem sido resolvido usando o método das componentes simétricas (ANDERSON, 1973). Este método assume uma estrutura de rede simétrica (isto é, linhas transpostas). Entretanto, este método não é adequado para um sistema que é inerentemente desequilibrado. Os acoplamentos mútuos desiguais entre as fases resultam em acoplamentos mútuos entre as redes de seqüência. Quando isto acontece não há mais vantagens na utilização das componentes simétricas. Atualmente, já foi desenvolvido um método para o cálculo de todos os tipos possíveis de faltas em derivação em sistemas trifásicos desequilibrados usando componentes de fase (KERSTING, 2012). Entretanto, o gerador síncrono com conversor de frequência (GSCF) não é representado neste método.

A fig. 6.1 mostra o GSCF conectado a rede. Durante a falta ele tem as seguintes características:

- Ele tem um controle que procura manter constante a potência elétrica ativa de saída durante a falta, assim como o fator de potência.
- Ele contribui apenas com a corrente de seqüência positiva, mesmo em faltas desequilibradas.
- Ele tem uma corrente máxima de contribuição.
- Ele se desconecta da rede se a voltagem terminal cai abaixo de um limite pré-determinado V_{min} .

Vários programas profissionais são usados para estudos de curto-circuito. Menciona-se aqui os seguintes: ANAFAS, WindMil, PSS / E, DIgSILENT PowerFactory e PSCAD / EMTDC. Esses programas usam uma solução dos seguintes métodos: componentes simétricas, comportamento no tempo da corrente de curto-circuito ou componentes de fase. Exceto pela representação em componentes de fase do GSCF, recentemente, muitos trabalhos teóricos e experimentais de pesquisa relacionados ao tema foram feitos (HU et al, 2009), (AKHMATOV et al, 2010), (MISHRA e KARTHIKEYAN, 2009).

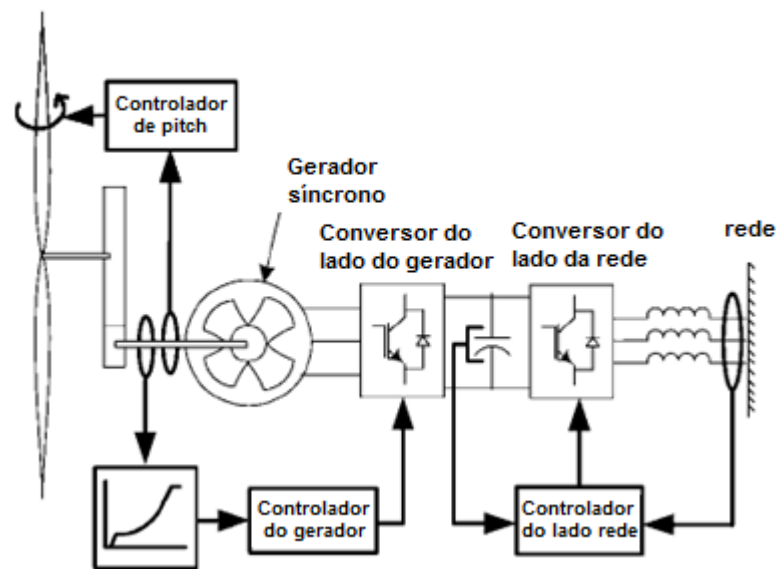


Figura 6.1 Configuração completa do conversor da turbina eólica

6.2 Modelagem proposta e algoritmo de simulação proposto

Neste contexto, neste capítulo é proposta uma nova representação do GSCF em componentes de fase para cálculo de faltas. Esta nova representação é incorporada em um programa computacional (GSCF), resultando em novas possibilidades para a simulação de correntes de curto-circuito em sistemas de distribuição desequilibrados (MOURA, et al 2011), (MOURA e MOURA, 2011).

A representação do gerador síncrono com conversor de frequência é feita como segue: Os geradores síncronos para turbinas eólicas são conectados ao sistema através de inversores, então a análise clássica dessa unidade no momento de um curto-circuito através de sua reatância sub-transitória não leva em consideração o controle exercido pelo conversor de frequência. Ele também não leva em consideração a possibilidade da unidade produtora de potência sair da potência nominal, o que é muito comum devido a variação da velocidade do vento ao longo do dia. Neste estudo, o GSCF foi adicionado ao método geral de solução de componentes de fase usando a modelagem mais próxima do equipamento. Ele foi representado por três correntes variáveis. Essas correntes são calculadas como uma função da potência gerada, fator de potência especificado e valor da voltagem terminal do conversor. Então é necessário realizar um processo iterativo para obter a solução. Duas modificações são feitas no método geral descrito em (KERSTING, 2012):

1ª) O cálculo das correntes de curto-circuito é modificado para incluir o GSCF. Isto é feito como segue: A Figura 6.2 mostra o modelo de um alimentador desequilibrado para cálculos de curto-circuito, na qual os 5 pontos marcados indicam onde pode ocorrer a falta. O ponto 1 é a barra de alta-tensão do transformador da subestação de entrada do alimentador de distribuição.

