

Universidade Federal de Juiz de Fora
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Mestrado em Sistemas de Energia

Tatianna Aparecida Pereira Beneteli

**MÉTODO PARA LIMITAÇÃO DE ÍNDICES DE DESEQUILÍBRIO
DE MÁQUINAS ELÉTRICAS TRIFÁSICAS EM SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO**

Juiz de Fora
2015

Tatianna Aparecida Pereira Beneteli

**Método para limitação de índices de desequilíbrio de máquinas elétricas trifásicas
em sistemas de distribuição**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof.^a Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc.
Coorientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc.

Juiz de Fora
2015

MÉTODO PARA LIMITAÇÃO DE INDÍCES DE DESEQUILÍBRIOS DE
MÁQUINAS ELÉTRICAS TRIFÁSICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

TATIANNAPARECIDA PEREIRA BENETELI

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DE JUIZ DE FORA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS
PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA
ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof.^a Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D.Sc. - UFJF

Prof. Leandro Ramos de Araujo, D.Sc. - UFJF

Prof.^a Janaína Gonçalves de Oliveira, PhD - UFJF

Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso, D.Sc. - UFSJ

JUIZ DE FORA, MG – BRASIL

AGOSTO DE 2015

A todos que amo.

AGRADECIMENTOS

Aos meus orientadores Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo e Leandro Ramos de Araujo pela atenção, dedicação, incentivo, compreensão e conhecimentos transmitidos.

Aos meus pais, Miguel Angelo Beneteli e Rita Elizabeth Pereira Beneteli, por todo amor, apoio e por sempre acreditarem em mim.

.A Mia, por seu amor incondicional e por ser um refúgio nos momentos difíceis.

Aos professores do corpo docente da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, por contribuírem com minha formação acadêmica, meu crescimento pessoal e profissional.

Aos meus amigos, por todo incentivo e confiança.

Resumo da Dissertação apresentada ao PPEE/UFJF como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

MÉTODO PARA LIMITAÇÃO DE INDÍCES DE DESEQUILÍBRIOS DE MÁQUINAS ELÉTRICAS TRIFÁSICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Tatianna Aparecida Pereira Beneteli

Agosto / 2015

Orientadores: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Leandro Ramos de Araujo

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho propõe uma metodologia de fluxo de potência ótimo multifásico para a limitação dos desequilíbrios das tensões terminais e das correntes demandadas ou injetadas nas máquinas trifásicas girantes, geradores ou motores, com especial aplicação para os geradores conectados de forma dispersa aos sistemas de distribuição. A modelagem dos equipamentos é baseada no método de injeção de correntes em coordenadas retangulares. A metodologia foi implementada e a ferramenta computacional proposta foi desenvolvida com os softwares Matlab[®] e Lingo[®].

Para limitar o desequilíbrio a níveis aceitáveis, determinados pelas normas vigentes e por fabricantes de equipamentos, serão utilizados bancos de capacitores em derivação nos terminais das máquinas e a metodologia será capaz de indicar em quais fases os capacitores devem ser conectados e as suas respectivas potências.

São propostas também novas possibilidades de modelagem para máquinas elétricas, abordando inclusive características internas destes equipamentos. Entre essas possibilidades destacam-se modelagem pela especificação de diferença de tensão entre nós (módulo e ângulo) com a possibilidade de representação das impedâncias internas da máquina, modelagem pela especificação do módulo de tensão entre nós e modelagem pelo módulo de tensão e potência ativa com restrições operativas.

Abstract of Thesis presented to PPEE/UFJF as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

METHOD FOR LIMITATION OF IMBALANCE INDICES OF THREE-PHASE
ELECTRICAL MACHINES IN DISTRIBUTION SYSTEMS

Tatianna Aparecida Pereira Beneteli

August / 2015

Advisors: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Leandro Ramos de Araujo

Department: Electrical Engineering

This work proposes a multiphase optimal power flow methodology for limiting imbalances of terminal voltages and currents required or injected into three-phase rotating machines, generators or motors, with special application to disperse generators connected to distribution systems. The equipment modelling is based on current injection method in rectangular coordinates. The methodology was implemented and the proposed computational tool was developed with Matlab[®] and Lingo[®] softwares.

For limiting the imbalance to acceptable levels as determined by current standards and equipment manufacturers, shunt capacitor banks were used in the of the machines terminals. The methodology is be able to indicate in which phase the capacitors must be connected and their respective powers.

New possibilities for modeling electrical machines are proposed as were, including addressing internal features of this equipment. Among these possibilities are modeling by specification of voltage difference between nodes (amplitude and angle) with the possibility of representing the internal impedances of the machine, modeling by specification of voltage amplitude between nodes and modeling with voltage amplitude and active power with operating constraints.

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 2.1 – Índices de desequilíbrio calculados pelas diferentes formulações (Teodoro, 2005).....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 2.2 – Custo anual em função da % de desequilíbrio (Teodoro, 2005).....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 2.3 – Correlação entre o desequilíbrio de tensão e desequilíbrio de corrente em máquinas elétricas (Paulilo, 20--).....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 3.1 – Representação de RLC em derivação conectado em estrela aterrada</i>	<i>34</i>
<i>Figura 3.2 – Representação de RLC em derivação conectado em estrela sem aterramento.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3.3 – Representação de RLC em derivação conectado em triângulo.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3.4 – Representação de RLC em série</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3.5 – Representação de máquina elétrica conectada em estrela aterrada por impedância.....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 3.6 – Representação de máquina elétrica conectada em triângulo</i>	<i>39</i>
<i>Figura 3.7 – Representação do modelo geral da máquina elétrica.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 3.8 – Representação de máquina elétrica conectada em estrela solidamente aterrada</i>	<i>41</i>
<i>Figura 3.9 – Modelo da máquina elétrica pela especificação da diferença de tensão entre dois nós do sistema</i>	<i>43</i>
<i>Figura 3.10 – Modelo da máquina elétrica pela especificação da diferença de tensão entre dois nós do sistema com a representação da impedância de aterramento.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 3.11 – Modelo da máquina elétrica pela especificação da diferença de tensão entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 3.12 – Modelo da máquina elétrica pela especificação da diferença de tensão e considerando a representação de impedâncias internas</i>	<i>46</i>
<i>Figura 3.13 – Fluxograma da Metodologia Proposta</i>	<i>68</i>
<i>Figura 4.1 – Sistema IEEE 4 Barras com configuração básica.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 4.2 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Caso B4.1.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 4.3 – Gráfico Fasorial de Corrente – Casos B4.1.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 4.4 – Gráfico Fasorial de Corrente – Casos B4.2 e B4.3.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 4.5 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B4.2 e B4.3</i>	<i>82</i>
<i>Figura 4.6 – Gráfico Fasorial de Corrente – Casos B4.4 e B4.5.....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 4.7 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B4.4 e B4.5</i>	<i>86</i>
<i>Figura 4.8 – Sistema 10 Barras com configuração básica</i>	<i>87</i>
<i>Figura 4.9 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B10.1 e B10.2</i>	<i>98</i>
<i>Figura 4.10 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B10.3 e B10.4</i>	<i>99</i>
<i>Figura 4.11 – Tensões nas barras do sistema – Casos B10.5, B10.8, B10.11 e B10.14.....</i>	<i>102</i>
<i>Figura 4.12 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B10.5, B10.8, B10.11 e B10.14.....</i>	<i>103</i>
<i>Figura 4.13 – Tensões nas barras do sistema – Casos B10.6, B10.9, B10.12 e B10.15.....</i>	<i>104</i>
<i>Figura 4.14 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B10.6, B10.9, B10.12 e B10.15.....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 4.15 – Tensões nas barras do sistema – Casos B10.7, B10.10, B10.13 e B10.16.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 4.16 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B10.7, B10.10, B10.13 e B10.16.....</i>	<i>108</i>
<i>Figura A.1 – Representação de linha com inclusão de impedâncias mútuas</i>	<i>119</i>
<i>Figura A.2 – Representação de carga conectada em estrela solidamente aterrada</i>	<i>124</i>
<i>Figura A.3 – Representação de carga conectada em estrela aterrada por impedância</i>	<i>125</i>
<i>Figura A.4 – Representação de carga conectada em triângulo</i>	<i>125</i>

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Limites permissíveis para o desequilíbrio de tensão de acordo com o nível de tensão.....	25
Tabela 2.2 – Suportabilidade da corrente de sequência negativa em regime permanente.....	26
Tabela 2.3 – Valores de K	27
Tabela 4.1 – Sistemas analisados	73
Tabela 4.2 – Casos Testes – Sistema IEEE 4 Barras	74
Tabela 4.3 – Dados de Máquinas – Sistema IEEE 4 Barras	75
Tabela 4.4 – Dados de Linha – Sistema IEEE 4 Barras	75
Tabela 4.5 – Dados de Cabo – Sistema IEEE 4 Barras	75
Tabela 4.6 – Dados de Alocação de Reativo - Sistema IEEE 4 Barras	75
Tabela 4.7 – Dados de Carga – Sistema IEEE 4 Barras – Carga Trifásica Equilibrada	76
Tabela 4.8 – Tensões nas Barras – Caso B4.1	77
Tabela 4.9 – Fator de Desequilíbrio de Tensão – Caso B4.1.....	77
Tabela 4.10 – Fator de Desequilíbrio de Corrente – Caso B4.1.....	78
Tabela 4.11 – Dados de Carga – Sistema 4 Barras – Carga Trifásica Desequilibrada	79
Tabela 4.12 – Tensões nas Barras – Caso B4.2	79
Tabela 4.13 – Fator de Desequilíbrio de Tensão – Caso B4.2.....	79
Tabela 4.14 – Fator de Desequilíbrio de Corrente – Caso B4.2.....	79
Tabela 4.15 – Fator de Desequilíbrio de Tensão – Caso B4.3.....	80
Tabela 4.16 – Fator de Desequilíbrio de Corrente – Caso B4.3.....	81
Tabela 4.17 – Banco de Capacitores Indicado – Caso B4.3.....	81
Tabela 4.18 – Dados de Carga – Sistema 4 Barras – Carga Bifásica.....	82
Tabela 4.19 – Tensões nas Barras – Caso B4.4	83
Tabela 4.20 – Fator de Desequilíbrio de Tensão – Caso B4.4.....	83
Tabela 4.21 – Fator de Desequilíbrio de Corrente – Caso B4.4.....	83
Tabela 4.22 – Fator de Desequilíbrio de Tensão – Caso B4.5.....	84
Tabela 4.23 – Fator de Desequilíbrio de Corrente – Caso B4.5.....	84
Tabela 4.24 – Banco de Capacitores – Caso B4.5.....	84
Tabela 4.25 – Casos Testes – Sistema 10 Barras	88
Tabela 4.26 – Dados de Linhas – Sistema 10 Barras	90
Tabela 4.27 – Dados de Cabos – Sistema 10 Barras	90
Tabela 4.28 – Dados de Carga – Carga Leve – Sistema 10 Barras	90
Tabela 4.29 – Dados de Carga – Carga Pesada – Sistema 10 Barras	91
Tabela 4.30 – Dados de Máquinas – Sistema 10 Barras	91
Tabela 4.31 – Dados de Impedâncias Internas das Máquinas – Sistema 10 Barras.....	92
Tabela 4.32 – Dados de Elementos RLC – Sistema 10 Barras.....	92
Tabela 4.33 – Dados de Alocação de Capacitores – Sistema 10 Barras	92
Tabela 4.34 – Tensões nas Barras – Caso B10.1	93
Tabela 4.35 – Resultados de Tensão – Caso B10.1	93
Tabela 4.36 – Resultados de Gerações (kW/kvar) – Caso B10.1	93
Tabela 4.37 – Tensões nas Barras – Caso B10.2	94
Tabela 4.38 – Resultados de Tensão – Caso B10.2	94
Tabela 4.39 – Resultados de Gerações (kW/kvar) – Caso B10.2	94
Tabela 4.40 – Banco de Capacitores – Caso B10.2.....	95
Tabela 4.41 – Tensões nas Barras – Caso B10.3	95
Tabela 4.42 – Resultados de Tensão – Caso B10.3	96
Tabela 4.43 – Resultados de Gerações (kW/kvar) – Caso B10.3	96
Tabela 4.44 – Tensões nas Barras – Caso B10.4	96
Tabela 4.45 – Resultados de Tensão – Caso B10.4	97
Tabela 4.46 – Resultados de Gerações (kW/kvar) – Caso B10.4	97
Tabela 4.47 – Banco de Capacitores – Caso B10.4.....	97
Tabela 4.48 – Fator de Desequilíbrio de Tensão e Corrente (%) – Casos B10.5, B10.8, B10.11 e B10.14	103
Tabela 4.49 – Fator de Desequilíbrio de Tensão e Corrente (%) – Casos B10.6, B10.9, B10.12 e B10.15	105
Tabela 4.50 – Banco de Capacitores – Casos B10.6, B10.9, B10.12 e B10.15.....	106
Tabela 4.51 – Fator de Desequilíbrio de Tensão e Corrente (%) – Casos B10.7, B10.10, B10.13 e B10.16	108
Tabela 4.52 – Banco de Capacitores – Casos B10.7, B10.10, B10.13 e B10.16.....	109

SUMÁRIO

Capítulo 1	Introdução	1
1.1	Considerações Iniciais	1
1.2	Motivações	2
1.3	Revisão Bibliográfica	3
1.3.1	Fluxo de Potência Trifásico	3
1.3.2	Fluxo de Potência Ótimo	5
1.3.3	Desequilíbrio de Tensão e Corrente em Sistemas de Distribuição	5
1.4	Objetivos do Trabalho e Formulação Adotada	9
1.5	Publicações Relacionadas ao Trabalho	10
1.6	Estrutura do Trabalho	10
1.7	Nomenclaturas e convenções	11
Capítulo 2	Conceituação Básica – Desequilíbrios em Sistemas Elétricos	16
2.1	Introdução	16
2.2	Definição do Desequilíbrio de Tensão e Corrente em Sistemas Elétricos	16
2.3	Quantificação do Desequilíbrio de Tensão e Corrente	18
2.3.1	Método NEMA	19
2.3.2	Método IEEE	19
2.3.3	Método das Componentes Simétricas	20
2.3.4	Método CIGRÈ	20
2.3.5	Comparações entre Métodos	21
2.4	Limites Permissíveis de Desequilíbrios	22
2.4.1	International Electrotechnical Commission – IEC	23
2.4.2	American National Standards Institute - ANSI	23
2.4.3	Operador Nacional do Sistema – ONS	23
2.4.4	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST	24
2.4.5	NEMA	24
2.4.6	Outras normas	25
2.4.7	Limite de desequilíbrio de corrente	25
2.5	Causas, Impactos e Mitigações dos Desequilíbrios de Tensão e Corrente	27
2.5.1	Principais causas dos desequilíbrios de tensão e corrente	27
2.5.2	Consequências dos desequilíbrios de tensão e corrente	29
2.5.2.1	Máquinas Síncronas	30
2.5.2.2	Motores de Indução	30
2.5.3	Mitigação dos Efeitos dos Desequilíbrios de Tensão e Corrente	31
2.6	Conclusões do Capítulo	32
Capítulo 3	Modelagem de Equipamentos e Metodologia Proposta	33
3.1	Introdução	33
3.2	Modelos de elementos	34
3.2.1	Considerações	34
3.2.2	Modelo de elementos RLC	34
a.	Elemento RLC entre dois nós quaisquer do sistema elétrico	36
b.	Elemento RLC entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico	36
3.2.3	Modelo de máquinas elétricas	37
3.2.3.1	Modelo geral	38
a.	Elemento máquina conectado entre dois nós quaisquer do sistema elétrico	38

b.	Elemento máquina conectado entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico	40
3.2.3.2	Modelos Específicos – Equações adicionais	42
a.	Modelagem pela especificação de diferença de tensão entre nós – Módulo e ângulo	42
b.	Modelagem pela especificação da diferença de tensão entre nós e considerando a representação de impedâncias internas da máquina elétrica	45
c.	Modelagem pela especificação do módulo de tensão entre nós.....	51
d.	Modelagem pelo módulo de tensão e potência ativa com restrições operativas.....	52
3.3	Restrições Implementadas na Metodologia Proposta.....	54
3.3.1	Considerações	54
3.3.2	Restrições e Representação da Compensação Reativa	54
3.3.3	Restrição de Desequilíbrio de Tensão e Corrente	56
a.	Restrição do desequilíbrio de tensão	57
i.	Método 1	57
ii.	Método 2	60
b.	Restrição do desequilíbrio de corrente	61
i.	Método 1	61
ii.	Método 2	64
3.4	Função Objetivo da Metodologia Proposta.....	65
3.4.1	Considerações	65
3.4.2	Função Objetivo Implementada	65
3.5	Metodologia Proposta	66
3.5.1	Considerações	66
3.5.2	Fluxograma da metodologia proposta	67
3.6	Conclusões do Capítulo	72
Capítulo 4	Resultados	73
4.1	Introdução	73
4.2	Testes com o Sistema IEEE 4 Barras.....	73
4.3	Sistema 10 Barras	87
4.3.1	Análises com máquinas elétricas modeladas por V e θ fixos	92
4.3.2	Análises com máquinas elétricas modeladas com V e P com restrições operativa e Análise da influência da localização das máquinas elétricas	100
4.4	Conclusões do Capítulo	110
Capítulo 5	Conclusões	112
5.1	Conclusões Gerais	112
5.2	Trabalhos Futuros	113
APÊNDICE A.	Modelos de Equipamentos.....	119
1.	Introdução	119
2.	Modelo de alimentadores de distribuição ou linhas de transmissão	119
3.	Modelo de cargas	124
a.	Elemento carga conectado entre dois nós quaisquer do sistema elétrico	126
i.	Elemento carga conectado entre dois nós quaisquer do sistema elétrico com $\alpha = 0$	128
ii.	Elemento carga conectado entre dois nós quaisquer do sistema elétrico com $\alpha = 1$	129
iii.	Elemento carga conectado entre dois nós quaisquer do sistema elétrico com $\alpha = 2$	130
b.	Elemento carga conectado entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico	131
i.	Elemento carga conectado entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico com $\alpha = 0$	132
ii.	Elemento carga conectado entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico com $\alpha = 1$	133
iii.	Elemento carga conectado entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico com $\alpha = 2$	134

APÊNDICE B.	<i>Desenvolvimento Básico do Cálculo do Fator de Desequilíbrio através das Tensões Fase-Fase</i>	135
--------------------	---	------------

Capítulo 1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

Nos últimos anos observou-se uma considerável expansão dos sistemas elétricos de potência e um aumento significativo da demanda de energia, fazendo com que os sistemas passassem a operar mais próximos dos seus limites de carregamento. Isto aumentou a complexidade operacional e a necessidade de se conhecer ou prever o comportamento frente as mais diversas condições, que vão desde a operação em condições normais até a operação sob contingências.

Além disso, tornou-se cada vez mais crescente a preocupação, tanto por parte dos consumidores quanto de empresas do setor elétrico, com a qualidade da energia elétrica fornecida, por exemplo, com relação aos desequilíbrios dos sistemas, assim como com a confiabilidade e a continuidade operacional dos sistemas, devido principalmente à inclusão cada vez maior de equipamentos sensíveis a distúrbios elétricos tanto na indústria quanto nas próprias redes de distribuição.

Dessa forma, a operação otimizada dos sistemas elétricos de potência se tornou cada vez mais interessante, buscando atender à necessidade das empresas do setor em fornecer energia de qualidade e ao mesmo tempo reduzir os seus custos operacionais e as perdas do sistema.

Soma-se a isso, a inclusão de novas fontes energéticas (solar, biomassa, eólica, etc...) a matriz energética, assim como outras usinas de baixa potência (até 10 MW) e cogerações conectadas de forma dispersa ao sistema elétrico, culminando em um considerável aumento da geração distribuída. Estas gerações dispersas podem trazer impactos ao sistema ou até mesmo ter seu comportamento influenciado pelas condições de operação (por exemplo, problemas na presença de desequilíbrios consideráveis), e, portanto devem poder ser bem representadas nas ferramentas de análises.

Para representar e permitir análises corretas das características citadas, no intuito de melhorar os sistemas, o aperfeiçoamento das metodologias e modelos utilizados no planejamento e operação dos sistemas se torna indispensável, culminando em metodologias e modelos cada vez mais abrangentes, complexos e próximos a realidade, que auxiliem os engenheiros em suas tarefas.

1.2 Motivações

A maior parte das metodologias adotadas para os estudos de sistemas elétricos, principalmente para a análise de sistemas de transmissão, considera os sistemas equilibrados, possibilitando o uso somente da sequência positiva. Essa aproximação, em sistemas de transmissão, não introduz grandes diferenças aos resultados obtidos nas análises.