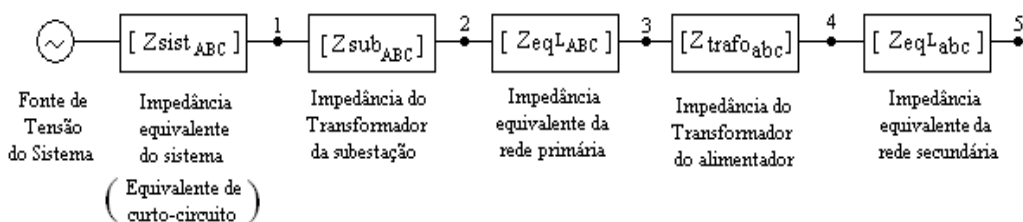


Figura 6.2 – Alimentador de distribuição radial desequilibrado.

Os valores das correntes de curto-circuito no ponto 1 são normalmente determinados por estudos do sistema de transmissão, com o uso de componentes simétricas, e os resultados desses estudos são fornecidos em termos das potências de curto-circuito trifásica e monofásica ou das impedâncias de seqüência positiva e zero equivalentes do sistema. Caso o resultado disponível seja em função das potências de curto-circuito, as impedâncias de seqüência correspondentes podem ser determinadas usando as equações (6.1) e (6.2). Esses valores são necessários para os estudos de curto-circuito nos outros quatro pontos do sistema.

Dados a magnitude e o ângulo da potência de curto-circuito trifásica $S_{3\phi}$ em [MVA] e a tensão de linha nominal do sistema de transmissão V_L em kV, a impedância de seqüência positiva equivalente do sistema em ohms é determinada por:

$$Z_1 = \frac{V_L^2}{S_{3\phi}} \Omega \quad (6.1)$$

Dados a magnitude e o ângulo da potência de curto-circuito monofásica $S_{1\phi}$ em [MVA], a impedância de seqüência zero equivalente do sistema em ohms é determinada por:

$$Z_0 = \frac{3 \cdot V_L^2}{(S_{1\phi})^*} - 2Z_1 \Omega \quad (6.2)$$

A figura 6.3 mostra o circuito equivalente de Thévenin e o nó em falta com a nova representação do GSCF. Nesta figura, a fonte de tensão $[E_{abc}]$ representa o equivalente de Thévenin fase-terra no nó em falta. As tensões são assumidas como sendo de 1.0 p.u. O vetor $[I_{sc-abc}]$ representa as correntes de curto-circuito e os vetores $[I_{s-abc}]$ e $[I_{e-abc}]$ são respectivamente, as correntes do nó fonte e as correntes do GSCF. As tensões $[V_{abc}]$ e $[V_{e-abc}]$ representam, respectivamente, as tensões do nó 1 e as tensões do nó 2. Os vetores $[V_{abc-x}]$ e $[V_{xg}]$ são respectivamente, as tensões fase-neutro e as tensões neutro-terra. As matrizes $[Z1]$, $[Z2]$ e $[Z]$ representam o equivalente de Thevenin em impedâncias de fase do nó 1

$$[IP_{abc}] = [I_{sc-abc}] + [Y]\{[V_{abc-x}] + [V_{xg}]\} \quad (6.10)$$

Na forma matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} IP_a \\ IP_b \\ IP_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{sc-a} \\ I_{sc-b} \\ I_{sc-c} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix} \right\} \quad (6.11)$$

Separando as operações matriciais em (6.11), obtém-se:

$$IP_a = I_{sc-a} + Y_{aa}V_{ax} + Y_{ab}V_{bx} + Y_{ac}V_{cx} + Y_{sa}V_{xg} \quad (6.12)$$

$$IP_b = I_{sc-b} + Y_{ba}V_{ax} + Y_{bb}V_{bx} + Y_{bc}V_{cx} + Y_{sb}V_{xg} \quad (6.13)$$

$$IP_c = I_{sc-c} + Y_{ca}V_{ax} + Y_{cb}V_{bx} + Y_{cc}V_{cx} + Y_{sc}V_{xg} \quad (6.14)$$

Onde,
$$Y_{sa} = Y_{aa} + Y_{ab} + Y_{ac} \quad (6.15)$$

$$Y_{sb} = Y_{ba} + Y_{bb} + Y_{bc} \quad (6.16)$$

$$Y_{sc} = Y_{ca} + Y_{cb} + Y_{cc} \quad (6.17)$$

O sistema formado pelas equações (6.12), (6.13) e (6.14) é geral e pode ser usado para o cálculo computacional de todos os tipos de curtos-circuitos. Ele é composto de três equações e sete incógnitas (I_{sc-a} , I_{sc-b} , I_{sc-c} , V_{ax} , V_{bx} , V_{cx} e V_{xg}). As outras três variáveis (IP_a , IP_b e IP_c) são conhecidas, pois são dadas em funções da impedância total e da tensão de Thévenin. Para resolver o sistema será necessário especificar quatro equações adicionais independentes. Estas equações são funções do tipo de falta a ser simulado.

Na forma matricial o método apresentado fica:

$$\begin{bmatrix} IP_a \\ IP_b \\ IP_c \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} & Y_{sa} \\ 0 & 1 & 0 & Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} & Y_{sb} \\ 0 & 0 & 1 & Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} & Y_{sc} \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sc-a} \\ I_{sc-b} \\ I_{sc-c} \\ V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \\ V_{xg} \end{bmatrix} \quad (6.18)$$

Os espaços das últimas quatro linhas da matriz de coeficientes na equação (6.18) são preenchidos com 0 (zero) ou 1(um) de acordo com as equações para o tipo de falta especificado.

Na forma compacta a equação (6.18) fica:

$$[IP_s] = [M][I - V] \quad (6.19)$$

A equação (6.19) pode ser resolvida em função da matriz [M]:

$$[I - V] = [M]^{-1}[IP_s] \quad (6.20)$$

2ª) Um processo iterativo é incluído como segue:

2a) P_0 e $[V_{e-abc}]$ são inicializados com valores nominais.

2b) Cálculo das correntes $[I_{e-abc}]$

Se pelo menos uma das tensões fase-neutro cai abaixo de 0,9 p.u. e as três tensões fase-neutro estão acima de V_{min} , os módulos das correntes injetadas são calculadas para manter a potência ativa inicial.

Módulo da corrente:

$$|I_e| = P_0 / ((3|V_{e-abc}|)fp) \quad (6.21)$$

Ângulo da corrente:

$$[\theta_{e-abc}] = [\theta_{V_{e-abc}}] - [acos(fp)] \quad (6.22)$$

2c) Cálculo de $[I_{sc-abc}]$

Para calcular $[I_{sc-abc}]$ primeiro precisa-se calcular $[IP_{abc}]$. Para isso utiliza-se as equações (6.8), (6.9) e (6.18).

2d) Cálculo de $[I_{s-abc}]$

Equação (6.3):

$$[I_{s-abc}] = [I_{sc-abc}] - [I_{e-abc}]$$

2e) Cálculo de $[V_{abc}]$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Eth_a \\ Eth_b \\ Eth_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{aa1} & Z_{ab1} & Z_{ac1} \\ Z_{ba1} & Z_{bb1} & Z_{bc1} \\ Z_{ca1} & Z_{cb1} & Z_{cc1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{s-a} \\ I_{s-b} \\ I_{s-c} \end{bmatrix} \quad (6.23)$$

2f) Cálculo de $[V_{e-abc}]$

$$\begin{bmatrix} V_{e-a} \\ V_{e-b} \\ V_{e-c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{e-a} \\ I_{e-b} \\ I_{e-c} \end{bmatrix} \quad (6.24)$$

2g) Cálculo das novas potências ativas trifásicas:

$$P_0^{nova} = (3|V_{e-abc}||I_{e-abc}|)fp \quad (6.25)$$

2h) Teste de convergência $P_0 - P_0^{nova} \leq Tolerância$

Sim → fim

Não → volta para 2b

Onde P_0 é a potência ativa trifásica do gerador síncrono calculada para uma velocidade de vento e fp é o fator de potência de curto-circuito especificado.