Porém, para a análise de sistemas de distribuição a representação monofásica do sistema não conduz a resultados satisfatórios, levando a imprecisões e até mesmo resultados incorretos. Isto porque eles possuem características inerentemente desequilibradas, devido à presença de cargas e circuitos monofásicos e bifásicos, presença de cargas distribuídas de formas desequilibradas, curvas de carga próprias do sistema (cargas são acionadas e desligadas de forma “aleatória”), assimetria das linhas de distribuição, que aliadas a não linearidade dos equipamentos da rede provocam um nível substancial de corrente desequilibrada.

Já a modelagem trifásica permite a representação e análise do comportamento das grandezas elétricas em cada fase do circuito, permitindo analisar os desequilíbrios. Além disso, considerar os desequilíbrios, impedâncias mútuas e aterramentos podem ser de especial interesse em alguns estudos elétricos. Sendo assim, o desenvolvimento de metodologias e de modelos capazes de representar e analisar estes pontos citados, com uma representação mais próxima à realidade das redes elétricas torna-se de grande importância.

Do ponto de vista do desequilíbrio de tensão e corrente, sabe-se que valores elevados podem danificar equipamentos do sistema elétrico de potência, especialmente máquinas elétricas girantes, como os geradores distribuídos convencionais conectados aos sistemas de distribuição e os motores trifásicos utilizados nos sistemas industriais. Dessa forma, considera-se importante o desenvolvimento de uma metodologia que auxilie em definir alternativas capazes de limitar o desequilíbrio de tensão e corrente nas redes de distribuição. Este foi um grande motivador deste trabalho.

Apesar de ser sabido que outros equipamentos também sofrem influências de funcionamento, ou até mesmo danos, na presença de desequilíbrios em sua rede de conexão, nesse trabalho, devido a sua importância, apenas as máquinas elétricas girantes terão o desequilíbrio de tensão e corrente analisados e limitados, atentando

principalmente para a crescente presença de máquinas síncronas conectadas de forma dispersa ao sistema de distribuição.

1.3 Revisão Bibliográfica

Para a realização do presente trabalho foram abordados, em maior importância, três temas: fluxo de potência trifásico, fluxo de potência ótimo e desequilíbrios de tensão e corrente. Nesse sentido, nas próximas subseções serão apresentados somente alguns trabalhos presentes na literatura, que são relativos aos temas aqui relacionados e que realmente foram base de estudos para a realização deste trabalho. É importante salientar que existem diversos outros trabalhos importantes na literatura abordando estes temas, porém, optou-se por colocar aqui apenas aqueles que realmente foram base para esta dissertação.

1.3.1 Fluxo de Potência Trifásico

O fluxo de potência é uma das ferramentas mais utilizadas na análise de sistemas elétricos de potência e os seus resultados são aplicados aos mais diversos estudos: operação, planejamento da expansão, estabilidade, análise de contingências, análises em tempo real, entre outros. Dessa forma, foram desenvolvidos inúmeros algoritmos e metodologias para o fluxo de potência. Na sequência resumem-se alguns dos principais métodos.

Métodos clássicos, como Newton-Raphson em coordenadas polares (Tinney e Hart, 1967; Monticelli, 1983) e desacoplado rápido (Stott e Alsac, 1974), quando aplicados a sistemas de transmissão possuem eficiência inquestionável. Mas, em sistemas de distribuição com características desequilibradas, as simplificações presentes nessas formulações não conduzem a resultados eficazes.

Buscando uma melhor representação de sistemas desequilibrados, novas formulações adotaram a representação trifásica para o sistema. Em Wasley e Shlash (1974) e em Birt *et al.* (1976), foram apresentadas extensões trifásicas para os métodos clássicos presentes em Tinney e Hart (1967) e Stott e Alsac (1974), que se tornaram extremamente complexas para a época, devido à necessidade de constantes refatorações da matriz Jacobiana, ocasionada pela presença de acoplamentos mútuos no sistema elétrico.

Em Shirmohammadi (1988) foi proposto um método para a análise de sistemas radiais e fracamente malhados. Conhecido como método de Varredura, ou *Foward-Backward Sweep* (FBS), o sistema é inicialmente convertido em um sistema estritamente radial e em seguida, através de um processo iterativo, as leis de Kirchhoff são aplicadas em dois passos. No primeiro passo, as correntes nos ramos são calculadas partindo dos nós terminais em direção à fonte (*Backward Sweep*). Posteriormente, partindo do nó fonte em direção aos nós terminais, as tensões nodais são calculadas (*Foward Sweep*).

Com o passar dos anos, graças ao desenvolvimento da informática e o advento de novas ferramentas computacionais, novas metodologias para análise de fluxo de potência trifásico foram desenvolvidas.

Em Zimmerman (1995), um algoritmo trifásico desacoplado é descrito. A característica radial dos sistemas de distribuição é explorada, com a aplicação de um esquema de ordenação dos ramos laterais, visando à redução do número de equações.

O Método de Injeção de Corrente (MIC) (Costa *et al.*, 1999) se tornou importante para trabalhos na área de fluxo de carga. Tal método baseia-se no cálculo das injeções de correntes em cada barra e do uso do método de Newton-Raphson em coordenadas retangulares.

Em Garcia *et al.* (2000), apresentou-se uma formulação baseada na metodologia proposta por Costa *et al.* (1999) para a resolução de sistemas trifásicos, o Método de Injeção de Correntes Trifásico (MICT), que se mostrou mais rápido do ponto de vista computacional do que método de Newton-Raphson convencional. No entanto, tal modelagem considera as tensões de neutro nulas em todas as barras do sistema, o que só é válido para sistemas equilibrados ou solidamente aterrados em todas as barras.

Em Penido *et al.* (2008) foi apresentada uma formulação para o fluxo de potência trifásico a quatro condutores (três fase + neutro), o Método de Injeção de Correntes a Quatro Condutores (MICQ).

Em Penido *et al.* (2013) foi apresentada o MICN (Método de Injeção de Correntes a N Condutores), que consiste na aplicação do MIC para sistemas realmente multifásicos, apresentando modelos bastante detalhados de diversos equipamentos presentes no sistema elétrico de potência, com impedância mútua ou não, representação explícita de cabos de neutro e terra e equipamentos que possuem função de controle, incluídos de forma otimizada. O foco deste trabalho foi à solução de fluxo de potência

em sistemas de distribuição, apresentando bons resultados e se mostrando bastante completo.

1.3.2 Fluxo de Potência Ótimo

O uso do fluxo de potência para a análise de sistemas elétricos de potência permite conhecer o estado atual do sistema e modelar situações futuras de forma relativamente simples. No entanto, tal metodologia apresenta limitações como, por exemplo, a necessidade de especificar inicialmente o valor de algumas variáveis de controle do problema, dificuldade na modelagem de restrições de desigualdade e controles simultâneos, impossibilidade de associar a solução do sistema com o custo de operação dos sistemas elétricos de potência, entre outras. A fim de contornar tais limitações foi desenvolvida uma ferramenta denominada Fluxo de Potência Ótimo (FPO).

O Método de Injeção de Corrente (MIC) (Costa *et al.*, 1999), e suas derivações, que já foram citados para fluxo de potência trifásico, baseando-se no cálculo das injeções de correntes em cada barra e no uso do método de Newton-Raphson em coordenadas retangulares, também foram aplicados em trabalhos voltados para a otimização de sistemas elétricos (Araujo, 2005), apresentando bons resultados.

Em Araujo *et al.* (2013a) foi descrita uma metodologia de otimização que permite a resolução do problema de fluxo de potência ótimo em sistemas trifásicos (MICTO). Considera-se a representatividade do sistema limitada a três fases e a convergência obtida por resíduos de correntes, além de possibilidade de representação de impedâncias de aterramentos e diferentes conexões de transformadores, sendo de grande aplicabilidade em sistemas de distribuição e subtransmissão. O MICTO foi expandido para sistemas multifásicos em Araujo e Penido (2013).

Em Araujo *et al.* (2013b) foi proposta uma aplicação do MICTO para redução do desequilíbrio de tensão em redes de distribuição.

1.3.3 Desequilíbrio de Tensão e Corrente em Sistemas de Distribuição

O foco principal da metodologia apresentada nesse trabalho está na limitação do desequilíbrio de tensão e/ou corrente nas barras em que as máquinas elétricas estão

conectadas. Nesse sentido, essa seção irá apresentar alguns trabalhos que foram consultados com objetivo de se obter definições e limites estabelecidos para a análise dos desequilíbrios de tensão e corrente, além de alguns trabalhos nos quais a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente são tratadas.

No que se refere às definições do desequilíbrio de tensão e corrente, os trabalhos a seguir apresentam especial interesse. Algumas definições encontradas nestas referências serão citadas.

A norma IEEE 1159 (1995) define os fenômenos eletromagnéticos associados à qualidade da energia elétrica em: transitórios, variação de tensão de curta duração, variação de tensão de longa duração, distorções na forma de onda, flutuação ou oscilação de tensão, variação na frequência do sistema elétrico e desequilíbrio de tensão. Além de outros aspectos, define os parâmetros utilizados para caracterizar os desequilíbrios de tensão como sendo a data e hora de ocorrência, magnitude e duração do distúrbio.

De acordo com Ferreira Filho *et al.* (2005), o desequilíbrio de tensão em um sistema trifásico se caracteriza pelas fases apresentarem módulos de tensão diferentes entre si ou defasagem angular entre as fases diferentes de 120° , ou, ainda, as duas condições simultaneamente.

Em Starosta (2012) o desequilíbrio de tensão é definido, assim como suas causas e consequências apresentadas.

O desequilíbrio de tensão pode ser calculado pelo método das componentes simétricas, ou seja, pela relação percentual entre a componente de sequência negativa (ou zero) e a componente de sequência positiva das tensões de fase. Destaca-se ainda que o cálculo do fator de desequilíbrio pode ser feito de diferentes métodos, dos quais, quatro deles serão apresentados neste trabalho (seção 2.3).

As principais causas e consequências dos desequilíbrios de tensão e corrente também são tema de diversos trabalhos, entre eles podemos destacar os seguintes (para os quais algum ponto de discussão abordado foi destacado).

Conforme Ando Junior (2009), a má distribuição de cargas monofásicas nos sistemas elétricos geram tensões de sequência negativa no sistema. Combinada a solicitação de consumidores atendidos em tensão trifásica, que também possuem cargas distribuídas de forma não simétrica nos circuitos elétricos, à gravidade dos desequilíbrios aumentam, já que tais consumidores solicitam correntes desequilibradas aos sistemas elétricos. Dentre os efeitos provocados pelo desequilíbrio de tensão pode-

se destacar sobreaquecimentos, mau funcionamento, sobrecarga do isolamento e redução da vida útil de equipamentos conectados ao sistema elétrico, além de falhas dos dispositivos de proteção.

Em Mitra (2012) são descritos os problemas relacionados à alimentação de cargas trifásicas por tensões desequilibradas, que vão desde comprometimento do funcionamento a danos severos. Os motores elétricos são extremamente sensíveis ao desequilíbrio de tensão, especialmente o motor de indução, já que o desequilíbrio de tensão nos terminais do estator leva a correntes desequilibradas, gerando superaquecimento, pulsações de torque, estresse mecânico, maiores perdas e redução da vida útil da isolação dos enrolamentos.

Em Medeiros (2014) são citadas as principais causas do desequilíbrio de tensão em um alimentador. O desequilíbrio na distribuição de cargas, que leva a um desequilíbrio de tensão e corrente, e a concentração de cargas em uma das fases, que provoca uma maior queda de tensão do que as fases com cargas mais leves, são as principais causas. Também se destaca o uso de banco de capacitores que podem injetar diferentes quantidades de reativos em cada uma das fases, levando a quedas de tensão diferentes em cada uma das fases, assim como o uso de reguladores de tensão aplicados ao sistema de distribuição, normalmente monofásicos, que podem afetar o desempenho do sistema perante a falha de um desses equipamentos.

Alguns dos principais elementos do sistema elétrico a serem prejudicados pelo desequilíbrio de tensão são as máquinas elétricas, que sofrem danos nos mancais, aumento das perdas, problemas no isolamento, com conseqüente redução da vida útil da máquina, devido ao sobreaquecimento, dentre outros danos. Alguns trabalhos que abordam mais especificamente este tema são descritos a seguir.

Reed e Koopman (1936) realizaram os primeiros estudos em um motor de indução operando sob tensão desequilibrada. Utilizando o método das componentes simétricas, o trabalho apresentado concluiu que a eficiência do motor reduz sob condições de desequilíbrio de tensão, graças à presença dos torques divergentes gerados pelas tensões de sequência positiva e negativa.

Em Williams (1954) as perdas em um motor foram avaliadas quantitativamente, sob diferentes níveis de tensões desequilibradas, com o uso do método de componentes simétricas. Tal trabalho concluiu que a carga no eixo do motor não interfere nas perdas devido ao desequilíbrio de tensão, assim como que pequenos desequilíbrios de tensão são capazes de gerar grandes desequilíbrios nas correntes de linha.

Em Gafford *et al.* (1959), o comportamento da temperatura do motor frente ao desequilíbrio de tensão foi avaliado. Tal trabalho conclui que quanto maior o desequilíbrio de tensão, maior o aumento da temperatura do motor, principalmente devido às perdas no cobre dos enrolamentos do motor.

Em Woll (1975) os efeitos prejudiciais da tensão desequilibrada na operação dos motores de indução foram analisados a partir da decomposição das componentes de sequência positiva e negativa. Observou-se que à medida que o desequilíbrio de tensão aumenta, a tensão de sequência positiva diminui e a de sequência negativa aumenta, prejudicando o funcionamento do motor.

Em Rezende e Samesima (201-) são demonstrados e discutidos os efeitos causados em um motor de indução quando alimentado por tensões desequilibradas.

Em Oliveira (2011), os problemas causados pelo desequilíbrio de tensão nos motores de indução trifásicos (MIT), em função da importância destas cargas no âmbito industrial, são destacados.

Diversos trabalhos encontrados na literatura também abordam a operação de geradores de indução, submetidos a desequilíbrios de tensão. Mais especificamente, muitos trabalhos têm tratado das Máquinas de Dupla Alimentação (DFIG), normalmente utilizadas na geração eólica.

Yazidi *et al.* (2009) descreve que o gerador de indução operando com tensão desequilibrada gera correntes em desequilíbrio, apresentando componentes oscilantes de potência ativa e reativa. Dessa forma, o aumento da participação da energia eólica na matriz energética impacta significativamente na qualidade da energia fornecida.

Importantes normas e trabalhos destacam a relação entre a conexão de geração distribuída no sistema elétrico e a qualidade de energia. Segundo IEEE (2013), a conexão de fontes de geração distribuídas monofásicas no sistema de distribuição, deve ser cautelosa quanto à divisão de potências injetadas em cada uma das fases do alimentador, já que pode trazer uma elevação da tensão e comprometer o equilíbrio entre as fases. Destaca-se ainda que a instalação de fontes de GD monofásicas pode comprometer o desempenho de sistemas de distribuição, já que pode impactar no aumento do desequilíbrio entre as tensões de cada fase do alimentador.

No que se refere ao desequilíbrio de corrente e metodologias de mitigação de seus efeitos em sistema elétricos, não é de conhecimento do autor a existência de trabalhos que abordem de maneira clara e específica esses temas.

1.4 Objetivos do Trabalho e Formulação Adotada

Com o intuito de contribuir para o desenvolvimento de metodologias e modelos que tratem das questões descritas nas seções anteriores, propõe-se uma metodologia de fluxo de potência ótimo multifásico baseado no método de injeção de correntes em coordenadas retangulares, tendo como objetivo a limitação dos desequilíbrios das tensões terminais e das correntes demandadas ou injetadas nas máquinas girantes trifásicas, motores ou geradores, que são conectadas aos sistemas de distribuição, às normas vigentes e as recomendações dos fabricantes de equipamentos. Serão utilizados bancos de capacitores em derivação nos terminais das máquinas para realizar a limitação do desequilíbrio, sendo que a alocação poderá ser, inclusive, desequilibrada.

Na metodologia proposta cada elemento será modelado de forma independente e trifásica, o que permite a representação explícita de cada uma das fases do sistema, assim como representação de aterramentos e a presença de impedâncias mútuas.

Nesse trabalho, a modelagem das máquinas elétricas tem especial atenção, podendo estas ser modeladas de diferentes formas, de acordo com as suas características próprias. Nesse sentido, salienta-se que a ferramenta proposta permitirá a modelagem de máquinas pela especificação de diferença de tensão entre nós (módulo e ângulo), amplamente utilizada na representação de subestações e barras de referência dos sistemas elétricos, com ou sem a inclusão da impedância interna das máquinas elétricas, modelagem de máquinas pela especificação do módulo de tensão entre nós e modelagem de máquinas pelo módulo de tensão e potência ativa com restrições operativas.

A metodologia proposta utilizará o software Matlab[®] para a leitura dos dados do sistema e para a modelagem das equações de injeção de corrente em coordenadas retangulares para cada um dos nós do sistema, além das equações adicionais de acordo com os tipos de máquinas elétricas consideradas. Já o software de otimização Lingo[®] será utilizado para a otimização do sistema em regime permanente, ou seja, determinará uma condição operativa, indicando as tensões nas barras do sistema, assim como a potência gerada por cada uma das máquinas elétricas do sistema, limitando os índices de desequilíbrios através da inclusão de bancos de capacitores, que terão as fases de conexão e potência reativa injetada determinadas.

Em termos de implementação computacional deve-se também ter como objetivo que a metodologia e os modelos desenvolvidos sejam robustos e eficientes

computacionalmente, permitindo incorporar facilmente novos elementos e características ao sistema e obter resultados de forma precisa e com tempo computacional aceitável.

1.5 Publicações Relacionadas ao Trabalho

BENETELI, T. A. P.; ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R., 2015. “Limitação da Corrente de Sequência Negativa em Geradores Conectados em Sistemas de Eléctricos Desequilibrados”. Artigo aceito para publicação. CAIP 2015: *Congreso Interamericano de Computación Aplicada a La Industria de Procesos*.

BENETELI, T. A. P.; ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R., 2015. “Restrição da Componente de Sequência Negativa em Sistemas de Distribuição”. Artigo aceito para publicação. CLAGTEE 2015: *XI Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission – Bioenergy for Electricity Generation and Ecological Issues in Power Plants*.

1.6 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é composto de cinco capítulos, incluindo este de introdução e os outros que serão descritos a seguir.

O segundo capítulo traz uma revisão do desequilíbrio de tensão e corrente em sistemas eléctricos com suas definições, métodos de quantificação, limites permissíveis, causas, impactos e medidas de mitigação, além das principais consequências do desequilíbrio, principalmente em máquinas eléctricas.

O terceiro capítulo apresenta os modelos representativos de alguns componentes dos sistemas eléctricos, assim como o equacionamento e considerações necessárias para a metodologia proposta. Além disso, tal capítulo apresenta a metodologia de fluxo de potência ótimo proposta, assim como o equacionamento proposto para a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente no sistema eléctrico.

O quarto capítulo apresenta os testes realizados com a metodologia proposta para alguns sistemas, assim como seus resultados e conclusões.

O quinto e último capítulo, expõe as conclusões do trabalho e trabalhos futuros.

O apêndice A apresenta os modelos representativos de linhas e cargas, assim como o equacionamento e considerações necessárias para a metodologia proposta.

Já o apêndice B apresenta de forma sucinta como a utilização das tensões fase-fase elimina os efeitos da componente de sequência zero no cálculo do fator de desequilíbrio.