6.3 Resultados numéricos da modelagem do inversor do gerador eólico síncrono para estudos de curto-circuito em componentes de fase

O programa profissional de análise de faltas (ANAFAS) é comercializado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL – Brasil). O ANAFAS usa o método das componentes simétricas e ele foi usado para validar os resultados obtidos com a nova representação do GSCF (Gerador Síncrono em Componentes de Fase). Um circuito desequilibrado com 36 nós (F-1) foi usado em todas as simulações (figura 6.4). Esse circuito tem magnitudes de tensão de 13,8 kV. As tabelas 6.1 e 6.2

mostram os resultados de simulações com o GSCF ENERCON E-40 de 500 kW. A tabela 6.1 mostra os resultados quando 20 máquinas síncronas são conectados na barra 19. A potência P_0 é calculada para uma velocidade do vento de 12,5 m/s. Então a potência P_0 é 10MW. Na tabela 6.2, a potência P_0 é calculada para uma velocidade do vento de 10m/s. O número de máquinas é o mesmo. Então, a potência P_0 é 6 MW. O fator de potência em ambos os casos é 0,88 atrasado e $V_{min} = 0,15$ p.u.

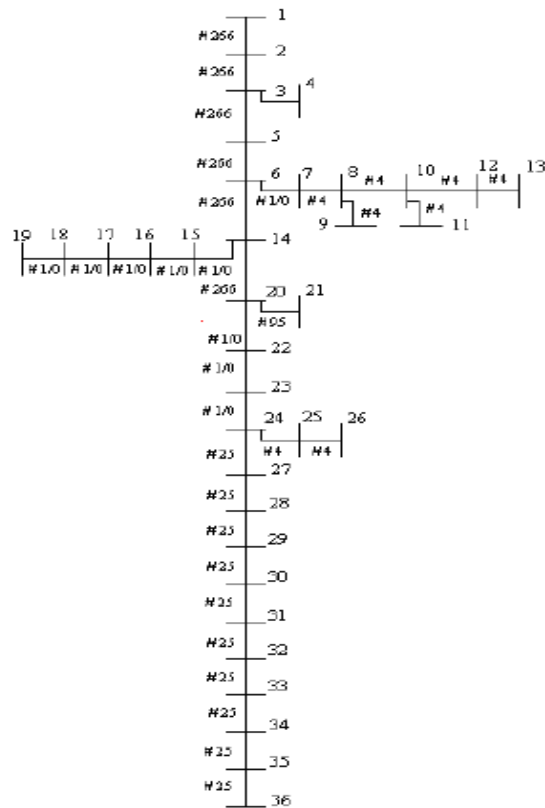


Figura 6.4 – Alimentador utilizado para a validação do programa GSCF.m

Tabela 6.1 – Correntes de falta do curto trifásico - nó 23 de F-1 – 10 GSCF no nó 19 – velocidade do vento 12,5 m/s

Curto-circuito	ANAFAS Corrente (A)			GSCF.m Corrente (A)		
	la	lb	lc	la	lb	lc
Trifásico	4020	4020	4020	3881	4147	4096

Tabela 6.2 – Correntes de falta do curto trifásico - nó 23 de F-1 – 10 GSCF no nó 19 – velocidade do vento 10 m/s

Curto-circuito	ANAFAS Corrente (A)			GSCF.m Corrente (A)		
	la	lb	lc	la	lb	lc
Trifásico	3954	3954	3954	3815	4080	4030

As tabelas 6.1 e 6.2 mostram os resultados obtidos com o programa GSCF, que são mais precisos (vale ressaltar que o valor de corrente presente nas tabelas se refere a corrente de curto-circuito, estando a corrente do conversor limitada pelo seu valor máximo e constituindo a menor parcela de contribuição da corrente de curto-circuito). Isso é devido ao fato que o método de componentes simétricas usado no programa ANAFAS assume o circuito com estrutura simétrica. Se a estrutura simétrica do circuito é assumida no programa GSCF, os resultados das correntes nas três fases são iguais aos resultados obtidos pelo ANAFAS. Assim, fica validada a representação de Geradores Eólicos Síncronos em Componentes de Fase no cálculo de faltas de circuitos de distribuição radiais desequilibrados.