1.7 Nomenclaturas e convenções

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

AIEE – *American Institute of Electrical Engineers*

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANSI – *American National Standards Institute*

CAIP – *Congreso Inreramericano de Computación Aplicada a La Industria de Procesos*

CIGRÈ – *Congress Internationale des Gran Réseaux Électriques a Haute Tension*

CLAGTEE – *Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*

COPPE – Coordenação de Programas de Pós-Graduação em Engenharia

CTST – Comitê para Estudos dos Sistemas de Transmissão – Eletrobrás

DFIG – Máquinas de Dupla Alimentação

EE – Engenharia Elétrica

Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

FBS – *Forward-Backward Sweep*

FPO – Fluxo de Potência Ótimo

GCPS – Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos – Eletrobrás

GD – Geração Distribuída

GTCP – Grupo de Trabalho de Colapso de Tensão – Eletrobrás

IEC – *International Electrotechnical Commission*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

IEMDC – *International Electrical Machines and Drives Conference*

MIC – Método de Injeção de Corrente

MICN – Método de Injeção de Correntes a N Condutores

MICQ – Método de Injeção de Correntes a Quatro Condutores

MICT – Método de Injeção de Corrente Trifásico

MICTO – Método de Injeção de Corrente Trifásico Ótimo

MIT – Motores de Indução Trifásicos

NEMA – *Nacional Electrical Manufacturers Association of USA*

ONS – Operador Nacional do Sistema

PPEE – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RJ – Rio de Janeiro

SC – Santa Catarina

SP – São Paulo

UFJF – Universidade Federal de Juiz de Fora

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro

UFSJ – Universidade Federal de São João del-Rei

FD – fator de desequilíbrio

FD1 – fator de desequilíbrio calculado pelo método 1

FD2 – fator de desequilíbrio calculado pelo método 2

FDC – fator de desequilíbrio de corrente

FDC^{max} – limite máximo para o fator de desequilíbrio de corrente

FDC1 – fator de desequilíbrio de corrente calculado pelo método 1

FDC2 – fator de desequilíbrio de corrente calculado pelo método 2

FDT – fator de desequilíbrio de tensão

FDT^{max} – limite máximo para o fator de desequilíbrio de tensão

FDT1 – fator de desequilíbrio de tensão calculado pelo método 1

FDT2 – fator de desequilíbrio de tensão calculado pelo método 2

G1 – gerador 1

G2 – gerador 2

SE – subestação

I – corrente

I_g – corrente injetada pelos elementos máquinas

I_{neg} – corrente de sequência negativa

I_{pos} – corrente de sequência positiva

I_{zero} – corrente de sequência zero

I_{Re} – parte real da corrente

I_{Im} – parte imaginária da corrente

V – tensão

V_{neg} – tensão de sequência negativa

V_{pos} – tensão de sequência positiva

V_{zero} – tensão de sequência zero

V_{Re} – parte real da tensão

V_{Im} – parte imaginária da tensão

V_m – valor médio das tensões de linha

V_{min} – valor mínimo das tensões de linha

V_{max} – valor máximo das tensões de linha

V^{min} – valor mínimo de tensão especificado

V^{max} – valor máximo de tensão especificado

V^{nom} – tensão nominal de projeto

V_0 – tensão para qual a potência do elemento foi especificada

V_A – tensão fase-terra na fase A

V_B – tensão fase-terra na fase B

V_C – tensão fase-terra na fase C

V_{AB} – tensão de linha entre as fases AB

V_{BC} – tensão de linha entre as fases BC

V_{CA} – tensão de linha entre as fases CA

ΔV – máximo desvio das tensões de linha em relação ao valor médio

ΔV^{esp} – variação de tensão entre dois nós especificada para o elemento máquina

B – susceptância

G – condutância

R – resistência

R_0 – resistência de sequência zero

R_1 – resistência de sequência negativa

R_2 – resistência de sequência positiva

X – reatância

X_0 – reatância de sequência zero

X_1 – reatância de sequência positiva

X_2 – reatância de sequência negativa

Y – admitância

Y^{max} – admitância máxima

Z – impedância

Z_{at} – impedância de aterramento

Z_p – impedância própria

Z_M e Z_N – impedâncias mútuas

Z_0 – impedância de sequência zero

Z_1 – impedância de sequência positiva

Z_2 – impedância de sequência negativa

$[Z_{012}]$ – matriz de impedância em componentes de sequência

$[Z_{abc}]$ – matriz de impedância em coordenadas de fase

RLC – Elemento elétrico composto por resistores, indutores e capacitores ou, ainda, pela combinação desses

P – potência ativa

P^{min} – potência ativa mínima especificada

P^{max} – potência ativa máxima especificada

P_0 – potência ativa para qual o elemento foi especificado

dP – potência ativa para qual o elemento foi especificado

Q – potência reativa

Q^{min} – potência reativa mínima especificada

Q^{max} – potência reativa máxima especificada

$Q_{TRIFÁSICA}$ – potência reativa trifásica

Q_0 – potência reativa para qual o elemento foi especificado

dQ – potência reativa para qual o elemento foi especificado

S – potência aparente

$S_{nom_trifásica}$ – potência aparente nominal trifásica

α – multiplicador da transformada de Fortescue, equivale a $1 \angle 120^\circ$

α – expoente indicativo do tipo de carga

θ – ângulo teta

t – tempo

K – parâmetro de suportabilidade do gerador síncrono

K – fator de desequilíbrio percentual

$|X|$ – indica o módulo da grandeza, por exemplo, $|V|$ indica o módulo da tensão

\dot{X} – indica a representação de um fasor, por exemplo, \dot{V} indica a representação fasorial da tensão.

Capítulo 2 Conceituação Básica – Desequilíbrios em Sistemas Elétricos

2.1 Introdução

Neste capítulo será apresentada uma conceituação básica referente aos desequilíbrios em sistemas elétricos, com ênfase em sistemas de distribuição. Para tanto, serão expostos os princípios básicos dos desequilíbrios de tensão e corrente e serão apresentadas as equações utilizadas para cálculos de índices indicados em diversas normas técnicas. Também serão apresentados problemas causados pelos desequilíbrios de tensão e corrente em equipamentos dos sistemas elétricos.

2.2 Definição do Desequilíbrio de Tensão e Corrente em Sistemas Elétricos

A seguir será feita uma explanação sobre desequilíbrios de tensão e corrente em sistemas elétricos de potência. Tal conteúdo é fortemente baseado em Teodoro (2005), Starosta (2012) e Rezende e Samesima (201-), além de normas da ANEEL.

Entre os inúmeros problemas relacionados à qualidade da energia elétrica, o desequilíbrio de tensão e corrente são impactantes sob o ponto de vista de confiabilidade e vida útil dos equipamentos (Red Book IEEE, 1993). Atentando para tal fato e visando a minimização das ocorrências, as entidades responsáveis pelo gerenciamento do setor elétrico observaram a necessidade de um controle rigoroso da qualidade da energia entregue ao consumidor e atuam no sentido de estabelecer os limites máximos aceitáveis e incentivar métodos de mitigação ou o uso de equipamentos de compensação, quando necessário, garantindo uma operação regular dos sistemas elétricos a custos aceitáveis.

As mudanças na legislação do setor elétrico, que tem como objetivo a valorização cada vez maior da relação entre o fornecedor e o consumidor, vêm tornando a legislação cada vez mais rigorosa no que diz respeito à responsabilização por parte do fornecedor dos danos provocados pelo suprimento de energia de má qualidade. Com isso, as concessionárias procuram optar pela excelência na qualidade do seu produto.

Com o objetivo de melhorar o cenário energético, houve a regulamentação de normas que devem ser seguidas pelas empresas concessionárias de energia elétrica e que definem os “limites de variação das tensões”, a “conceituação de serviços adequados”

de energia elétrica e o “estabelecimento de método uniforme para apuração dos índices de continuidade de suprimento dos sistemas elétricos”. Tais normas evoluíram e modificaram-se, incluindo as experiências de grupos de trabalho como CIGRÈ, IEC e IEEE, além de experiências de empresas brasileiras e entidades representativas dos grandes consumidores de energia elétrica.

Seguindo essa evolução, no âmbito da distribuição de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em conjunto com representantes do setor elétrico, elaborou um conjunto de diretrizes denominado “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST”, com a intenção de centralizar todos os aspectos de regulação a serem seguidos pelas empresas concessionárias e permissionárias de serviços de distribuição de energia elétrica. Na seção 8.1, Módulo 8, do PRODIST encontram-se as definições sobre os fenômenos de qualidade de energia, os critérios e valores de referência, além dos procedimentos relativos à qualidade do produto a ser entregue.

No âmbito da qualidade da energia elétrica, não se consegue desassociar correntes desequilibradas de tensões desequilibradas. As correntes desequilibradas são uma causa importante de tensões não simétricas e, dependendo do equipamento, tensões desequilibradas podem levar a correntes desequilibradas.

Um sistema é dito equilibrado quando a componente de sequência zero e a componente de sequência negativa são nulas. Por outro lado, um sistema é dito desequilibrado ou assimétrico, se apresentar simultaneamente duas ou mais componentes de sequência.

O Módulo 1 de Introdução do PRODIST (ANEEL, 2012) apresenta definições relativas ao desequilíbrio de tensão, como seguem:

Desequilíbrio de tensão: Desvio máximo da média das correntes ou tensões trifásicas, dividido pela média das correntes ou tensões trifásicas, expresso em percentual.

Fator de desequilíbrio: Quantifica o nível de desequilíbrio de tensão ou corrente em um sistema elétrico trifásico, considerando a relação percentual entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva da variável em questão.

Suprimento desequilibrado: Caracterizado por uma alimentação formada por tensões trifásicas que se apresentam com diferentes magnitudes e/ou defasagens.

Numericamente o fator de desequilíbrio de uma dada rede elétrica é, considerando a definição do PRODIST, dado pela equação (2.1), sendo válido tanto para as tensões

como para as correntes. Essa definição é parte integrante do Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2009), sendo a mesma apresentada pelas normas IEC, ANSI e pelo conjunto de normas IEEE.

$$\text{Fator de Desequilíbrio} = \frac{|\text{Componente de Sequência Negativa}|}{|\text{Componente de Sequência Positiva}|} \cdot 100 \quad (2.1)$$

O desequilíbrio de tensão é caracterizado pelas fases apresentarem correntes com módulos diferentes entre si ou defasagem angular entre as fases diferentes de 120 graus ou as duas condições simultaneamente. O mesmo vale para o desequilíbrio de corrente.

Existem outras definições e cálculos de fatores relacionados a desequilíbrios em outras normas, que não o PRODIST. Alguns deles serão descritos na seção seguinte, para que possam ser comparados com os do PRODIST. E ainda há os que não serão tratados neste trabalho, por não serem de maior interesse com relação aos objetivos deste trabalho.

Devido a sua importância em alguns estudos, cita-se também neste ponto o desequilíbrio de sequência zero, cuja equação é a seguinte:

$$\begin{aligned} &\text{Fator de Desequilíbrio de Sequência Zero} \\ &= \frac{|\text{Componente de Sequência Zero}|}{|\text{Componente de Sequência Positiva}|} \cdot 100 \end{aligned} \quad (2.2)$$

Apesar de não ser abordado neste trabalho (seu estudo e suas influências no sistema elétrico serão deixados como possível trabalho futuro), o desequilíbrio de sequência zero é de grande importância na análise de vários sistemas elétricos. Na distribuição, os transformadores de distribuição são do tipo delta-estrela e funcionam como “filtros”, impedindo que o desequilíbrio se propague do sistema de baixa tensão para o sistema de média tensão.

2.3 Quantificação do Desequilíbrio de Tensão e Corrente

Existem quatro diferentes métodos de quantificação de desequilíbrio reconhecidos e difundidos internacionalmente. Os dois primeiros métodos, denominados NEMA e IEEE, trabalham unicamente com módulos dos valores de tensão, já que vários

medidores utilizados apresentam restrições para a obtenção das grandezas angulares. Já o método de componentes simétricas se baseia no teorema de Fortescue, que decompõe o sistema trifásico em três sistemas equilibrados, exigindo conhecimento tanto dos módulos como dos ângulos das tensões de fase. O método CIGRÈ fornece resultados bem próximos ao que o método das componentes simétricas fornece, porém a forma de cálculo é diferente, utilizando somente o valor dos módulos das tensões de linha do sistema. A seguir tais métodos serão apresentados.

2.3.1 Método NEMA

A norma NEMA (*National Electrical Manufacturers Association of USA*) – MG1 – 14.34, define um fator K como sendo a razão entre o máximo desvio das tensões de linha em relação ao seu valor médio e o seu valor médio. Ou seja, o método NEMA analisa o desvio das tensões de linha em relação valor médio delas.

$$K (\%) = \frac{\Delta V}{V_m} \cdot 100 \quad (2.3)$$

Onde:

K é o fator de desequilíbrio expresso em valores percentuais.

ΔV é o máximo desvio das tensões de linha em relação ao valor médio.

V_m é o valor médio das tensões de linha.

2.3.2 Método IEEE

O fator K é quantificado pela razão entre a diferença entre o maior e o menor valor das tensões de fase e o somatório dos valores de tensão. Diferentemente do método NEMA, o método IEEE leva em conta o máximo desvio entre as tensões.

$$K (\%) = \frac{3 \cdot (V_{\max} - V_{\min})}{V_A + V_B + V_C} \cdot 100 \quad (2.4)$$

Onde:

K é o fator de desequilíbrio expresso em valores percentuais.

V_{\max} é o valor máximo das tensões de fase.

V_{\min} é o valor mínimo das tensões de fase.

V_A , V_B e V_C são, respectivamente, os valores das tensões de fase nas fases A, B e C do sistema.

2.3.3 Método das Componentes Simétricas

O método das componentes simétricas quantifica o fator K através da decomposição das tensões de fase em três sequências – sequência positiva, negativa e zero. O fator K é definido pela razão entre os módulos das sequências negativa e positiva.

$$K(\%) = \frac{|V_{\text{neg}}|}{|V_{\text{pos}}|} \cdot 100 \quad (2.5)$$

Onde:

K é o fator de desequilíbrio expresso em valores percentuais.

$|V_{\text{neg}}|$ é o módulo da tensão de sequência negativa.

$|V_{\text{pos}}|$ é o módulo da tensão de sequência positiva.

2.3.4 Método CIGRÈ

O método CIGRÈ (*Congress Internationale des Grand Réseaux Électriques a Haute Tension*) utiliza uma grandeza adimensional que correlaciona às tensões fase-fase. Tal método fornece resultados bem próximos dos resultados obtidos com o método das componentes simétricas, mas com o uso de manipulações algébricas apresenta o fator de desequilíbrio a partir dos módulos das tensões de linha. (Teodoro, 2005)

$$K(\%) = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100 \quad (2.6)$$

Com

$$\beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{CA}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2)^2}$$

Onde:

K é o fator de desequilíbrio expresso em valores percentuais.

V_{AB} , V_{BC} e V_{CA} são, respectivamente, os módulos da tensão de linha entre as fases AB, BC e CA.

2.3.5 Comparações entre Métodos

Considerando os quatro métodos de quantificação do desequilíbrio, apresentados nas seções anteriores, é possível analisar graficamente a precisão de tais métodos a partir da comparação entre o fator de desequilíbrio calculado com cada um dos métodos e o índice de desequilíbrio real imposto ao sistema, conforme Figura 2.1.

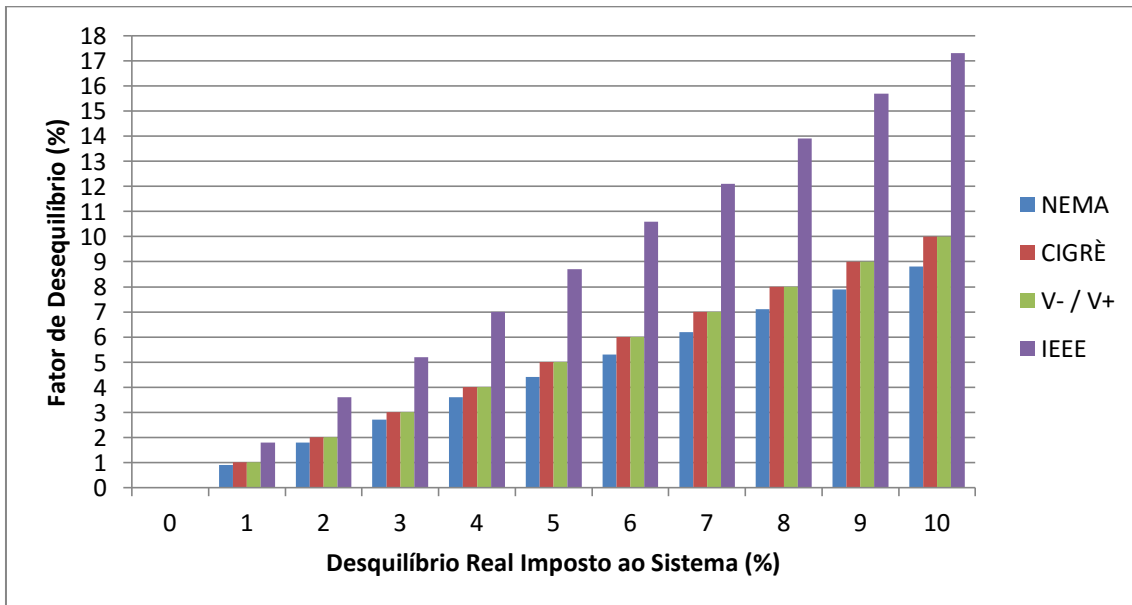


Figura 2.1 – Índices de desequilíbrio calculados pelas diferentes formulações (Teodoro, 2005)

Os métodos de componentes simétricas e CIGRÈ são considerados os métodos de análise do desequilíbrio de tensão matematicamente mais rigorosos, por levar em conta a real configuração do sistema, empregando os valores dos módulos e dos ângulos das três fases.

O módulo 8 do PRODIST define que o desequilíbrio de tensão deve ser avaliado a partir do fator de desequilíbrio (FD) que pode ser obtido pelo uso método de componentes de sequência ou, de forma alternativa, pelo método CIGRÈ. Além disso, estabelece que as medições de desequilíbrio de tensão sejam realizadas através das tensões fase-fase, de forma a eliminar possíveis efeitos das componentes de sequência zero do sistema. A eliminação dos efeitos da sequência zero com o uso das tensões fase-fase pode ser observado no Apêndice B.

Diante da precisão dos diversos métodos apresentados e das recomendações das normas de órgãos regulamentadores do setor elétrico, como a ANEEL, nesse trabalho o índice de desequilíbrio do sistema buscará seguir as recomendações do método das componentes simétricas, sendo calculado de duas formas distintas.

No primeiro método o cálculo do fator de desequilíbrio será realizado através da relação percentual entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva de determinada grandeza, ou seja, pelo método das componentes simétricas propriamente dito. Devido a restrições técnicas impostas a metodologia proposta pela versão do software de otimização utilizado, versão demo 15.0 do Lingo[®], a aplicação da definição padrão estabelecida pelas normas do setor elétrico não se tornou viável em sistemas de maior porte, já que insere um determinado tipo de restrições não lineares ao sistema – restrições inversas com termos polinomiais no numerador e denominador, tornando a sua convergência mais complexa e extrapolando o número de variáveis não lineares permitido pela versão do software.

No segundo método o fator de desequilíbrio será obtido através da relação percentual entre a componente de sequência negativa e a componente nominal da grandeza em análise, sendo uma adaptação do método das componentes simétricas.

A metodologia para limitação do desequilíbrio de tensão e corrente será apresentada no Capítulo 3.

2.4 Limites Permissíveis de Desequilíbrios

A crescente preocupação com os níveis de desequilíbrios nas redes elétricas, e suas consequências sobre a operação dos equipamentos e sistemas, tem motivado a conjectura de índices de conformidade por parte dos diferentes órgãos reguladores de diferentes países. A seguir, alguns desses índices serão destacados.

2.4.1 *International Electrotechnical Commission – IEC*

Em uma extensão da norma IEC 555-2, sob a denominação IEC 1000-2-2 de 1990, estão contidas as questões relacionadas com desequilíbrios nas redes elétricas. A recomendação desta norma sugere 2% de desequilíbrio de tensão como índice aceitável de desequilíbrio de sequência negativa em sistemas de baixa tensão e média tensão e o valor de 1% de desequilíbrio de tensão em sistemas de alta tensão.

2.4.2 *American National Standards Institute - ANSI*

Para estabelecer os valores nominais de tensão e tolerâncias operacionais de 110 V a 230 kV em 60Hz a ANSI desenvolveu a norma C84.1 de 1995 na qual recomenda que os sistemas de suprimento elétrico devam ser projetados e operados de modo a limitar o máximo desequilíbrio de tensão em 3%, sob condições a vazio. Neste caso, recomenda-se que o fator de desequilíbrio seja calculado através de fórmula alternativa (NEMA), que leva em conta apenas os desvios em relação a uma média de tensões.

2.4.3 *Operador Nacional do Sistema – ONS*

Baseado em estudos comparativos envolvendo os diferentes limites recomendados em diferentes normas bem como a forma de avaliação dos fatores de desequilíbrio de tensão, o ONS definiu os limites a serem observados nos pontos de suprimento de energia elétrica da rede básica do sistema interligado nacional brasileiro.

Para a determinação do nível de desequilíbrio recomenda-se pelo ONS o uso da fórmula alternativa (CIGRÈ) que produz resultados mais próximos daqueles preconizados na definição formal.