6.4 Conclusão

Neste capítulo foi apresentada uma nova representação de um gerador síncrono com conversor de frequência em componentes de fase para cálculos de faltas em sistemas de distribuição radiais desequilibrados. Os resultados das simulações obtidos com um sistema de distribuição de 13,8 kV desequilibrado validaram a nova representação, com resultados mais precisos do que aqueles obtidos pelo método de componentes simétricas, e confirmam o desempenho satisfatório da modelagem proposta.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÃO

7.1 Considerações finais

Este trabalho consistiu no desenvolvimento e teste de um novo método de fluxo de potência linear e de novos modelos para estudos de fluxo de potência e de curto-circuito: inicialmente um novo método de fluxo de potência linear foi desenvolvido. O novo método de fluxo de potência foi testado e comparado com o método clássico de fluxo de potência CC, usando vários sistemas-teste, inclusive sistemas padrões do IEEE. Na tese foi desenvolvido ainda um modelo inédito do gerador síncrono diretamente conectado a rede elétrica. O modelo do gerador permitiu que a simulação dos sistemas de excitação fosse realizada no modo de regulador de tensão e no modo de controle de fator de potência. O desempenho do modelo do gerador foi testado e seus resultados foram analisados através das simulações feitas no capítulo 5. Estudos de impacto no sistema de distribuição IEEE 13 barras foram realizados utilizando a modelagem proposta, que permitiu estudar de forma inédita a operação dos sistemas de excitação do gerador síncrono com a operação do regulador de tensão da subestação. Uma abordagem inédita do desequilíbrio de tensão também foi apresentada no capítulo 5. Por último, um modelo do gerador eólico síncrono em componentes de fase para estudos de curto-circuito foi apresentado e simulações foram feitas para testar o desempenho do modelo desenvolvido com a simulação de um curto-circuito trifásico.

7.2 Conclusões gerais

De acordo com os estudos desta tese pode-se afirmar:

- O método de fluxo de potência linear V-teta desenvolvido nesta tese calcula os módulos das tensões e os valores dos ângulos das tensões de forma linear e desacoplada. O novo método de fluxo de potência linear foi comparado com o método clássico de fluxo de potência CC usando vários sistemas teste, incluindo sistemas padrões do IEEE. Os resultados obtidos através do fluxo de potência baseado no método de Newton-Raphson

foram usados para verificação de erros encontrados nas duas abordagens. Os resultados do novo método encorajam os engenheiros a usar o fluxo de potência linear V-teta em uma série de aplicações onde o fluxo de potência linear CC é agora usado, visto que os erros obtidos, em geral, são menores que os erros obtidos com o fluxo de potência linear CC.

- Foram apresentados nesta tese dois modelos simples e confiáveis do gerador síncrono em componentes de fase. O modelo do gerador diretamente conectado a rede elétrica é inédito e permite calcular as potências ativa e reativa em cada fase do gerador síncrono sob condições desequilibradas. O modelo permite simular o gerador síncrono no modo de regulador de tensão e no modo de regulador de fator de potência em um sistema de distribuição. O outro modelo utilizado permite obter o desempenho da máquina síncrona funcionando como gerador conectado a rede elétrica através de retificador e inversor. Um estudo inédito simulando a operação dos sistemas de excitação e a operação do regulador de tensão da subestação foi possível de ser realizado com a modelagem proposta. Além disso, no estudo do impacto do capítulo 5, uma análise inédita e detalhada do desequilíbrio de tensão foi apresentada, inclusive com uma demonstração matemática.
- Foi apresentada uma nova representação do GSCF no cálculo de faltas de circuitos radiais desequilibrados. Os resultados de simulação obtidos de um circuito de 13,8 kV desequilibrado validam a nova representação, com resultados mais precisos do que aqueles obtidos com o método das componentes simétricas, e confirmam o desempenho satisfatório da modelagem proposta.

7.3 Continuidade da pesquisa

Com o intuito de dar continuidade a presente pesquisa e com o objetivo de aperfeiçoar os objetivos propostos são destacados a seguir possíveis tópicos para continuar esta tese:

- Utilização do fluxo de potência linear V-teta como inicialização para o método de Newton-Raphson ou como inicialização para o método desacoplado rápido.
- Utilização do fluxo de potência linear V-teta em aplicações de mercado de energia elétrica.
- Estudos de impactos no sistema de distribuição devido a conexão de múltiplos geradores síncronos em barras diferentes.
- Implementação de outros tipos de faltas no modelo do GSCF.

REFERÊNCIAS

- AKHMATOV, V.; NIELSEN, J. N.; JENSEN, K. H.; GOLDENBAUM, N.; THISTED, J.; FRYDENBJERG, M. e ARAUJO, B. A. **Siemens wind power variable-speed full scale frequency converter wind turbine model for balanced and unbalanced short-circuit faults**, *Wind Engineering.*, 2010, 34, pp. 139–156
- ALOMOUSH, M. I. **Derivation of UPFC DC Load Flow Model with Example of its use in Restructured Power Systems**, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, N° 3, 2003.
- ALSAÇ O.; BRIGHT J.; BRIGNONE S.; PRAIS M.; SILVA C.; STOTT B. e VEMPATI N. **FTRs—The rights to hedge congestion costs**, *IEEE Power Energy Mag.* 2004, pp. 47–57.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of Faulted Power Systems**, 1^a edition, Iowa State University Press, 1973.
- BALDWIN T. L.; LEWIS S. A. **Distribution load flow methods for shipboard power systems**, *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 40, no. 5, pp. 1183–1190, Sep.–Oct. 2004.
- BAKIRTZIS, A. G.; BISKAS, P. N. **Decentralised DC Load Flow and Applications to transmission management**. *IEE Proceedings Generation Transmission Distribution*, Vol. 149, No. 5, (2002).
- BOLLEN, M. H. J.; HASSAN, F. **Integration of Distributed Generation in the Power System**. Wiley-IEEE, 2011.
- BOURZAC, K. **Electronics: Back to Analogue**. *Nature*, 483, 2012.
- CALDERANO V.; MILANOVIC, J. V.; KAYIKCI, M.; PICCOLO A. **The impact of distributed synchronous generators on quality of electricity supply and**

transient stability of real distribution network, Electric Power Systems Research 79 (2009) 134-143.

CASTELLANOS, F.; DILLAH, R. **Short Circuit Analysis in the Phase Domain for Distribution Networks**. Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES, pp. 1-6.

Distribution Test Feeders. **IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee**[Online]Available:<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>, 2011.

ENERCON E-40, Disponível on line em www.kulak.com.pl/Wiatraki/pdf/enercon%20e40%20500.pdf, 2011.

FANG Q.; MA, L.; YIANG, X.; XING, D. **The Calculation of Wind Power Penetration Limit Based on DC Power Flow Algorithm**, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific, pp. 1-4.

FREITAS, W.; VIEIRA; J. C. M.; MORELATO, A.; XU, W. **Influence of Excitation System Control Modes on the Allowable Penetration Level of Distributed Synchronous Generators**, IEEE Trans. Energy Conversion 20 (2005) 474 – 480.

GALLEGO L. A.; CARRENO, E.; PADILHA-FELTRIN, A. **Distributed Generation Modelling for Unbalanced Three-phase Power Flow Calculations in Smart Grids**, Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), 2010 IEEE/PES, pp. 323-328.

GLOVER J. D.; SARMA M. S.; OVERBYE T. J. **Power system analysis and design**, (Thomson Learning, 2011, 5th edition).

GRIJALVA S.; SAUER P. W.; WEBER J. D. **Enhancement of linear atc calculations by the incorporation of reactive power flows**, IEEE. Trans. Power Syst., 2003, 18, (2), pp. 619–624.

HU, J.; HE Y.; XU, L.; WILLIAMS, B. B. **Improved control of DFIG systems during network unbalance using PI–R current regulators**, IEEE Trans. Ind. Electron., 2009, 56, pp. 439-451.

JANG, Y. J.; PARK, J. K., **Three-phase power flow method based on fast-decoupled method for unbalanced radial distribution system**, [Online]. Available: <http://eeserver.korea.ac.kr/~bk21/arch/bk21conf/54.pdf>.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded Generation-** 1^a ed., IEE, 2000

KERSTING, W. H. **Distribution System Short Circuit Analysis**. Energy Conversion Engineering Conference, Vol. 1, pp. 310-315.

KERSTING, W. H.; DUGAN, R. C. **Induction Machine Test Case for the 34-Bus Test Feeder – Description** Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE

KERSTING, W. H.; CARR, W. **Induction Machine Phase Frame Model**, Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES, pp. 568-574, 2006.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**, 3^a edição, CRC-Press, 2012.

KIM, S.; OVERBYE T. J. **Hybrid Power Flow Analysis Combination of AC and DC Models**, Power and Energy Conference at Illinois (PECI), 2011 IEEE, pp. 1-4.

KHUSHALANI, S.; SOLANKI, J. M.; SCHULZ, N. N. **Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow Using PV and PQ Models for Distributed**

Generation and Study of the Impact of DG Models, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 22, N° 3, pp. 1019-1025, 2007.

LAUGHTON M. A., **Analysis of unbalanced polyphase networks by method of phase co-ordinates**, *Proc. Inst. Elect. Eng.*, vol. 15, no. 8, pp. 1163–1172, Aug. 1968.