O limite máximo recomendado para o nível de desequilíbrio de tensão é 2%. Este índice resulta basicamente de um compromisso envolvendo fornecedores de energia e fabricantes de equipamentos. Se por um lado, um sistema com índices de desequilíbrio próximos a zero, apesar de ser o ideal, apresenta altos custos com equipamentos para os fornecedores de energia na implantação dos sistemas elétricos, por outro, a garantia do desempenho operacional dos equipamentos, principalmente de motores, frente a desequilíbrios elevados representam altos custos com desenvolvimento de tecnologias aos fabricantes. Estudos específicos sinalizam que um valor em torno de 3% de

desequilíbrio proporciona o custo ótimo, conforme Figura 2.2. O valor de 2% adotado representa, portanto, uma garantia de que equipamentos elétricos não terão sua operação comprometida.

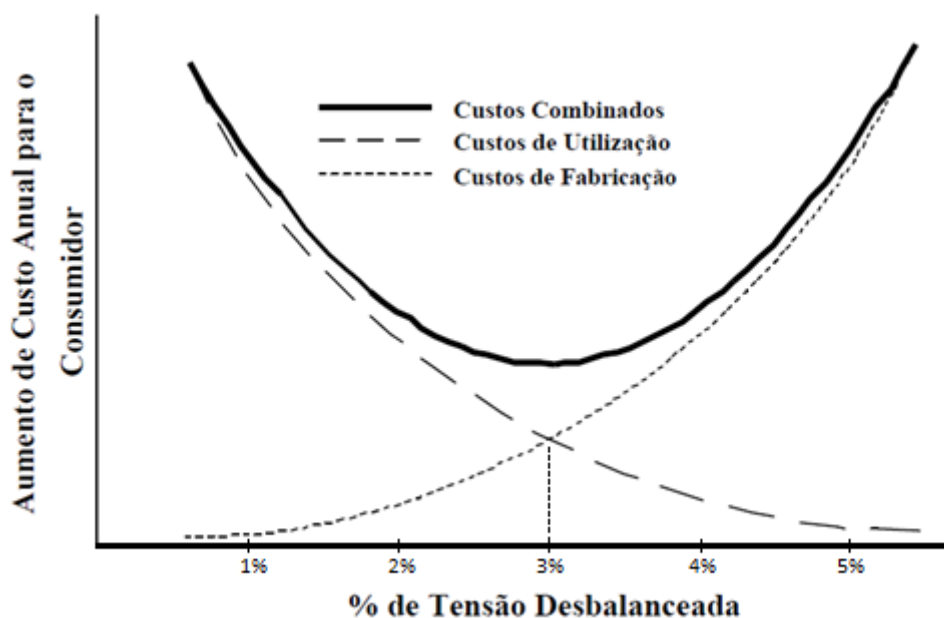


Figura 2.2 – Custo anual em função da % de desequilíbrio (Teodoro, 2005)

2.4.4 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST

O PRODIST determina que o valor de referência para o desequilíbrio de tensão nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção da baixa tensão, deve ser igual ou inferior a 2%. Tal valor deve ser adotado para o planejamento do sistema elétrico em termos de qualidade da energia elétrica.

O PRODIST indica ainda que o limite de até 2% de desequilíbrio de tensão também deve ser adotado nos níveis de transmissão e de subtransmissão (tensões iguais ou superiores a 13,8 kV).

2.4.5 NEMA

A norma NEMA MG1 14-34 limita o desequilíbrio de tensão em 2%. Além disso, devido aos prejuízos provocados ao desempenho dos motores graças ao desequilíbrio de tensão, a norma NEMA recomenda o uso de fatores de redução de potência aplicados ao motor quando operando sob essas condições. Estuda-se ainda a redução do limite de desequilíbrio para 1%.

2.4.6 Outras normas

O Orange Book – 446/1995 do IEEE limita o desequilíbrio de tensão em 2,5%.

As instruções da GTCP/CTST/GCPS – Eletrobrás estabelece como limite global de desequilíbrio de tensão o valor de 1,5% e como limite de desequilíbrio de tensão por consumidor na conexão a redes de transmissão e subtransmissão o valor de 2%.

Existem ainda outras normas que não serão aqui tratadas. Na Tabela 2.1 são condensados os limites de desequilíbrio de tensão apresentados nas seções anteriores, de acordo com o nível de tensão para qual é estabelecido.

Tabela 2.1 – Limites permissíveis para o desequilíbrio de tensão de acordo com o nível de tensão

Norma	Limite		
	Baixa Tensão	Média Tensão	Alta Tensão
IEC	2%	2%	1%
ANSI	3% ¹		
NOS	2%		
PRODIST/ANEEL	–	2%	2%
NEMA	2%		
IEEE Orange Book	2,5%		
Eletrobrás	1,5% e 2%		

¹ Limite máximo permissível medido sem carga no sistema e com a metodologia alternativa NEMA.

2.4.7 Limite de desequilíbrio de corrente

Diferentemente do desequilíbrio de tensão, as normas nacionais e internacionais não abordam profundamente esta questão de maneira direta, deixando a princípio, a critério dos fabricantes de equipamentos definirem os limites.

O limite de desequilíbrio de corrente máximo admitido no sistema elétrico de potência pode ser considerado como de 10%, mas em alguns equipamentos este valor pode ser bem menor (Moreno, 2001).

Em relação às máquinas elétricas (geradores, transformadores, motores) cada fabricante informa o limite máximo admitido de desequilíbrio de corrente. Nestes equipamentos os desequilíbrios de correntes estão relacionados com o aumento da temperatura de funcionamento e isto pode levar a uma falha precoce, sendo uma questão crítica. Também no caso de motores e geradores, o desequilíbrio de corrente, devido à presença da componente negativa, pode causar torques variantes no eixo da máquina.

De acordo com Kindermann (2008), a máquina síncrona apresenta dois limites de suportabilidade frente à presença de corrente de sequência negativa, principalmente devido aos efeitos térmicos – limite em regime permanente e limite em regime dinâmico.

Em regime permanente as máquinas síncronas podem suportar, sem apresentar danos, tendo apenas suas capacidades operativas reduzidas, os seguintes valores de corrente de sequência negativa, apresentados na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Suportabilidade da corrente de sequência negativa em regime permanente

Máquina Síncrona	Características	Corrente de Sequência Negativa (I_{NEG} em % I_N)
Pólos Salientes	Com enrolamento amortecedor	10%
	Com enrolamento amortecedor desconectado	5%
Rotor Cilíndrico	Resfriamento indireto	10%
	≤ 960 MVA com resfriamento direto	8%
	961 a 1200 MVA com resfriamento direto	6%
	1201 a 1500 MVA com resfriamento direto	5%

Em condições severas, a suportabilidade de correntes de sequência negativa pela máquina síncrona é definida pelo aquecimento do rotor, limitada pelo tempo de atuação, conforme equação (2.7).

$$I_{neg}^2 \cdot t = K \quad (2.7)$$

Onde:

I_{neg} é a corrente de sequência negativa em ampères [A].

t é o tempo de atuação da corrente de sequência negativa em segundos [s].

K é o parâmetro de suportabilidade do gerador síncrono em ampères ao quadrado vezes segundos [$A^2 \cdot s$].

O valor de K depende do porte e do projeto da máquina síncrona, sendo determinado pelo fabricante através de ensaios e medições. Valores usuais de K , de acordo com a característica da máquina síncrona, podem ser observados na Tabela 2.3. Para as demais máquinas elétricas, que não se enquadram nessas características, o fabricante deve ser consultado.

Tabela 2.3 – Valores de K

Máquina Síncrona	Características de Refrigeração	Valores de K
Pólos Salientes	–	40
Compensador Síncrono	–	30
Rotor Cilíndrico	Resfriamento indireto	20
	≤ 800 MVA com resfriamento direto	10
	801 a 1600 MVA com resfriamento direto	$10 - 6,25 \times 10^{-3} (S - 800)$

Onde:

S é a potência nominal da máquina síncrona.

2.5 Causas, Impactos e Mitigações dos Desequilíbrios de Tensão e Corrente

2.5.1 Principais causas dos desequilíbrios de tensão e corrente

Apesar das tensões na geração e nas redes de transmissão serem, normalmente, equilibradas entre as três fases do sistema elétrico, as redes de distribuição são naturalmente desequilibradas, assim como as cargas a ela conectadas.

A natureza da carga, ou seja, como os consumidores (monofásicos, bifásicos ou trifásicos) estão conectados nas fases e neutro da rede de distribuição e os diferentes níveis de corrente que absorvem em cada instante de tempo da curva de carga diária impõem a rede de distribuição à característica desequilibrada.

Estas características podem ser destacadas por inserirem condições de desequilíbrio ao sistema de distribuição. Destaca-se que algumas causas são

consideradas de estado permanente e podem ser mitigadas com a aplicação da metodologia proposta nesta dissertação, entretanto, fenômenos de rápida duração (transitórios), como operação de fornos a arco e descargas atmosféricas, não são mitigados com o procedimento proposto. A seguir são apresentadas algumas das principais fontes de desequilíbrio e a viabilidade de utilizar a metodologia proposta para mitigação do problema.

- Grande e/ou desigual distribuição de cargas monofásicas ou bifásicas entre as fases da rede elétrica – é viável a utilização da metodologia proposta.

- Cargas trifásicas desequilibradas – é viável a utilização da metodologia proposta.

- Equipamentos trifásicos que não possuem, na realidade, impedâncias iguais em cada fase. Dessa forma, tais equipamentos absorvem correntes desequilibradas e provocam o aparecimento de tensões desequilibradas. Além disso, alguns equipamentos podem ter sua impedância desbalanceada devido a distúrbios – é viável a utilização da metodologia proposta.

- Impedâncias diferentes entre as fases dos sistemas com origem nos equipamentos instalados – geradores, transformadores e linhas, por exemplo – é viável a utilização da metodologia proposta.

- Problemas em fontes de energia, como curto entre espiras em transformadores ou em geradores. Este é um problema de proteção, mas no caso de defeitos de alta impedância é possível a utilização da metodologia proposta, apesar de não recomendável.

- Defeito em capacitores utilizados na correção de fator de potência ou rompimento de fusíveis. Em média tensão, normalmente, utiliza-se capacitores monofásicos ligados entre fase e neutro ou entre fases e quando há a queima de alguma das células monofásicas isoladamente, ou mesmo de fusíveis de proteção, a injeção de energia reativa não será equilibrada promovendo o desbalanceamento de tensão. Do ponto de vista quantitativo, o desbalanceamento dependerá da potência de curto no

ponto em que os capacitores estão instalados e da quantidade de células queimadas em relação ao total, em cada uma das fases. Este é um problema de proteção, mas é possível a utilização da metodologia proposta, uma vez que a abertura de fusíveis é de difícil detecção e não resulta em operação perigosa, apenas aumento do desequilíbrio do sistema.

- Descargas atmosféricas e curtos-circuitos, provocando variações de curta duração e curtos períodos de desequilíbrios de tensão. Não é viável a utilização da metodologia proposta.

- Fornos elétricos trifásicos a arco, durante o processo de fusão e refino, possuem diferentes carregamentos entre as fases devido à carga elétrica equivalente e a alta potência processada, originando altas correntes desequilibradas e grandes desequilíbrios nas tensões ao longo do sistema elétrico industrial, que se não mitigados podem levar a impactos nos sistemas aos quais eles estão conectados. Não é viável a utilização da metodologia proposta.

2.5.2 Consequências dos desequilíbrios de tensão e corrente

As principais consequências da alimentação trifásica desequilibrada se manifestam principalmente com a degradação da potência útil disponibilizada nos processos de conversão eletromecânica e a operação inadequada de equipamentos. Desequilíbrios acentuados podem comprometer drasticamente desempenho operacional de muitos equipamentos levando-os à destruição.

A principal consequência do desequilíbrio de tensão é o aumento das perdas elétricas do sistema, contribuindo para o desperdício de energia elétrica. Além disso, caso os valores de desbalanceamento sejam significativos, eles podem chegar a desligar todo um sistema, sejam plantas industriais ou prédios residenciais e comerciais, pela atuação do relé de proteção específico.

Os desequilíbrios terão, portanto, reflexos imediatos nos custos operacionais dos equipamentos e sistemas elétricos podendo ocasionar grandes prejuízos financeiros relacionados com o aumento das perdas, interrupções de processos e queima de equipamentos.

Destaca-se ainda que muitas vezes baixos desequilíbrios de tensão geram desequilíbrios de corrente proibitivos em diversos aspectos.

Entre os equipamentos mais afetados pelo desequilíbrio de tensão e corrente destacam-se motores e geradores e as consequências nesses equipamentos serão descritas a seguir.

2.5.2.1 Máquinas Síncronas

Nas máquinas síncronas, assim como no caso dos motores de indução, que serão explicados adiante, a circulação de corrente de sequência negativa através do estator é responsável pelo aparecimento de um campo magnético girante com velocidade igual à do rotor, porém, no sentido contrário ao de rotação definido pela sequência positiva, o que pode provocar sérios danos ao equipamento, já que as correntes de sequência negativa, dentro da máquina síncrona, agem como freios eletromagnéticos produzindo vibrações e aquecimento nos enrolamentos do estator e rotor, no núcleo do material ferromagnético e nas ferragens da estrutura da máquina. A frequência da corrente de sequência negativa, em relação à sequência positiva, é de 120 Hz, o que acentua a geração de correntes de Foucault e o aumento das perdas por histerese (Kindermann, 2008).

Os níveis de desequilíbrio aos quais geradores serão submetidos devem ser limitados, já que geradores modernos apresentam baixa tolerância quanto aos níveis de corrente de sequência negativa. Os limites de suportabilidade da máquina síncrona em relação a corrente de sequência negativa foram apresentados na subseção 2.4.7.

2.5.2.2 Motores de Indução

Os motores de indução, responsáveis pelo consumo de mais da metade da energia gerada para atender sistemas industriais, são extremamente afetados pelo desequilíbrio de tensão.

O desequilíbrio de tensão propicia o aparecimento de correntes de sequência negativa adicionais circulando no motor, aumentando as perdas no rotor devido ao aumento da temperatura.

Desta maneira, quando as tensões de alimentação do motor são desequilibradas, as suas características térmicas, elétricas e mecânicas sofrem alterações, provocando a

diminuição do desempenho da máquina (redução da eficiência), diminuição da vida útil (a cada 10°C de elevação de temperatura a vida útil da isolação do motor se reduz aproximadamente a metade), aumento das perdas, produção de esforços mecânicos axiais e radiais sobre o eixo com o aparecimento de vibrações e ruídos.

Quantitativamente, um pequeno desequilíbrio de tensão pode acarretar desequilíbrios de corrente de grande magnitude e elevação de temperatura significativa. Da mesma forma, um desequilíbrio de tensão 5% ou mais pode destruir rapidamente os motores de indução. A figura a seguir correlaciona o desequilíbrio de tensão e o desequilíbrio de corrente em máquinas elétricas.

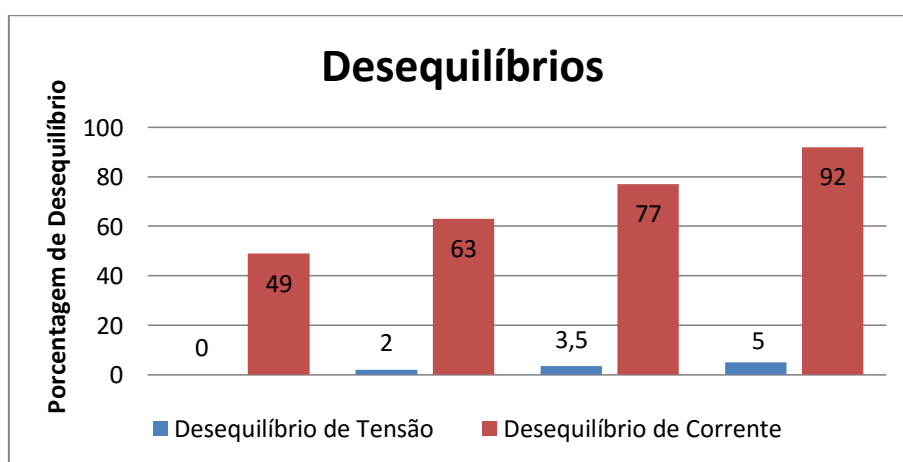


Figura 2.3 – Correlação entre o desequilíbrio de tensão e desequilíbrio de corrente em máquinas elétricas (Paulilo, 20--)

Segundo a ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, devem ser aplicados fatores de redução para a potência disponível no eixo de motores categoria N, quando estes são alimentados por tensões desequilibradas, de modo que a elevação de temperatura admissível não seja excedida. Já para as outras categorias, é recomendável consultar o fabricante.

2.5.3 Mitigação dos Efeitos dos Desequilíbrios de Tensão e Corrente

A completa eliminação do desequilíbrio em sistemas de distribuição e em sistemas industriais é impossível, principalmente devido à aleatoriedade do acionamento de cargas (curva de carga característica de demanda por tempo), presença de cargas monofásicas e bifásicas nas redes elétricas, distribuição desigual das cargas entre as fases e assimetria inerente ao próprio sistema de potência.

A distribuição de cargas de forma equilibrada entre as fases do sistema de distribuição, assim como em sistemas industriais, tenta ser realizada durante o projeto e execução da conexão de cargas e ramais, mas a mesma não é capaz de garantir o equilíbrio entre as fases, já que isso depende do regime de funcionamento das cargas.

Dessa forma, algumas técnicas devem ser adotadas visando à mitigação de seus efeitos. Entre as técnicas adotadas pelas concessionárias de energia temos:

- Redistribuição de cargas monofásicas e bifásicas buscando maior equilíbrio;
- Uso de reguladores monofásicos;
- Uso de compensadores passivos (bancos de capacitores, filtros sintonizados) ou ativos (filtros em série ou paralelo).

Na metodologia proposta nesta dissertação, a abordagem considerada terá como foco a mitigação dos efeitos nocivos do desequilíbrio de tensão e corrente através do uso de banco de capacitores conectados em derivação nas barras as quais as máquinas elétricas estão ligadas. O uso de compensadores passivos, mais especificamente de banco de capacitores, deve-se principalmente por, em geral, apresentarem menor custo-benefício em sua instalação no sistema e menor número de falhas.

2.6 Conclusões do Capítulo

Nesse capítulo foram apresentadas definições sobre o desequilíbrio de tensão e corrente, descrevendo a importância do estudo do desequilíbrio em sistemas elétricos, assim como os métodos de quantificação, limites permissíveis, causas, impactos e medidas de mitigação, além das principais consequências do desequilíbrio de tensão e corrente, principalmente em máquinas elétricas.

Capítulo 3 Modelagem de Equipamentos e Metodologia Proposta

3.1 Introdução

Um modelo é uma representação simplificada da realidade de forma a permitir uma melhor compreensão e análise da situação real. Cada elemento de um sistema elétrico de potência pode ser modelado de inúmeras formas, de acordo com o nível de complexidade e detalhamento e com o tipo de estudo a se realizar (Borges, 2005).

Em especial, quando se trata de sistemas elétricos de distribuição, devido a sua inerente característica de desequilíbrio, torna-se de extremamente importante à modelagem multifásica do sistema.

Nesse capítulo, serão apresentados os modelos dos componentes e a metodologia proposta. Todos os modelos apresentados são trifásicos ou multifásicos e permitem a representação de aterramentos e cabos neutros, quando existentes, possibilitando a correta representação de acoplamentos mútuos e desequilíbrios do sistema.

Todos são modelos baseados na modelagem por contribuições de injeções de correntes, escritas em coordenadas retangulares, onde sempre serão definidas as partes reais e imaginárias semelhante ao realizado em Penido (2008). Neste trabalho, os modelos já definidos foram implementados em outra plataforma computacional, modificações consideráveis foram realizadas apenas no modelo de máquinas. Porém, considerou-se importante descrever neste capítulo ao menos o modelo de elementos RLC, com o intuito de facilitar o entendimento, e os modelos de linhas de transmissão ou alimentadores de distribuição e de cargas também serão apresentados, mas no Apêndice A. Os modelos das máquinas elétricas tiveram especial atenção nesse trabalho e serão apresentados em detalhes nesse capítulo. Estas modelagens serão descritas em termos das contribuições de injeções de correntes que são à base de equacionamento do sistema, utilizadas na ferramenta desenvolvida para o cálculo do FPO que será também descrita neste capítulo.

Outro ponto importante a ser considerado consiste que as equações dos equipamentos foram trabalhadas para serem escritas de forma quadrática, pois com isto o processo de otimização é facilitado, com menos iterações, menores problemas de inicialização, e geralmente conduzindo a melhores resultados que sistemas modelados completamente com equações não lineares. Usualmente funções inversas ou especiais

(sigmóides, hiperbólicas, etc.) dificultam o processo de otimização muitas vezes não permitindo atingir o ótimo ou levando a divergência. Ainda assim, a metodologia proposta permite a utilização destas funções, se necessário, para modelar características adicionais de equipamentos.

3.2 Modelos de elementos

3.2.1 Considerações

Nesta seção serão apresentados os modelos de elementos RLC, que são base para entendimento da modelagem por elementos considerada, e os modelos de máquinas elétricas definidos nesta dissertação. Os modelos de linhas e cargas implementados podem ser observados no Apêndice A.

3.2.2 Modelo de elementos RLC

Como elementos RLC entendem-se todos os elementos modelados por resistores ou indutores ou capacitores (chamados RLC) ou ainda uma combinação de mais de um dos elementos citados anteriormente formando o que chamamos de componente RLC.

Esses elementos podem ser conectados entre nós quaisquer do sistema elétrico, seja em derivação (*shunt*) ou em série, ou entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema, conforme exemplos das Figura 3.1, Figura 3.2, Figura 3.3 e Figura 3.4.

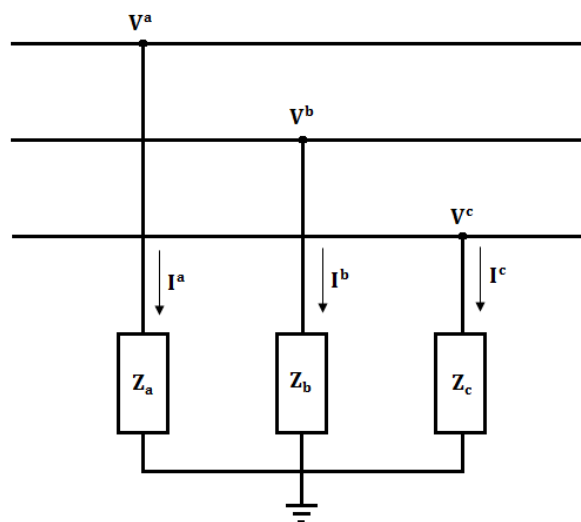


Figura 3.1 – Representação de RLC em derivação conectado em estrela aterrada

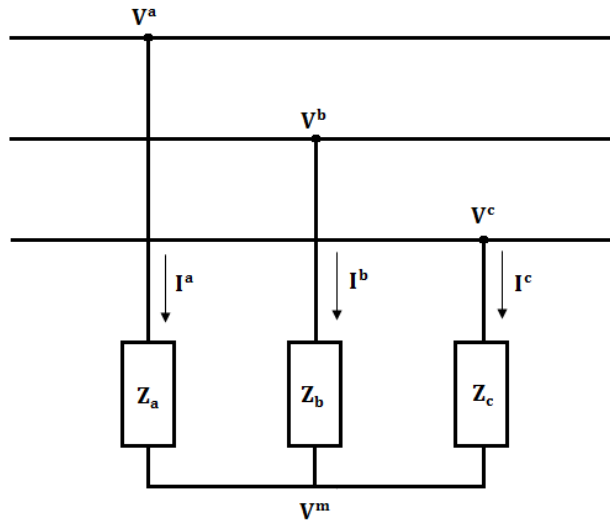


Figura 3.2 – Representação de RLC em derivação conectado em estrela sem aterramento

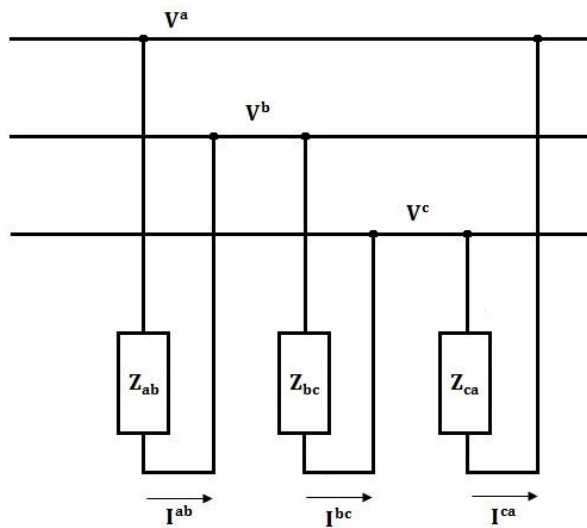


Figura 3.3 – Representação de RLC em derivação conectado em triângulo

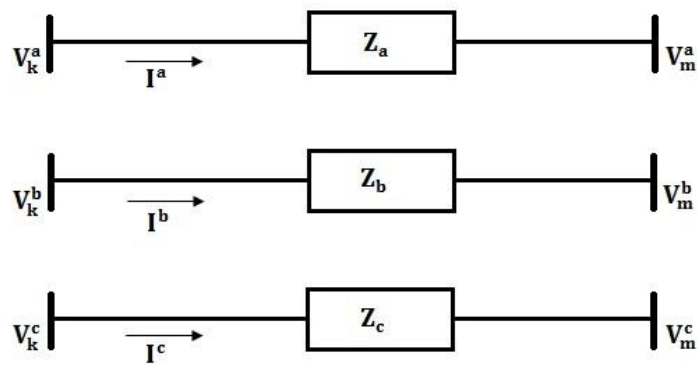


Figura 3.4 – Representação de RLC em série

A modelagem de elemento RLC é realizada através dos dados de resistência (R) e reatância (X) do elemento, ou seja, através de sua impedância (Z).

a. Elemento RLC entre dois nós quaisquer do sistema elétrico

Sabendo as relações básicas de circuitos elétricos é possível obter os valores de condutância (G) e susceptância (B), a partir dos dados de impedância, e assim modelar as contribuições de injeções de correntes dos elementos RLC em função da tensão a qual eles estão submetidos.

Dessa forma, as contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares (separadas em partes real e imaginária) de um elemento RLC para os nós aos quais ele está conectado podem ser determinadas pelas equações (3.1), (3.2), (3.3) e (3.4):

$$I_{Re,k} = G \cdot V_{Re,k} - B \cdot V_{Im,k} - G \cdot V_{Re,m} + B \cdot V_{Im,m} \quad (3.1)$$

$$I_{Im,k} = B \cdot V_{Re,k} + G \cdot V_{Im,k} - B \cdot V_{Re,m} - G \cdot V_{Im,m} \quad (3.2)$$

$$I_{Re,m} = G \cdot V_{Re,m} - B \cdot V_{Im,m} - G \cdot V_{Re,k} + B \cdot V_{Im,k} \quad (3.3)$$

$$I_{Im,m} = B \cdot V_{Re,m} + G \cdot V_{Im,m} - B \cdot V_{Re,k} - G \cdot V_{Im,k} \quad (3.4)$$

Onde:

V é a tensão fase-terra no nó em que o elemento RLC está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

Os subíndices k e m indicam, respectivamente, o nó *de* e o nó *para* entre os quais o elemento RLC está conectado.

B e G representam, respectivamente, a parcela de susceptância e de condutância do elemento conectado.

b. Elemento RLC entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico

Da mesma forma que para elementos conectados entre dois nós quaisquer do sistema elétrico, a contribuição de injeção de corrente para um elemento RLC conectado entre um nó qualquer e o nó de referência pode ser determinada através dos valores de

condutância (G) e susceptância (B) em função da tensão a qual ele está submetido, conforme equações (3.5) e (3.6).

$$I_{Re,k} = G \cdot V_{Re,k} - B \cdot V_{Im,k} \quad (3.5)$$

$$I_{Im,k} = B \cdot V_{Re,k} + G \cdot V_{Im,k} \quad (3.6)$$

Onde:

V indica a tensão fase-terra no nó em que o elemento RLC está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

O subíndice k indica o nó *de* no qual o elemento RLC está conectado.

B e G representam, respectivamente, a parcela de susceptância e de condutância do elemento conectado.

A modelagem do elemento RLC conectado entre um nó qualquer do sistema e o nó de referência também pode ser usada para modelar, por exemplo, a impedância de aterramento de uma máquina elétrica, ou de uma carga conectada em estrela com aterramento, ou uma carga de impedância constante ligada diretamente à terra.

3.2.3 Modelo de máquinas elétricas

A modelagem das máquinas elétricas foi realizada com atenção especial nesse trabalho, isto porque se considera importante permitir a representação de diferentes tipos de comportamentos de máquinas elétricas, o que pode ser útil para estudos de sistemas de distribuição que contenham geradores e/ou motores conectados de forma dispersa em sua configuração.

A modelagem da máquina elétrica foi realizada considerando que a mesma é composta de elementos (conforme o que foi realizado em Penido (2008)) que serão daqui em diante chamados para fins de entendimento da modelagem de elemento máquina. Assim, os elementos máquinas podem estar conectados entre dois nós quaisquer do sistema elétrico ou entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema.

Inicialmente, os elementos máquinas são modelados com equações que representam as contribuições das correntes injetadas nos nós aos quais o elemento

máquina está conectado, o que foi denominado modelo geral e será descrito na seção a seguir. Porém, existem na realidade diferentes tipos de comportamento das máquinas, relativos a controles por exemplo, que podem ser interessantes de se representar para possibilitar a obtenção de resultados mais apurados no fluxo de potência ou no fluxo de potência ótimo. Estas modelagens que permitem a representação de características diferenciadas das máquinas, definidas neste trabalho, serão abordadas em seções seguintes (sendo formadas basicamente por equações adicionais).

Deve-se salientar que os diferentes modelos de máquinas implementados nesse trabalho têm como principal intuito analisar o impacto que tais representações produzem nos resultados do fluxo de potência ótimo, assim como suas influências na metodologia proposta para a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente nas barras em que estão conectadas as máquinas elétricas.

Nesse ponto é importante salientar ainda que a máquina elétrica pode ter suas potências ativa e reativa definidas inicialmente, como um dado do equipamento, ou suas potências podem ser determinadas pela solução do fluxo de potência a fim de atender a demanda da carga do sistema em análise.

3.2.3.1 Modelo geral

Conforme já dito a modelagem geral é realizada por elementos e composta basicamente pelas equações de contribuições de injeções de correntes para os nós aos quais cada elemento está conectado, conforme apresentado a seguir.

a. Elemento máquina conectado entre dois nós quaisquer do sistema elétrico

A conexão de elementos máquinas entre dois nós quaisquer do sistema elétrico permite a representação de máquinas elétricas conectadas em estrela aterrada por impedância, configuração comumente encontrada na conexão de geradores ao sistema elétrico, e de máquinas elétricas conectadas em triângulo, configuração normalmente adotada na conexão de motores ao sistema elétrico. Tais configurações podem ser observadas na Figura 3.5 e na Figura 3.6.

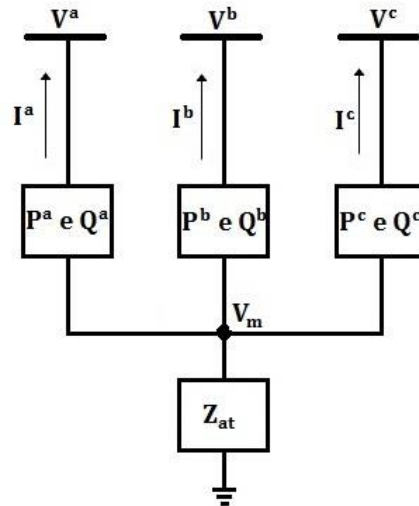


Figura 3.5 – Representação de máquina elétrica conectada em estrela aterrada por impedância

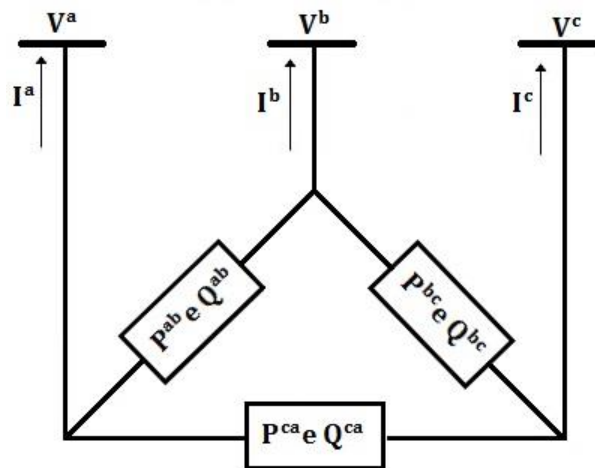


Figura 3.6 – Representação de máquina elétrica conectada em triângulo

Na abordagem considerada neste trabalho, a modelagem da máquina elétrica é feita por fase (elemento), o que permite a representação tanto de máquinas trifásicas, quanto bifásicas ou monofásicas, o que se considera uma vantagem em termos de modelagem.

Dessa forma, as contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para cada um dos nós do sistema nos quais o elemento máquina está conectado são dadas pelas equações (3.7) a (3.10), representativas do modelo observado na Figura 3.7.

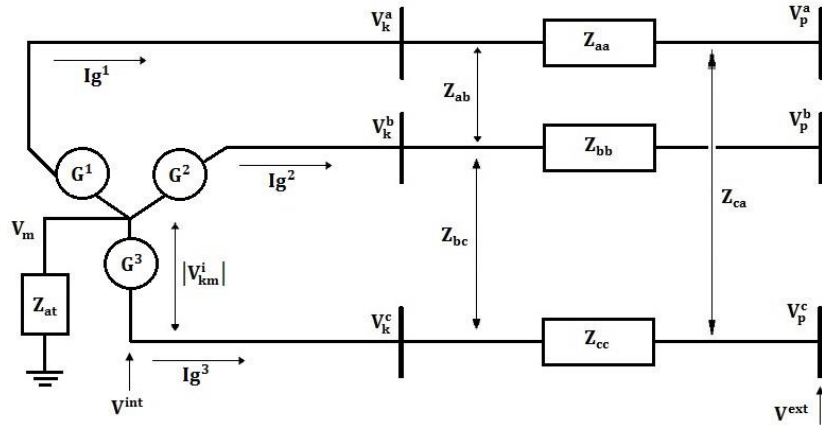


Figura 3.7 – Representação do modelo geral da máquina elétrica

$$I_{Re,k} = -I g_{Re}^x \quad (3.7)$$

$$I_{Im,k} = -I g_{Im}^x \quad (3.8)$$

$$I_{Re,m} = +I g_{Re}^x \quad (3.9)$$

$$I_{Im,m} = +I g_{Im}^x \quad (3.10)$$

Onde:

Ig é a corrente injetada pelo elemento máquina no nó em que está conectado.

Os subíndices k e m representam, respectivamente, o nó *de* e o nó *para* entre os quais o elemento máquina está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

O sobreíndice x indica o elemento máquina que está sendo representado.

b. Elemento máquina conectado entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico

A conexão de elemento máquina entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico permite, na modelagem implementada, a representação de máquinas elétricas conectadas em estrela solidamente aterrada. Tal configuração pode ser observada na Figura 3.8.

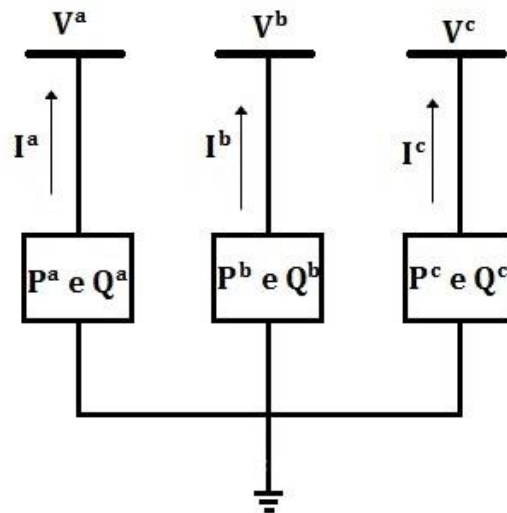


Figura 3.8 – Representação de máquina elétrica conectada em estrela solidamente aterrada

As contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para o nó ao qual o elemento máquina está conectado são dadas pelas equações (3.11) e (3.12):

$$I_{Re,k} = -I g_{Re}^x \quad (3.11)$$

$$I_{Im,k} = -I g_{Im}^x \quad (3.12)$$

Onde:

$I g$ é a corrente injetada pelo elemento máquina no nó em que está conectado.

O subíndice k representa o nó *de* no qual o elemento máquina está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

O sobreíndice x indica o elemento máquina que está sendo representado.

Deve-se observar que nesse caso, assim como em todos os outros modelos de elementos conectados diretamente ao nó de referência do sistema, tal nó é desconsiderado em termos de contribuições, já que o mesmo, para fim das análises realizadas, apresenta tensão igual à zero, ou seja, é considerada a referência do sistema.

3.2.3.2 Modelos Específicos – Equações adicionais

Conforme já explicado, na metodologia proposta à modelagem básica das máquinas é realizada utilizando-se as equações representativas do que se chamou modelo geral. Porém, existem algumas características das máquinas (ou de seus comportamentos) que podem ser consideradas nas modelagens de forma a melhorar os resultados obtidos nas análises. Para tanto se implementou neste trabalho quatro diferentes modelos utilizando equações adicionais (equações de controle) para representar tais características. Estes modelos serão descritos a seguir.

a. Modelagem pela especificação de diferença de tensão entre nós – Módulo e ângulo

É importante definir modelos que permitam a especificação da tensão em determinados pontos do sistema, pois este tipo de estratégia de controle pode ser empregada utilizando-se máquinas e é preciso poder representá-lo nas análises. Além disso, tal modelagem é amplamente adotada para a representação de subestações (especialmente na distribuição), que são usualmente modeladas de forma a apresentarem tensões especificadas e invariantes perante o restante do sistema elétrico em análise.

A modelagem tradicional para tanto define “barras $V\theta$ ” para representar este comportamento. Para isto é comum nas metodologias definir uma barra onde a tensão fase-terra, em módulo e ângulo, é especificada e fixa.

Porém, entende-se ser mais adequado em termos de modelagem especificar a tensão entre dois nós do sistema, e a diferença de tensão entre os dois nós será controlada por meio de uma variável da máquina, conforme representado na Figura 3.9. Isto permite uma melhor representação, por exemplo, de máquinas que possuem conexões com aterramento por impedância, situação representada na Figura 3.10.

Na modelagem tradicional é considerado praticamente sempre que a máquina esteja solidamente aterrada, ou ainda, nem se analisa a questão do aterramento, apenas especifica-se a tensão fase-terra em alguma barra, porém, esta consideração para sistemas desequilibrados pode levar a resultados errôneos, impedindo uma análise correta do desequilíbrio. Assim, considera-se a modelagem apresentada a seguir mais correta para representação de máquinas realizando controle de tensão.

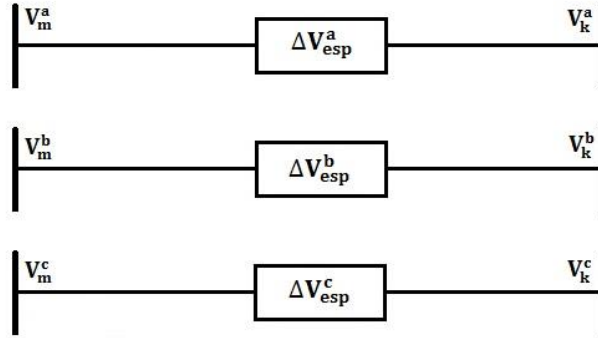


Figura 3.9 – Modelo da máquina elétrica pela especificação da diferença de tensão entre dois nós do sistema

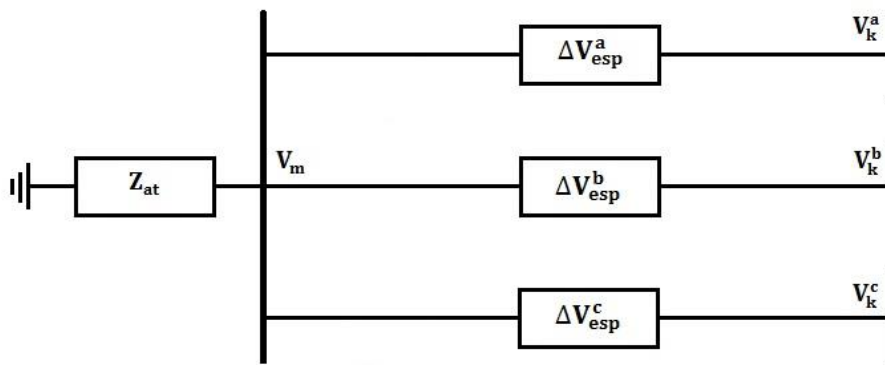


Figura 3.10 – Modelo da máquina elétrica pela especificação da diferença de tensão entre dois nós do sistema com a representação da impedância de aterramento

Nesse modelo, a tensão no nó ao qual a máquina está conectada não é definida, mas é especificada a diferença de tensão entre os nós aos quais o elemento máquina está conectado, conforme equações (3.13) e (3.14). Nota-se que neste caso tanto o ângulo como o módulo da tensão são definidos e fixos.

$$V_{Re,k} - V_{Re,m} - \Delta V_{Re}^{esp} = 0 \quad (3.13)$$

$$V_{Im,k} - V_{Im,m} - \Delta V_{Im}^{esp} = 0 \quad (3.14)$$

Onde:

V é a tensão fase-terra no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

Os subíndices k e m indicam, respectivamente, o nó *de* e o nó *para* aos quais o elemento máquina está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

ΔV^{esp} é a diferença de tensão entre os nós de conexão especificada para o elemento máquina.