LEE, K. C et al. **Macroscopic Non-classical States and Terahertz Quantum Processing in Room-temperature Diamond**. *Nature Photonics*, Vol. 6, pp. 41-44, 2012.

LEITE DA SILVA A.M.; COSTAA J.G.C.; MANSOB L.A.F; ANDERSC G.J. **Evaluation of transfer capabilities of transmission systems in competitive environments**, *Electrical Power and Energy Systems*, 2004, 26, pp. 257–263.

LESIEUTRE, B.C.; SCHLINDWEIN; BEGLIN M. E.E. **DC optimal power flow proxy limits**, *System sciences (HICSS) 43rd Hawaii International Conference on*, 2010. pp 1-6.

LI, H.; HAI-BIN, M., **An Efficient Three-phase Power Flow Algorithm for Distribution Systems Including PV Nodes**, *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2011 4th International Conference on, pp. 837-841.

LI X. *et al.*, **Optimization of DC Power Flow by Transmission Loss Allocation Method**, *Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific*, pp. 1-6.

LIN W. M. *et al.*, **Three-phase unbalanced distribution power flow solutions with minimum data preparation**, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1178–1183, Aug. 1999.

LOSI A.; RUSSO M., **Dispersed generation modeling for object-oriented distribution load flow**, *IEEE Trans. Power Deliv.* 20 (2) (2005) 1532–1540.

- LUBOSNY, Z., **Wind Turbine Operation in Electric Power Systems**, Springer, 2010.
- LU S.; ZHOU N.; KUMAR N. P.; SAMAAN N.; CHAKRABARTI B. B. **Improved dc power flow method based on empirical knowledge of the system**, Proc. of IEEE PES. Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010, pp. 1- 6.
- LUO G.X.; SEMLYEN A. **Efficient load flow for large weakly meshed networks**, IEEE Trans. Power Syst. 5 (4) (1990) 1309–1316.
- MASTERS, C. L. **Voltage rise: The big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines**, *Power Eng. J.*, 16 (2002) 5–12.
- MCCALLUM W. G.; HUGHES-HALLET, D.; GLEASON, A. M.; LOMEN, D. O.; LOVELOCK, D.; TECOSKY-FELDMAN J.; TUCKER, T. W.; FLATH, D. E.; THRASH, J.; RHEA, K. R.; PASQUALE, A.; GORDON, S. P.; QUINNEY, D. e LOCK, P. F. **Multivariable Calculus** (John Wiley & Sons. Inc., 1997).
- MISHRA, M. K.; KARTHIKEYAN, K. **An investigation on design and switching dynamics of a voltage source inverter to compensate unbalanced and nonlinear loads**, IEEE Trans Ind. Appl., 2009, 56, pp. 2802-2810.
- MOGHADDAS-TAFRESHI, S.M.; MASHHOUR, E. **“Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation”**, Electric Power Systems Research, Vol. 79, N^o 4, pp. 680-686, 2008.

- MOK H. M. *et al.*, **Power flow analysis for balanced and unbalanced radial distribution systems**, [Online]. Available: <http://www.itee.uq.edu.au/~aupec99/mok99.pdf>
- MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. Edgar Blucher, Rio de Janeiro - RJ. (1983).
- MONTICELLI A. J. **State estimation in electric power systems** (Kluwer Academic Publishers, 1999).
- MOURA, A.P.; MOURA, A. .A. F.; JUNIOR, D. S. O.; FERNANDES, E. J. **Linear Power Flow V-theta** Electric Power Systems Research, Vol. 84, No. 1, pp. 45-57. (2012)
- MOURA, A.P.; MOURA, A. .A. F. **Newton–Raphson power flow with constant matrices: A comparison with decoupled power flow methods** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, article in press (2013)
- MOURA, A.P.; MOURA, A. .A. F. **Linear Power Flow V-theta with Inclusion of Reactive Power Flows** In: INDUSCON 2012 - X International Conference on Industry Applications, 2012, Fortaleza. (2012)
- MOURA, A.P.; MOURA, A. .A. F. **Fluxo de Potência Newton-Raphson Desacoplado com Matrizes Constantes de Susceptância e de Condutância**. Congresso Brasileiro de Automática, pp. 332-339. (2010)
- MOURA, A. A. F. ; MOURA, A. P. **Newton-Raphson Decoupled Load Flow with Constant Matrices of Conductance and Susceptance**. In: INDUSCON 2010 - IX International Conference on Industry Applications, 2010, São Paulo. (2010)
- MOURA, A. P. ; MOURA, A. A. F. ; SILVEIRA FILHO, M. R. M.. **Método para Cálculo de Curto-Circuito em Sistemas de Distribuição Radiais usando Componentes de Fase com um Modelo de Gerador Eólico-Elétrico Síncrono Baseado em Impedância Variável**. In: XXI Seminário Nacional de Produção e

Transmissão de Energia Elétrica, 2011, Florianópolis. Anais do XXI SNPTEE, 2011. p. 1-9.