Nos casos em que o elemento máquina está conectado entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico, situação representada na Figura 3.11, o nó *de* assume diretamente o valor especificado para a diferença de tensão, já que, para as análises realizadas, a tensão no nó de referência é definida como zero. Dessa forma, temos:

$$V_{Re,k} = \Delta V_{Re}^{esp} \quad (3.15)$$

$$V_{Im,k} = \Delta V_{Im}^{esp} \quad (3.16)$$

Onde:

V é a tensão fase-terra no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

O subíndice k indica o nó *de* ao qual o elemento máquina está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

ΔV^{esp} é a diferença de tensão entre os nós de conexão especificada para o elemento máquina.

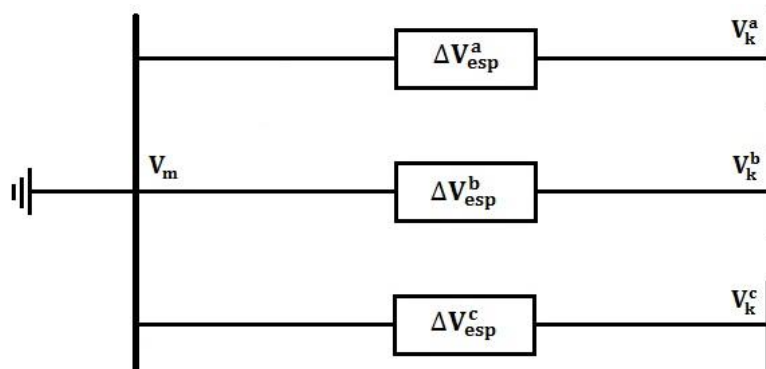


Figura 3.11 – Modelo da máquina elétrica pela especificação da diferença de tensão entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema

Como já dito anteriormente, a modelagem da máquina elétrica pela especificação da diferença de tensão entre os nós aos quais o elemento máquina está conectado é adequada à representação de subestações (especialmente na distribuição). Atendendo

para isso, nessa modelagem proposta tanto a potência ativa quanto a potência reativa não são limitadas, já que as subestações são comumente representadas por barras com capacidade ilimitada de geração na análise de sistemas elétricos de distribuição.

b. Modelagem pela especificação da diferença de tensão entre nós e considerando a representação de impedâncias internas da máquina elétrica

Em termos de modelagem, já se considera a representação pelo modelo apresentado anteriormente uma melhoria em relação ao modelo tradicional comumente utilizado, especialmente se for utilizado para análise de sistemas desequilibrados, porém, ainda há uma característica das máquinas que se torna interessante de ser representada nas metodologias, especialmente para sistemas de distribuição, uma vez que pode impactar nos resultados das análises, levando a resultados mais precisos. Esta característica é a inclusão no modelo da representação de impedâncias internas da máquina elétrica. O impacto desta representação ou não também tende a ser maior em sistemas desequilibrados, pois somente com elas poderemos verificar na simulação a real situação de tensões nos nós de conexão da máquina com o restante do sistema.

A representação trifásica do sistema permite inclusive a inclusão de impedâncias mútuas entre os enrolamentos da máquina elétrica, assim como a consideração de diferentes valores de impedâncias para cada uma das fases da máquina e para as impedâncias mútuas.

As impedâncias internas da máquina elétrica são usualmente fornecidas por meio da impedância de sequência positiva, negativa e zero. Através da transformada de Fortescue é possível obter os valores em coordenadas de fase, conforme equações (3.17) e (3.18).

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot [Z_{012}] \quad (3.18)$$

Onde:

Z_{012} é a matriz de impedâncias internas da máquina elétrica em componentes simétricas, sendo Z_0 a componente de sequência zero, Z_1 a componente de sequência positiva e Z_2 a componente de sequência negativa, respectivamente.

Z_{abc} é a matriz de impedâncias internas da máquina elétrica em componentes de fase.

α é o multiplicador da transformada de Fortescue e equivale a $1\angle 120^\circ$.

Na modelagem proposta, inclui-se um novo nó interno em cada uma das fases nas quais os elementos máquina estão conectados. As impedâncias internas da máquina elétrica são modeladas de forma a estarem conectadas entre o novo nó adicionado e o nó externo (ponto de conexão com o restante do sistema) da máquina elétrica, em cada fase respectivamente, podendo inclusive ser representadas impedâncias mútuas. Tal modelo pode ser observado na Figura 3.12:

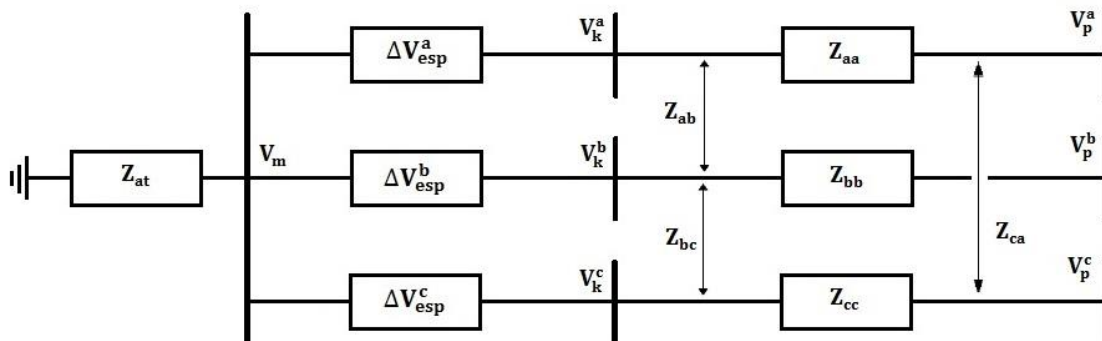


Figura 3.12 – Modelo da máquina elétrica pela especificação da diferença de tensão e considerando a representação de impedâncias internas

Dessa forma, além das equações adicionais para o controle de tensão, já apresentadas no modelo anterior (equações (3.13) e (3.14)), as contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para cada um dos nós de conexão da máquina elétrica devido à inclusão da representação das impedâncias internas são dadas pelas equações (3.19) a (3.30):

$$\begin{aligned}
I_{Re,k}^a &= G_{(1,1)} \cdot V_{Re,k}^a - G_{(1,1)} \cdot V_{Re,p}^a - B_{(1,1)} \cdot V_{Im,k}^a + B_{(1,1)} \cdot V_{Im,p}^a + G_{(1,2)} \\
&\quad \cdot V_{Re,k}^b - G_{(1,2)} \cdot V_{Re,p}^b - B_{(1,2)} \cdot V_{Im,k}^b + B_{(1,2)} \cdot V_{Im,p}^b \\
&\quad + G_{(1,3)} \cdot V_{Re,k}^c - G_{(1,3)} \cdot V_{Re,p}^c - B_{(1,3)} \cdot V_{Im,k}^c + B_{(1,3)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.19}$$

$$\begin{aligned}
I_{Im,k}^a &= B_{(1,1)} \cdot V_{Re,k}^a - B_{(1,1)} \cdot V_{Re,p}^a + G_{(1,1)} \cdot V_{Im,k}^a - G_{(1,1)} \cdot V_{Im,p}^a + B_{(1,2)} \\
&\quad \cdot V_{Re,k}^b - B_{(1,2)} \cdot V_{Re,p}^b + G_{(1,2)} \cdot V_{Im,k}^b - G_{(1,2)} \cdot V_{Im,p}^b \\
&\quad + B_{(1,3)} \cdot V_{Re,k}^c - B_{(1,3)} \cdot V_{Re,p}^c + G_{(1,3)} \cdot V_{Im,k}^c - G_{(1,3)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.20}$$

$$\begin{aligned}
I_{Re,p}^a &= -G_{(1,1)} \cdot V_{Re,k}^a + G_{(1,1)} \cdot V_{Re,p}^a + B_{(1,1)} \cdot V_{Im,k}^a - B_{(1,1)} \cdot V_{Im,p}^a \\
&\quad - G_{(1,2)} \cdot V_{Re,k}^b + G_{(1,2)} \cdot V_{Re,p}^b + B_{(1,2)} \cdot V_{Im,k}^b - B_{(1,2)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^b - G_{(1,3)} \cdot V_{Re,k}^c + G_{(1,3)} \cdot V_{Re,p}^c + B_{(1,3)} \cdot V_{Im,k}^c \\
&\quad - B_{(1,3)} \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.21}$$

$$\begin{aligned}
I_{Im,p}^a &= -B_{(1,1)} \cdot V_{Re,k}^a + B_{(1,1)} \cdot V_{Re,p}^a - G_{(1,1)} \cdot V_{Im,k}^a + G_{(1,1)} \cdot V_{Im,p}^a \\
&\quad - B_{(1,2)} \cdot V_{Re,k}^b + B_{(1,2)} \cdot V_{Re,p}^b - G_{(1,2)} \cdot V_{Im,k}^b + G_{(1,2)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^b - B_{(1,3)} \cdot V_{Re,k}^c + B_{(1,3)} \cdot V_{Re,p}^c - G_{(1,3)} \cdot V_{Im,k}^c \\
&\quad + G_{(1,3)} \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.22}$$

$$\begin{aligned}
I_{Re,k}^b &= G_{(2,1)} \cdot V_{Re,k}^a - G_{(2,1)} \cdot V_{Re,p}^a - B_{(2,1)} \cdot V_{Im,k}^a + B_{(2,1)} \cdot V_{Im,p}^a + G_{(2,2)} \\
&\quad \cdot V_{Re,k}^b - G_{(2,2)} \cdot V_{Re,p}^b - B_{(2,2)} \cdot V_{Im,k}^b + B_{(2,2)} \cdot V_{Im,p}^b \\
&\quad + G_{(2,3)} \cdot V_{Re,k}^c - G_{(2,3)} \cdot V_{Re,p}^c - B_{(2,3)} \cdot V_{Im,k}^c + B_{(2,3)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.23}$$

$$\begin{aligned}
I_{Im,k}^b &= B_{(2,1)} \cdot V_{Re,k}^a - B_{(2,1)} \cdot V_{Re,p}^a + G_{(2,1)} \cdot V_{Im,k}^a - G_{(2,1)} \cdot V_{Im,p}^a + B_{(2,2)} \\
&\quad \cdot V_{Re,k}^b - B_{(2,2)} \cdot V_{Re,p}^b + G_{(2,2)} \cdot V_{Im,k}^b - G_{(2,2)} \cdot V_{Im,p}^b \\
&\quad + B_{(2,3)} \cdot V_{Re,k}^c - B_{(2,3)} \cdot V_{Re,p}^c + G_{(2,3)} \cdot V_{Im,k}^c - G_{(2,3)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.24}$$

$$\begin{aligned}
I_{Re,p}^b &= -G_{(2,1)} \cdot V_{Re,k}^a + G_{(2,1)} \cdot V_{Re,p}^a + B_{(2,1)} \cdot V_{Im,k}^a - B_{(2,1)} \cdot V_{Im,p}^a \\
&\quad - G_{(2,2)} \cdot V_{Re,k}^b + G_{(2,2)} \cdot V_{Re,p}^b + B_{(2,2)} \cdot V_{Im,k}^b - B_{(2,2)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^b - G_{(2,3)} \cdot V_{Re,k}^c + G_{(2,3)} \cdot V_{Re,p}^c + B_{(2,3)} \cdot V_{Im,k}^c \\
&\quad - B_{(2,3)} \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.25}$$

$$\begin{aligned}
I_{Im,p}^b &= -B_{(2,1)} \cdot V_{Re,k}^a + B_{(2,1)} \cdot V_{Re,p}^a - G_{(2,1)} \cdot V_{Im,k}^a + G_{(2,1)} \cdot V_{Im,p}^a \\
&\quad - B_{(2,2)} \cdot V_{Re,k}^b + B_{(2,2)} \cdot V_{Re,p}^b - G_{(2,2)} \cdot V_{Im,k}^b + G_{(2,2)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^b - B_{(2,3)} \cdot V_{Re,k}^c + B_{(2,3)} \cdot V_{Re,p}^c - G_{(2,3)} \cdot V_{Im,k}^c \\
&\quad + G_{(2,3)} \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.26}$$

$$\begin{aligned}
I_{Re,k}^c &= G_{(3,1)} \cdot V_{Re,k}^a - G_{(3,1)} \cdot V_{Re,p}^a - B_{(3,1)} \cdot V_{Im,k}^a + B_{(3,1)} \cdot V_{Im,p}^a + G_{(3,2)} \\
&\quad \cdot V_{Re,k}^b - G_{(3,2)} \cdot V_{Re,p}^b - B_{(3,2)} \cdot V_{Im,k}^b + B_{(3,2)} \cdot V_{Im,p}^b \\
&\quad + G_{(3,3)} \cdot V_{Re,k}^c - G_{(3,3)} \cdot V_{Re,p}^c - B_{(3,3)} \cdot V_{Im,k}^c + B_{(3,3)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.27}$$

$$\begin{aligned}
I_{Im,k}^c &= B_{(3,1)} \cdot V_{Re,k}^a - B_{(3,1)} \cdot V_{Re,p}^a + G_{(3,1)} \cdot V_{Im,k}^a - G_{(3,1)} \cdot V_{Im,p}^a + B_{(3,2)} \\
&\quad \cdot V_{Re,k}^b - B_{(3,2)} \cdot V_{Re,p}^b + G_{(3,2)} \cdot V_{Im,k}^b - G_{(3,2)} \cdot V_{Im,p}^b \\
&\quad + B_{(3,3)} \cdot V_{Re,k}^c - B_{(3,3)} \cdot V_{Re,p}^c + G_{(3,3)} \cdot V_{Im,k}^c - G_{(3,3)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.28}$$

$$\begin{aligned}
I_{Re,p}^c &= -G_{(3,1)} \cdot V_{Re,k}^a + G_{(3,1)} \cdot V_{Re,p}^a + B_{(3,1)} \cdot V_{Im,k}^a - B_{(3,1)} \cdot V_{Im,p}^a \\
&\quad - G_{(3,2)} \cdot V_{Re,k}^b + G_{(3,2)} \cdot V_{Re,p}^b + B_{(3,2)} \cdot V_{Im,k}^b - B_{(3,2)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^b - G_{(3,3)} \cdot V_{Re,k}^c + G_{(3,3)} \cdot V_{Re,p}^c + B_{(3,3)} \cdot V_{Im,k}^c \\
&\quad - B_{(3,3)} \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.29}$$

$$\begin{aligned}
I_{Im,p}^c &= -B_{(3,1)} \cdot V_{Re,k}^a + B_{(3,1)} \cdot V_{Re,p}^a - G_{(3,1)} \cdot V_{Im,k}^a + G_{(3,1)} \cdot V_{Im,p}^a \\
&\quad - B_{(3,2)} \cdot V_{Re,k}^b + B_{(3,2)} \cdot V_{Re,p}^b - G_{(3,2)} \cdot V_{Im,k}^b + G_{(3,2)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^b - B_{(3,3)} \cdot V_{Re,k}^c + B_{(3,3)} \cdot V_{Re,p}^c - G_{(3,3)} \cdot V_{Im,k}^c + G_{(3,3)} \\
&\quad \cdot V_{Im,p}^c
\end{aligned} \tag{3.30}$$

Onde:

V é a tensão fase-terra no nó ao qual a impedância interna do elemento máquina está conectada.

Os subíndices k e p indicam, respectivamente, o nó *de* e o nó *para* nos quais o a impedância interna do elemento máquina está conectada.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

Os sobreíndices a , b e c indicam as fases do sistema nas quais as impedâncias internas respectivas das fases estão conectadas.

B e G indicam a parte real e imaginária (susceptância e condutância), respectivamente, dos elementos da matriz de impedâncias internas em componentes de fase (Z_{abc}), sendo os subíndices (n, n) indicativos da posição do elemento na matriz de condutância e susceptância.

O uso da transformada de Fortescue para a obtenção da matriz de impedâncias internas da máquina elétrica em componentes de fase, aplicado aos dados de sequência 012 que são comumente fornecidos pelos fabricantes de máquinas elétricas, permite a melhor representação do equipamento, mesmo nos casos em que a máquina elétrica apresenta valores diferentes para as impedâncias de sequência positiva (Z_1) e sequência negativa (Z_2). Tal configuração é de especial interesse ao se representar máquinas elétricas de pólos salientes, geralmente hidráulicas, nas quais a matriz de impedâncias internas assemelha-se ao representado na equação (3.31).

$$[Z_{hid}] = \begin{bmatrix} Z_P & Z_M & Z_N \\ Z_N & Z_P & Z_M \\ Z_M & Z_N & Z_P \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Onde:

Z_{hid} é a matriz de impedâncias internas da máquina elétrica hidráulica (pólos salientes), onde Z_P é a impedância própria e Z_M e Z_N são impedâncias mútuas.

Assim, considera-se esta última modelagem descrita como bastante completa e interessante para se obter resultados mais precisos, e de especial interesse de uso quando

na análise de sistemas desequilibrados, evitando resultados equivocados e permitindo análises mais detalhadas.

No que se refere à potência ativa, essa modelagem da máquina elétrica pode limitar a geração em valores positivos e menores a potência máxima especificada para a máquina elétrica. As equações (3.32) e (3.33) apresentam os limites aplicados à potência ativa para a modelagem aqui apresentada.

$$P_k = V_{Re,k} \cdot Ig_{Re}^x + V_{Im,k} \cdot Ig_{Im}^x \quad (3.32)$$

$$0 \leq P_k \leq P_k^{max} \quad (3.33)$$

Onde:

P é a potência ativa injetada no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

V é a tensão fase-terra no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

Ig é a corrente injetada pelo elemento máquina no nó ao qual está conectado.

O subíndice k indica o nó *de* ao qual o elemento máquina está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

O sobreíndice x indica o elemento máquina que está sendo representado.

P^{max} é a potência ativa máxima especificada para o elemento máquina.

Em relação à potência reativa, a modelagem da máquina elétrica aqui apresentada pode limitar a potência reativa a valores entre a potência mínima e a potência máxima especificadas para a máquina elétrica, conforme apresentado nas equações (3.34) e (3.35).

$$Q_k = -V_{Re,k} \cdot Ig_{Im}^x + V_{Im,k} \cdot Ig_{Re}^x \quad (3.34)$$

$$Q_k^{min} \leq Q_k \leq Q_k^{max} \quad (3.35)$$

Onde:

Q é a potência reativa injetada no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

V é a tensão fase-terra no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

I_g é a corrente injetada pelo elemento máquina no nó ao qual está conectado.

O subíndice k indica o nó *de* ao qual o elemento máquina está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

O sobreíndice x indica o elemento máquina que está sendo representado.

Q^{min} e Q^{max} são, respectivamente, a potência reativa mínima e a potência reativa máxima especificadas para o elemento máquina.

c. Modelagem pela especificação do módulo de tensão entre nós

Em alguns casos é necessário especificar apenas o módulo da tensão nodal ou o módulo da diferença de tensão entre dois nós. Para isto utilizam-se as equações (3.36) e (3.37) quando o elemento máquina está conectado entre dois nós quaisquer e as equações (3.38) e (3.39) quando o elemento máquina está conectado entre um nó qualquer do sistema e o nó de referência.

$$|V_{km}| = \sqrt{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2} \quad (3.36)$$

$$|V_{km}| = \Delta V_{km}^{esp} \quad (3.37)$$

$$|V_k| = \sqrt{V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2} \quad (3.38)$$

$$|V_k| = \Delta V_k^{esp} \quad (3.39)$$

Onde:

V é a tensão fase-terra no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

$|V|$ é o módulo da tensão no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

Os subíndices k e m indicam, respectivamente, o nó *de* e o nó *para* aos quais o elemento máquina está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

ΔV^{esp} é a diferença de tensão entre os nós de conexão especificada para o elemento máquina.

d. Modelagem pelo módulo de tensão e potência ativa com restrições operativas

Na modelagem tradicional, as máquinas elétricas muitas vezes são representadas por “barras PV” nas quais o módulo de tensão fase-terra e a potência ativa são especificados e controlados através de alguma variável de estado da máquina. Porém, entende-se como importante uma nova representação para as máquinas elétricas na qual o módulo de tensão e a potência ativa não são especificados por valores fixos, mas devem estar contidos dentro de certa restrição operativa.