MOURA, A. P. ; MOURA, A. A. F.; **Modelo de Gerador Eólico-Elétrico Síncrono com Conversor de Frequência através de Impedância Variável em Sistemas de Distribuição usando Componentes de Fase.** In: Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2011, Cuiabá-MT. Anais do IX CBQEE, 2011.

MOURA, A. P. ; MOURA, A. A. F., SILVEIRA FILHO, M. R. M; **Estudo do Impacto da Geração Distribuída nos Níveis de Curto-Circuito de Sistemas de Distribuição Usando Componentes de Fase.** In Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2010, Belém-PA, Anais do SBSE 2010.

OVERBYE T. J.; CHENG X.; SUN Y. **A comparison of the ac and dc power flow models for LMP calculations,** Proc. 37th Hawaii Int. Conf. System Sciences, Waikoloa, Hawaii, 2004, pp. 1 - 9.

PURCHALA K.; MEEUS L.; DOMMELEN D. V.; BELMANS R. **Usefulness of dc power flow for active power flow analysis,** Proc. of IEEE PES General Meeting, San Francisco, California, USA, June 2005, pp. 1-6.

QIANGHUA F.; LE M.; XIANGWU Y; DEHAI X. **The Calculation of wind power penetration limit based on dc power flow algorithm',** Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific , 2010, pp 1-4.

ROMÉRO S. P.; ROSSI, J. I.; AQUINO, A. F.; RANGEL, R. D.; LEVY, L. N. **Representação de Geradores Eólicos Síncronos com Conversor de Frequência por Fontes de Corrente Controladas em um Programa de Cálculo de Curtos-Circuitos,** XI SEPOPE, Abril 2009.

- SANTOS T. N.; DINIZ, A. L. **A Dynamic piecewise linear model for dc transmission losses in optimal scheduling problems**, IEEE Trans. Power Syst., 2010, Early Access, pp, 1-12.
- SASSON A. M.; JAIMES F. J. **Digital methods applied to power flow studies**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 7, pp 860-867, 1967.
- SKOKLJEV I. A.; TOSIC D. V. **A new symbolic analysis approach to the dc load flow method**, Electric Power Systems Research, 1997, 40, pp. 127-135.
- SOLOW, D. **How to Read and Do Proofs – an introduction to mathematical through process**, John Wiley & Sons, 1982.
- SONG Y-H; WANG X-F. **Operation of Market-oriented Power Systems** (Springer, 2010).
- STOTT B.; JARDIM J.; ALSAÇ O. **DC power flow revisited**, IEEE Trans. Power Syst., 2009, 24, (3), pp. 1290-1300.
- TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. **Grid Converts for Photovoltaic and Wind Power Systems**, John Wiley & Sons, 2011.
- WILLIAMS G. **Overdetermined systems of linear equations**, The American Mathematical Monthly, 1990, 97, (6), pp. 511-513.
- WOOD A. J.; WOLLENBERG B. F. **Power Generation Operation and Control** (Wiley-Interscience, 2011,3rd edition).
- WU Z. Q.; CHEN G. Z. **MVA power flow and loss analysis for electricity market**, IEE Proc-Gener. Transm. Distrib., 2001, 148, (2), pp. 153 – 158.
- XIANGJUN L.; YAMASHIRO, S.; LI W.; JIANQIU L.; MINGGAO O. **Optimization of dc power flow by transmission loss allocation method**, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific , 2010, pp 1-4.

XU W. *et al.*, **A generalized three-phase power flow method for the initialization of EMTP simulations**, in *Proc. Int. Conf. Power System Technology*, 1998, vol. 2, pp. 875–879.

ZHANG Y.; ERKENG, Y. **A Efficient method for computing incremental transmission losses based upon the method of dc power flow**, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific , 2010, pp 1-4.

ZHAO M.; CHEN, Z.; BLAABJERG, F. **Modeling of DC/DC Converter for DC Load Flow Calculation**, Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. EPE-PEMC 2006. 12th International. pp. 561-566.