A modelagem proposta permite garantir que o elemento máquina mantenha o módulo de tensão nos nós aos quais está conectado dentro de limites aceitáveis para o bom desempenho da própria máquina e do sistema elétrico, evitando quedas de tensões exacerbadas e contribuindo para que o fluxo de potência ótimo convirja para condições operativas que garantam a estabilidade de tensão do sistema elétrico. No que se refere à geração de potência ativa, a modelagem apresentada estabelece faixas de operação para a máquina elétrica, o que pode contribuir para uma melhor eficiência do sistema elétrico.

Na modelagem proposta o módulo de tensão no nó em que cada elemento máquina está conectado é calculado e limitado em relação aos valores mínimo e máximo para o módulo de tensão da máquina elétrica, fornecidos pelo fabricante, conforme equações (3.40) e (3.41). Os valores máximo e mínimo adotados para o módulo de tensão podem atuar a fim de adequar as tensões terminais das máquinas aos valores recomendados pelas normas do setor.

$$|V_k| = \sqrt{V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2} \quad (3.40)$$

$$|V_k^{min}| \leq |V_k| \leq |V_k^{max}| \quad (3.41)$$

Onde:

V é a tensão fase-terra no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

$|V|$ é o módulo da tensão no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

O subíndice k indica o nó *de* ao qual o elemento máquina está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

$|V^{min}|$ é o valor mínimo especificado para o módulo da tensão.

$|V^{max}|$ é o valor máximo especificado para o módulo da tensão.

De forma semelhante ao realizado para o módulo de tensão, a potência ativa fornecida pelo elemento máquina é calculada e limitada em relação aos valores mínimo e máximo de potência ativa que a máquina elétrica pode fornecer, tidos como dados especificados e fornecidos pelo fabricante, conforme equações (3.42) e (3.43).

$$P_k = V_{Re,k} \cdot Ig_{Re}^x + V_{Im,k} \cdot Ig_{Im}^x \quad (3.42)$$

$$P_k^{min} \leq P_k \leq P_k^{max} \quad (3.43)$$

Onde:

P é a potência ativa injetada no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

V é a tensão fase-terra no nó ao qual o elemento máquina está conectado.

Ig é a corrente injetada pelo elemento máquina no nó ao qual está conectado.

O subíndice k indica o nó *de* ao qual o elemento máquina está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

O sobreíndice x indica o elemento máquina que está sendo representado.

P^{min} é a potência ativa mínima especificada para o elemento máquina.

P^{max} é a potência ativa máxima especificada para o elemento máquina.

No que se refere à potência reativa, essa modelagem da máquina elétrica limita a potência reativa em valores entre a potência mínima e a potência máxima especificadas para a máquina elétrica, da mesma forma que apresentado na “modelagem pela especificação da diferença de tensão entre nós e considerando a representação de impedâncias internas da máquina elétrica”. As equações (3.34) e (3.35), apresentadas

anteriormente, deverão ser utilizadas para limitar a geração de potência reativa na modelagem aqui apresentada.

3.3 Restrições Implementadas na Metodologia Proposta

3.3.1 Considerações

Nesta seção serão apresentadas as restrições implementadas na metodologia proposta, mais especificamente as restrições da compensação reativa, de desequilíbrio de tensão e de desequilíbrio de corrente. Além disso, apresenta-se também as considerações e equações necessárias a inclusão da compensação reativa.

A correta representação das restrições possui especial importância devido à finalidade de um fluxo de potência ótimo (FPO), que é obter o estado de um sistema elétrico, atendendo de maneira ótima a determinado objetivo, sendo que, para tanto, é necessário também atender uma série de exigências que, são definidas, por exemplo, pelas restrições do sistema.

Na metodologia proposta é possível determinar qual, ou quais, limites serão estabelecidos para o sistema em análise, ou seja, se haverá limitação do desequilíbrio de tensão e/ou limitação do desequilíbrio de corrente, lembrando que os desequilíbrios podem ser limitados simultaneamente. Além disso, permite-se a escolha de quais barras, que apresentem máquinas elétricas conectadas, terão o desequilíbrio de tensão e/ou corrente limitado. As restrições de desequilíbrio de tensão e corrente serão implementadas em todas as barras com máquinas elétricas conectadas em que o desequilíbrio for limitado. Da mesma forma, a compensação reativa será inserida nestas barras.

3.3.2 Restrições e Representação da Compensação Reativa

A compensação reativa na metodologia proposta será modelada através de possíveis conexões de bancos de capacitores, formados por capacitores monofásicos, conectados em derivação nos nós em que a máquina elétrica está conectada e em que a limitação do desequilíbrio de tensão e/ou corrente esteja ativada.

A injeção de reativos proporcionada pelo capacitor altera o ângulo da corrente de fase e, conseqüentemente, altera as componentes de sequência das grandezas do sistema, propiciando a limitação dos índices de desequilíbrio.

Para facilitar o texto, a partir desse ponto o elemento do banco de capacitor conectado em uma das fases do sistema elétrico será chamado somente de capacitor.

A partir da admitância do capacitor é possível determinar a contribuição de injeção de corrente para o nó ao qual o capacitor está conectado em função da tensão aplicada sobre ele. Estas contribuições, para seguir a abordagem da metodologia proposta, serão escritas em coordenadas retangulares, conforme equações (3.44) e (3.45):

$$I_{Re,k} = Y^x \cdot V_{Im,k} \quad (3.44)$$

$$I_{Im,k} = -Y^x \cdot V_{Re,k} \quad (3.45)$$

Onde:

Y é a admitância do capacitor.

V é a tensão fase-terra no nó em que o capacitor está conectado.

O subíndice k representa o nó *de* no qual o capacitor está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

O sobreíndice x indica o capacitor que está sendo representado.

As admitâncias dos capacitores conectados às barras das máquinas devem estar contidas dentro de determinado intervalo de valores. O intervalo da admitância de cada capacitor fica estabelecido entre o valor zero, representativo da situação em que o capacitor não está conectado ao sistema em análise e o valor máximo que a admitância do capacitor pode assumir, conforme equação (3.46).

$$0 \leq Y^x \leq Y^{max,x} \quad (3.46)$$

Onde:

Y é a admitância do capacitor.

Y^{max} é a admitância máxima do capacitor.

O sobreíndice x indica o capacitor que está sendo representado.

O valor máximo que a admitância de um capacitor pode assumir pode ser determinado a partir da potência reativa máxima que o capacitor é capaz de injetar e da tensão nominal para qual o capacitor foi projetado, conforme equação (3.47):

$$Y^{max,x} = \frac{Q^{max,x}}{V^{nom,x^2}} \quad (3.47)$$

Onde:

Y^{max} é a admitância máxima do capacitor.

Q^{max} é a potência reativa monofásica máxima que o capacitor é capaz injetar.

V^{nom} é a tensão nominal para qual o capacitor foi projetado.

O sobreíndice x indica o capacitor que está sendo representado.

3.3.3 Restrição de Desequilíbrio de Tensão e Corrente

O desequilíbrio de tensão deverá ser calculado e limitado em todas as barras que apresentem máquinas elétricas conectadas e que a limitação do desequilíbrio de tensão esteja ativada. Da mesma forma, o desequilíbrio de corrente deverá ser calculado e limitado nas barras que apresentem máquinas elétricas conectadas e que tiverem a limitação do desequilíbrio de corrente ativada.

Na metodologia proposta serão implementados dois índices de desequilíbrio. A literatura e normas do setor elétrico, conforme apresentado na subseção 2.3.3, definem que o desequilíbrio de determinada grandeza elétrica pode ser determinado através da relação percentual entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva da grandeza em análise, ou seja, através do método das componentes simétricas. Tal definição será adotada no cálculo do desequilíbrio através do método 1 na metodologia proposta. Devido a restrições técnicas impostas a metodologia proposta pela versão do software de otimização utilizado (versão demo 15.0 do Lingo[®]), a aplicação da definição padrão estabelecida pelas normas do setor elétrico não se tornou viável em sistemas de maior porte, já que insere um determinado tipo de restrições não lineares ao sistema (restrições inversas com termos polinomiais no numerador e

denominador), tornando a sua convergência mais complexa e extrapolando o número de variáveis não lineares permitido pela versão do software.

O segundo método de cálculo do índice de desequilíbrio baseia-se nas definições apresentadas na seção 2.4.7 e corresponde a limitação da componente de sequência negativa, sendo o fator de desequilíbrio mensurado através da porcentagem da componente de sequência negativa em determinado ponto do sistema em relação ao valor nominal da grandeza neste ponto. Essa definição é normalmente aplicada em sistemas de proteção e nessa dissertação será proposto seu uso para o cálculo dos índices de desequilíbrio em máquinas elétricas.

Dessa forma, a metodologia proposta é capaz de otimizar o sistema em análise, garantindo que o fator de desequilíbrio de tensão e/ou corrente não ultrapasse o limite estabelecido.

a. Restrição do desequilíbrio de tensão

Essa seção apresenta as equações referentes à limitação do desequilíbrio de tensão implementadas na metodologia proposta, para os dois métodos de cálculo do fator de desequilíbrio de tensão.

i. Método 1

Para limitar o desequilíbrio de tensão através do método 1 serão calculadas as tensões de sequência positiva e negativa na barra a qual a máquina elétrica está conectada, a partir das tensões em coordenadas de fase e da transformada de Fortescue, conforme equação (3.48).

$$\begin{bmatrix} V_k^{zero} \\ V_k^{pos} \\ V_k^{neg} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

Onde:

V^{zero} , V^{pos} e V^{neg} são, respectivamente, a tensão de sequência zero, sequência positiva e sequência negativa na barra em que o desequilíbrio de tensão será calculado.

V é a tensão fase-terra na barra em que o fator de desequilíbrio está sendo calculado.

α é o multiplicador da transformada de Fortescue e equivale a $1\angle 120^\circ$.

O subíndice k indica a barra em que a tensão está sendo calculada.

Os sobreíndices a , b e c indicam as fases do sistema elétrico.

Dessa forma, a partir das tensões de fase em coordenadas retangulares na barra a qual a máquina elétrica está conectada, as tensões de sequência positiva e negativa podem ser obtidas através das equações (3.49) a (3.52):

$$V_k^{\dot{p}os} = \frac{1}{3} \cdot (\dot{V}_k^a + \alpha \cdot \dot{V}_k^b + \alpha^2 \cdot \dot{V}_k^c) \quad (3.49)$$

$$|V_k^{\dot{p}os}| = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2} \quad (3.50)$$

Com:

$$V_{Re,k} = V_{Re,k}^a - \frac{1}{2} \cdot V_{Re,k}^b - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot V_{Im,k}^b - \frac{1}{2} \cdot V_{Re,k}^c - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot V_{Im,k}^c$$

$$V_{Im,k} = V_{Im,k}^a + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot V_{Re,k}^b - \frac{1}{2} \cdot V_{Im,k}^b + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot V_{Re,k}^c - \frac{1}{2} \cdot V_{Im,k}^c$$

$$V_k^{\dot{n}eg} = \frac{1}{3} \cdot (V_k^a + \alpha^2 \cdot V_k^b + \alpha \cdot V_k^c) \quad (3.51)$$

$$|V_k^{\dot{n}eg}| = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2} \quad (3.52)$$

Com:

$$V_{Re,k} = V_{Re,k}^a - \frac{1}{2} \cdot V_{Re,k}^b + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot V_{Im,k}^b - \frac{1}{2} \cdot V_{Re,k}^c - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot V_{Im,k}^c$$

$$V_{Im,k} = V_{Im,k}^a - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot V_{Re,k}^b - \frac{1}{2} \cdot V_{Im,k}^b + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot V_{Re,k}^c - \frac{1}{2} \cdot V_{Im,k}^c$$

Onde:

V^{pos} e V^{neg} são, respectivamente, a tensão de sequência positiva e a tensão de sequência negativa na barra em que o desequilíbrio de tensão será calculado.

$|V^{pos}|$ e $|V^{neg}|$ são, respectivamente, o módulo da tensão de sequência positiva e o módulo da tensão de sequência negativa na barra em que o desequilíbrio de tensão será calculado.

α é o multiplicador da transformada de Fortescue e equivale a $1 \angle 120^\circ$.

O subíndice k indica a barra em que a tensão está sendo calculada.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

Os sobreíndices a , b e c indicam as fases do sistema elétrico.

A partir das tensões de sequência positiva e negativa na barra a qual a máquina elétrica está conectada, obtidas pelas equações (3.49) a (3.52), o desequilíbrio de tensão nesta barra pode ser calculado pela equação (3.53).

$$FDT1_k = \frac{|V_k^{neg}|}{|V_k^{pos}|} \cdot 100 \quad (3.53)$$

Onde:

$FDT1$ é o fator de desequilíbrio de tensão calculado pelo método 1.

$|V^{pos}|$ e $|V^{neg}|$ são, respectivamente, o módulo da tensão de sequência positiva e o módulo da tensão de sequência negativa na barra em que o desequilíbrio de tensão foi calculado.

O subíndice k indica a barra em que o fator de desequilíbrio de tensão e as tensões estão sendo calculados.

O fator de desequilíbrio de tensão, na metodologia proposta, deverá ser menor que um limite máximo aceitável para o índice de desequilíbrio de tensão, estabelecido de

acordo com as normas do setor elétrico e as indicações dos fabricantes de máquinas elétricas, conforme equação (3.54).

$$FDT1_k \leq FDT1^{max} \quad (3.54)$$

Onde:

$FDT1$ é o fator de desequilíbrio de tensão obtido pelo método 1.

$FDT1^{max}$ é o limite máximo aceitável para o fator de desequilíbrio de tensão.

O subíndice k indica a barra em que o fator de desequilíbrio de tensão está sendo calculado.

ii. Método 2

O segundo método para o cálculo do fator de desequilíbrio é usualmente aplicado em sistemas de proteção e nessa dissertação será proposto o seu uso para o cálculo do fator de desequilíbrio nas barras de conexão das máquinas elétricas.

O fator de desequilíbrio de tensão obtido pelo método 2 será mensurado através da tensão de sequência negativa em determinada barra do sistema, que deve ser menor que um limite máximo aceitável em relação à tensão nominal da máquina elétrica, estabelecido sobretudo pelas indicações dos fabricantes de máquinas elétricas, conforme equação (3.55).

$$|V_k^{neg}| \leq \frac{FDT2^{max}}{100} \cdot V_k^{nom} \quad (3.55)$$

Onde:

$|V^{neg}|$ é o módulo da tensão de sequência negativa na barra em que o desequilíbrio de tensão foi calculado.

$FDT2^{max}$ é o limite máximo aceitável, em porcentagem, de sequência negativa em relação à tensão nominal.

V^{nom} é a tensão nominal na barra em que o desequilíbrio de tensão foi calculado.

O subíndice k indica a barra em que o fator de desequilíbrio de tensão está sendo calculado.

A fim de facilitar a comparação entre os valores encontrados com o método 1 e com o método 2, a equação para o cálculo do fator de desequilíbrio de tensão com o método 2 pode ser reescrita, conforme equação (3.56).

$$FDT2_k = \frac{|V_k^{neg}|}{V_k^{nom}} \cdot 100 \leq FDT2^{max} \quad (3.56)$$

b. Restrição do desequilíbrio de corrente

As equações referentes à limitação do desequilíbrio de corrente implementadas na metodologia proposta, para os dois métodos de cálculo do fator de desequilíbrio de corrente, serão apresentadas nessa seção.

i. Método 1

A fim de limitar o desequilíbrio de corrente através do método 1, as correntes de sequência positiva e negativa podem ser obtidas através das correntes em coordenadas de fase e da transformada de Fortescue, conforme equação (3.57).

$$\begin{bmatrix} I_k^{zero} \\ I_k^{pos} \\ I_k^{neg} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

Onde:

I^{zero} , I^{pos} e I^{neg} são, respectivamente, as correntes de sequência zero, sequência positiva e de sequência negativa na barra em que o desequilíbrio de corrente será calculado.

I é a corrente na barra em que o fator de desequilíbrio está sendo calculado.

α é o multiplicador da transformada de Fortescue e equivale a $1 \angle 120^\circ$.

O subíndice k indica a barra em que a corrente está sendo calculada.

Os sobreíndices a , b e c indicam as fases do sistema elétrico.

Dessa forma, a partir das correntes de fase em coordenadas retangulares na barra a qual a máquina elétrica está conectada, as correntes de sequência positiva e negativa podem ser obtidas através das equações (3.58) a (3.61):

$$I_k^{pos} = \frac{1}{3} \cdot (I_k^a + \alpha \cdot I_k^b + \alpha^2 \cdot I_k^c) \quad (3.58)$$

$$|I_k^{pos}| = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{I_{Re,k}^2 + I_{Im,k}^2} \quad (3.59)$$

Com:

$$I_{Re,k} = I_{Re,k}^a - \frac{1}{2} \cdot I_{Re,k}^b - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{Im,k}^b - \frac{1}{2} \cdot I_{Re,k}^c + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{Im,k}^c$$

$$I_{Im,k} = I_{Im,k}^a + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{Re,k}^b - \frac{1}{2} \cdot I_{Im,k}^b - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{Re,k}^c - \frac{1}{2} \cdot I_{Im,k}^c$$

$$I_k^{neg} = \frac{1}{3} \cdot (I_k^a + \alpha^2 \cdot I_k^b + \alpha \cdot I_k^c) \quad (3.60)$$

$$|I_k^{neg}| = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{I_{Re,k}^2 + I_{Im,k}^2} \quad (3.61)$$

Com:

$$I_{Re,k} = I_{Re,k}^a - \frac{1}{2} \cdot I_{Re,k}^b + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{Im,k}^b - \frac{1}{2} \cdot I_{Re,k}^c - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{Im,k}^c$$

$$I_{Im,k} = I_{Im,k}^a - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{Re,k}^b - \frac{1}{2} \cdot I_{Im,k}^b + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{Re,k}^c - \frac{1}{2} \cdot I_{Im,k}^c$$

Onde:

I^{pos} e I^{neg} são, respectivamente, a corrente de sequência positiva e a corrente de sequência negativa na barra em que o desequilíbrio de corrente será calculado.

$|I^{pos}|$ e $|I^{neg}|$ são, respectivamente, o módulo da corrente de sequência positiva e o módulo da corrente de sequência negativa na barra em que o desequilíbrio de corrente será calculado.

α é o multiplicador da transformada de Fortescue e equivale a $1\angle 120^\circ$.

O subíndice k indica a barra em que a corrente está sendo calculada.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

Os sobreíndices a , b e c indicam as fases do sistema elétrico.

A partir das correntes de sequência positiva e negativa na barra a qual a máquina elétrica está conectada, obtidas pelas equações (3.58) a (3.61), o desequilíbrio de corrente nesta barra pode ser calculado pela equação (3.62).

$$FDC1_k = \frac{|I_k^{neg}|}{|I_k^{pos}|} \cdot 100 \quad (3.62)$$

Onde:

$FDC1$ é o fator de desequilíbrio de corrente obtido através do método 1.

$|I^{pos}|$ e $|I^{neg}|$ são, respectivamente, o módulo da corrente de sequência positiva e o módulo da corrente de sequência negativa na barra em que o desequilíbrio de corrente foi calculado.

O subíndice k indica a barra em que o fator de desequilíbrio de corrente e as correntes estão sendo calculados.

O fator de desequilíbrio de corrente, obtido pelo método 1, deverá então ser menor que um limite máximo aceitável para o índice de desequilíbrio de corrente, estabelecido de acordo com as normas do setor elétrico e as indicações dos fabricantes de máquinas elétricas, conforme equação (3.63).

$$FDC1_k \leq FDC1^{max} \quad (3.63)$$

Onde:

$FDC1$ é o fator de desequilíbrio de corrente calculado através do método 1.

$FDC1^{max}$ é o limite máximo aceitável para o fator de desequilíbrio de corrente.

O subíndice k indica a barra em que o fator de desequilíbrio de corrente está sendo calculado.

ii. Método 2

O fator de desequilíbrio de corrente calculado através do método 2 será obtido através da corrente de sequência negativa na barra em que se deseja limitar o desequilíbrio, que deverá ser menor que um limite máximo aceitável em relação à corrente nominal na barra em análise, estabelecido sobretudo pelas indicações dos fabricantes de máquinas elétricas (Tabela 2.2), conforme equação (3.64).

$$\left| I_k^{neg} \right| \leq \frac{FDC2^{max}}{100} \cdot I_k^{nom} \quad (3.64)$$

Onde:

$|I^{neg}|$ é o módulo da corrente de sequência negativa na barra em que o desequilíbrio de corrente foi calculado.

$FDC2^{max}$ é o limite máximo aceitável, em porcentagem, de sequência negativa em relação à corrente nominal.

I^{nom} é a corrente nominal na barra em que o desequilíbrio de corrente foi calculado.

O subíndice k indica a barra em que o fator de desequilíbrio de corrente está sendo calculado.

A fim de facilitar a comparação entre os valores encontrados com o método 1 e com o método 2, a equação para o cálculo do fator de desequilíbrio de corrente com o método 2 pode ser reescrita, conforme equação (3.65).

$$FDC2_k = \frac{\left| I_k^{neg} \right|}{I_k^{nom}} \cdot 100 \leq FDC2^{max} \quad (3.65)$$

3.4 Função Objetivo da Metodologia Proposta

3.4.1 Considerações

Esta seção apresenta a função objetivo implementada na metodologia proposta para ser utilizada na otimização de sistemas elétricos. Uma função objetivo nada mais é do que um índice de desempenho que se deseja otimizar e pode ser representada por apenas uma variável, ou por uma função que englobe um conjunto de variáveis.

3.4.2 Função Objetivo Implementada

Na metodologia proposta, a função objetivo é determinada como a minimização do somatório das admitâncias dos capacitores conectados as barras de máquinas elétricas, a fim de minimizar a injeção de reativos dos bancos de capacitores e limitar o desequilíbrio de tensão e/ou corrente nas barras as quais as máquinas elétricas estão conectadas, conforme equação (3.66).

$$\min \sum_{x=1}^n Y^x \quad (3.66)$$

Onde:

Y é a admitância do capacitor.

O sobreíndice x indica o capacitor que está sendo representado e varia de 1 até n , onde n representa o número de capacitores conectados ao sistema em análise.

Os capacitores deverão ser alocados em todos os nós que apresentem elementos máquinas conectados e que tenham o desequilíbrio de tensão e/ou corrente limitados, simultaneamente.

Os capacitores só devem entrar em operação quando houver a necessidade de limitar o desequilíbrio de tensão e/ou corrente nas barras de conexão das máquinas. Para tanto é necessário que a função objetivo corresponda à minimização da soma das admitâncias dos capacitores conectados a cada uma das fases e barras de máquinas e que, conseqüentemente, haja a geração mínima de potências reativas por esses capacitores.

3.5 Metodologia Proposta

3.5.1 Considerações

Tendo como base o Método de Injeção de Correntes a n-Condutores – MICN (Penido, 2008) e o Método de Otimização de Sistemas de Distribuição (Araujo, 2005) apresenta-se neste trabalho uma contribuição para o fluxo de potência ótimo com modelagem baseada no método de injeção de correntes em coordenadas retangulares, através da implementação de uma metodologia de fluxo de potência ótimo multifásico, para ser aplicada em sistemas desequilibrados, especialmente os de distribuição. A metodologia proposta tem como objetivo principal a limitação do desequilíbrio de tensão e/ou corrente em máquinas elétricas, com especial aplicação para os geradores conectados de forma dispersa aos sistemas de distribuição desequilibrados, considerando algumas possibilidades de modelagens diferentes para as máquinas, abordando inclusive características internas e controles realizados com uso destes equipamentos.

Considerando a importância da limitação de desequilíbrios de tensão e corrente no sistema elétrico, esse trabalho propõe uma metodologia de otimização que faz uso de capacitores conectados nas barras as quais máquinas elétricas estão conectadas, a fim de garantir que desequilíbrios do sistema estejam dentro de limites aceitáveis por normas, evitando-se assim, por exemplo, danos a equipamentos.

São implementados dois controles, independentes, a fim de garantir que nem o limite de desequilíbrio de tensão, nem o limite de desequilíbrio de corrente sejam violados, ambas as restrições podem ser ativadas simultaneamente e de acordo com a especificação do usuário.

A metodologia proposta permite que os desequilíbrios de corrente e/ou de tensão sejam limitados nas barras as quais as máquinas elétricas estão conectadas. Para tanto, é necessário que na função objetivo sejam incluídas as parcelas de contribuição de injeções de correntes dos capacitores correspondentes, assim como suas equações de limites mínimos e máximos de admitâncias. Ressalta-se também que a metodologia permite indicar qualquer barra para fazer a alocação de capacitores, porém, neste trabalho apenas as barras que possuem máquinas elétricas conectadas são candidatas à alocação de capacitores.

Para implementação utilizou-se o software Matlab® para a leitura dos dados do sistema em análise e equacionamento das contribuições de injeções de correntes trifásicas em coordenadas retangulares para cada um dos nós do sistema. Já a resolução do fluxo de potência ótimo é realizada pelo uso do software especializado em otimização Lingo®.

Nas próximas seções será apresentada a metodologia proposta por meio da apresentação de suas partes em um fluxograma.

3.5.2 Fluxograma da metodologia proposta

Na Figura 3.13, encontra-se o fluxograma da metodologia proposta.

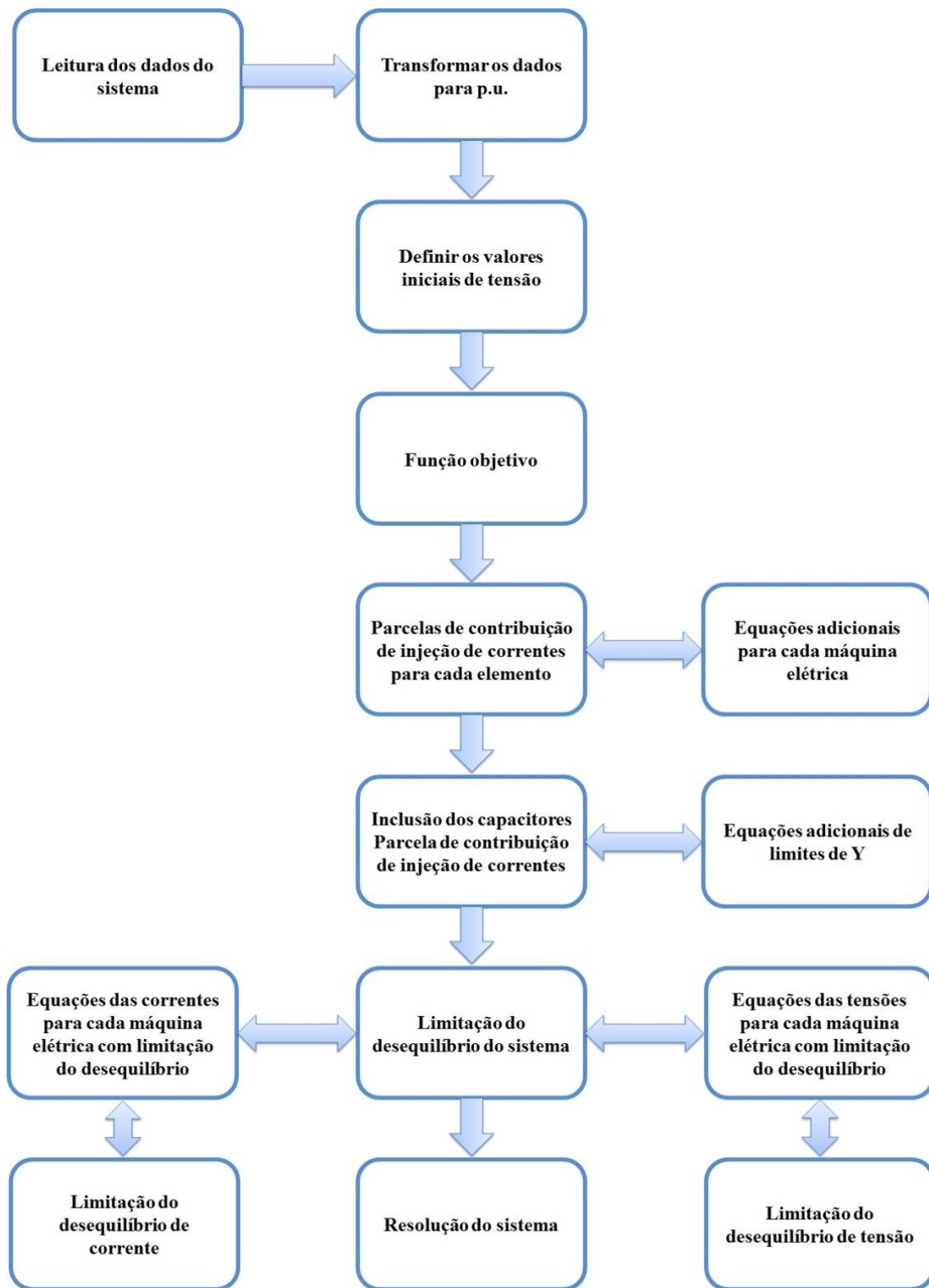


Figura 3.13 – Fluxograma da Metodologia Proposta

A seguir, cada etapa do fluxograma apresentado será descrita para melhor entendimento da metodologia proposta.

- Leitura dos dados do sistema:

Nessa etapa, os dados do sistema elétrico teste são lidos pela rotina desenvolvida no software Matlab[®]. Para tanto é necessário fornecer os seguintes dados:

Dados de Barras: deve-se fornecer os dados de cada uma das barras do sistema – fase, barra, tensão e ângulo inicial.

Dados de Linhas: devem ser apresentados os dados de cada uma das linhas presentes no sistema – número de fases, barras *de* e barra *para*, número do circuito, código do circuito e comprimento da linha.

Dados de Cabos: devem incluir os dados de cada um dos circuitos do sistema – código do circuito, número do circuito, número de fases e impedância própria e mútua de cada um dos circuitos/linhas do sistema.

Dados de Cargas: deve conter os dados de cada uma das cargas do sistema – barra *de* e barra *para*, número do circuito, potência ativa e reativa da carga, tipo de carga (alfa) e tensão de referência.

Dados de Máquinas: deve conter os dados de cada uma das máquinas elétricas presentes no sistema – barra *de* e barra *para*, tipo de máquina, número da máquina, tensão de referência, ângulo de referência, potência ativa e reativa iniciais ou potências definidas, limites mínimos e máximos de potências ativa e reativas, definição se a potências da máquina elétrica é fixa ou não.

Dados de Elementos RLCs: deve incluir os dados dos elementos RLCs presentes no sistema – barra *de* e barra *para*, valores de resistência e admitâncias, valor de potência reativa e tipo de RLC (elemento fixo ou capacitor chaveado).

Dados de Impedância Interna: devem ser apresentados os dados da matriz de impedância interna das máquinas elétricas do sistema – dados de impedância de sequência zero, positiva e negativa.

- Transformar os dados para p.u.:

Todos os dados do sistema devem ser transformados para p.u. (por unidade). Para tanto é necessário fornecer os valores bases de tensão e potência do sistema.

- Definir os valores iniciais de tensão:

Os valores iniciais de tensão para cada um dos nós do sistema devem ser definidos e fornecidos como dados de entrada para a rotina desenvolvida.

- Função objetivo:

Nessa etapa a função objetivo deve ser escrita, conforme equação (3.66). A função objetivo corresponde à minimização da admitância dos capacitores que serão conectados em todos os nós que apresentem um elemento máquina conectado e que a limitação do desequilíbrio de tensão e/ou corrente esteja ativada, simultaneamente.

- Parcelas de contribuição de injeção de correntes para cada elemento:

A partir das equações representativas dos modelos de cada um dos elementos do sistema em análise, determinadas na seção 3.2 e no Apêndice A, e dos dados lidos são escritas às equações de rede.

- Equações adicionais para cada máquina elétrica:

De acordo com os modelos de máquinas elétricas, definidos na seção 3.2.3, são determinadas as equações adicionais referentes a cada uma das máquinas elétricas existentes no sistema em análise.

- Inclusão dos capacitores – Parcela de contribuição de injeção de correntes:

A fim de limitar o desequilíbrio de tensão e/ou corrente no sistema em análise é inserido em cada um dos nós em que haja a conexão de uma máquina elétrica e que a limitação esteja ativada um capacitor monofásico, formando um banco. Assim, também é necessário determinar a contribuição de injeção de corrente de cada um dos capacitores adicionais, e tal contribuição é incluída nas equações de injeções de corrente dos nós correspondentes às conexões dos capacitores no sistema em análise.

- Equações adicionais de limite de Y:

Os capacitores adicionados ao sistema devem simular a inclusão de bancos formados por capacitores monofásicos reais, possuindo limites mínimos e máximos de potência reativa que são capazes de injetar e, conseqüentemente, limites máximos e mínimos de admitância. Dessa forma, o valor de admitância de cada um dos elementos capacitores deverá estar contido dentro de um limite pré-estabelecido, conforme equações (3.46). Estes limites são definidos neste passo.

- Limitação do desequilíbrio do sistema:

Nessa etapa deve-se definir qual, ou quais, limites de desequilíbrio serão estabelecidos para sistema em análise, ou seja, o desequilíbrio de tensão e/ou o desequilíbrio de corrente, lembrando que os dois podem ser limitados ao mesmo tempo.

- Equações das correntes para cada máquina elétrica com limitação do desequilíbrio:

A partir das equações (3.58) a (3.61) é possível calcular as correntes de sequência positiva e negativa, ou, de forma alternativa, as correntes de sequência negativa e a corrente nominal, para cada uma das máquinas elétricas presentes no sistema e para qual a limitação do desequilíbrio de corrente esteja ativada.

- Limitação do desequilíbrio de corrente:

Tendo sido as correntes determinadas para cada uma das máquinas elétricas cuja limitação do desequilíbrio de corrente esteja ativada, é possível determinar o fator de desequilíbrio de corrente para cada máquina elétrica, através do método 1 com o uso da equação (3.62), que deverá ser limitado através da equação (3.63). Já o cálculo do fator de desequilíbrio de corrente através do método 2 será calculado e limitado pela equação (3.65).

- Equações das tensões para cada máquina elétrica com limitação do desequilíbrio:

A partir das equações (3.49) a (3.52) é possível calcular as tensões de sequência positiva e negativa, ou, de forma alternativa, as tensões de sequência negativa e nominal, para cada uma das máquinas elétricas cuja limitação do desequilíbrio de tensão seja ativada.

- Limite do desequilíbrio de tensão:

Tendo sido as tensões de sequência positiva e negativa determinadas para cada uma das máquinas elétricas cuja limitação do desequilíbrio esteja ativada, é possível determinar o fator de desequilíbrio de tensão para cada máquina elétrica, através do método 1 com o uso da equação (3.53), que deverá ser limitado pela equação (3.54). Já

o cálculo do fator de desequilíbrio pelo método 2 será realizado através da equação (3.56).

- Resolução do sistema:

Após todas as equações terem sido determinadas e escritas na rotina implementada no software Matlab[®] e fornecidas à rotina implementada no software de otimização Lingo[®], o mesmo é capaz de solucionar o sistema em análise. A rotina desenvolvida termina fornecendo os resultados de tensão complexa em cada um dos nós, assim como resultados de geração de potência de cada uma das máquinas elétricas, por fase, admitância de cada um dos capacitores conectados ao sistema, assim como os índices de desequilíbrio de tensão e corrente, em cada umas das barras as quais as máquinas elétricas estão conectadas e o limite de desequilíbrio ativado.

3.6 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo apresentou-se as modelagens consideradas para os equipamentos do sistema elétrico de potência. Todos os modelos possibilitam a representação trifásica, inclusive de impedâncias mútuas presentes no sistema, e permite a correta representação de desequilíbrios, o que é de fundamental importância na análise de sistemas de distribuição. Salienta-se do detalhamento possível para a modelagem de máquinas proposto neste capítulo.

Essa modelagem foi empregada na metodologia desenvolvida neste trabalho para limitação do desequilíbrio de tensão e/ou corrente nas barras cujas máquinas elétricas são conectadas, com o uso de capacitores conectados em derivação nessas barras, também apresentada nesse capítulo.

A metodologia proposta é capaz de fornecer resultados satisfatórios a análise de fluxo de potência trifásico em sistemas elétricos de distribuição, bem como otimizar o sistema em termos de utilização de capacitores com fins de limitar os desequilíbrios de tensão e/ou corrente nas barras em que as máquinas elétricas encontram-se conectadas.

Capítulo 4 Resultados

4.1 Introdução

Nesse capítulo serão apresentados resultados obtidos com uso dos modelos e metodologia propostos nesta dissertação.

Na Tabela 4.1 são mostrados os sistemas elétricos analisados, assim como suas características básicas. Sistemas de maior porte não foram analisados devido às restrições da versão do software Lingo[®] utilizada. Os resultados apresentados foram obtidos com o uso da versão 7.10 64 bits do software Matlab[®] e a versão demo 15.0 64 bits do software Lingo[®].

Tabela 4.1 – Sistemas analisados

Sistema	Número de Barras	Número de Máquinas
IEEE 4 Barras	4	1 SE
Sistema 10 Barras	10	1 SE e 2 Geradores

As subestações (SE) serão sempre modeladas com tensão interna fixa (módulo e ângulo), já os geradores terão o modelo de representação alterado de acordo com a análise que se deseja realizar.

Nas seções a seguir serão apresentados resultados obtidos com os sistemas em suas formas originais e com modificações, realizadas a fim de demonstrar a capacidade dos modelos e metodologia propostos frente a diversas condições operativas.

4.2 Testes com o Sistema IEEE 4 Barras

O primeiro sistema teste analisado foi o IEEE 4 Barras, no qual o transformador presente foi analisado apenas na configuração estrela aterrada – estrela aterrada. Como os cálculos são realizados em p.u. pode-se considerar a representação simplificada mostrada na Figura 4.1.

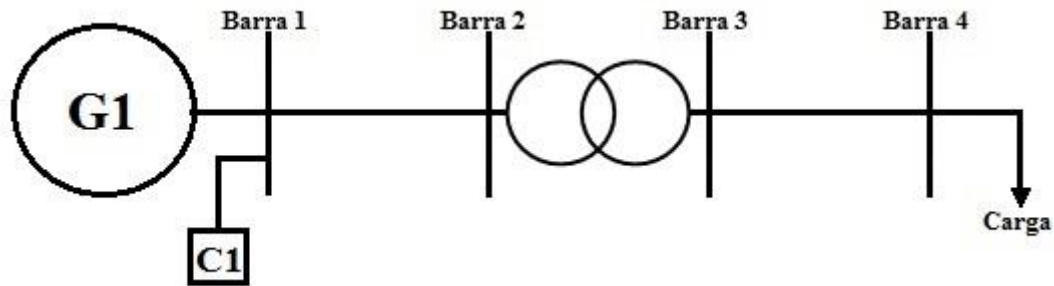


Figura 4.1 – Sistema IEEE 4 Barras com configuração básica

Três diferentes condições de carga – modelo com carga equilibrada e desequilibrada disponibilizadas pelo IEEE e um modelo de carga bifásica desequilibrada – serão analisadas. As definições dos testes realizados são apresentadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Casos Testes – Sistema IEEE 4 Barras

Caso	Carga	Modelo da Máquina Elétrica (subestação)	Limite de Desequilíbrio
B4.1	Trifásica Equilibrada	V e θ fixos	Não
B4.2	Trifásica Desequilibrada	V e θ fixos	Não
B4.3	Trifásica Desequilibrada	V e θ fixos	Sim
B4.4	Bifásica	V e θ fixos	Não
B4.5	Bifásica	V e θ fixos	Sim

Para cada uma das configurações analisadas serão apresentados os valores encontrados para as tensões em cada uma das barras do sistema, os resultados de geração da máquina elétrica, os valores de desequilíbrio de tensão e corrente, e os valores dos bancos de capacitores quando alocados a fim de limitar o desequilíbrio. Os resultados de tensão foram expressos em p.u. (por unidade), tendo como tensão base 12,48 kV e potência base 6 MVA. Os resultados de potência foram apresentados em kW e kvar. Os resultados de desequilíbrio foram expressos em valores percentuais e as correntes em p.u. e A.

O sistema em análise possui apenas uma máquina elétrica (G1), representando uma subestação e sendo modelada pela especificação de diferença de tensão entre nós (módulo e ângulo), capacidade de entrega de energia ilimitada, sem impedância interna no modelo e com a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente ativada.

Os dados do sistema elétrico encontram-se expressos da Tabela 4.3 a Tabela 4.6.

Tabela 4.3 – Dados de Máquinas – Sistema IEEE 4 Barras

Nó DE	Nó PARA	Tipo	Máquina	Tensão Nominal (kV)	Ângulo	S_{nom trifásica} (kVA)
11	0	0		12,48	0	6000
12	0	0	1	12,48	-120	
13	0	0		12,48	120	

Na Tabela 4.3 a coluna “tipo” é utilizada para definir o modelo utilizado na representação dos elementos da máquina elétrica, no qual o valor 0 indica a “modelagem pela especificação de diferença de tensão entre nós (módulo e ângulo)”, o valor 1 indica a “modelagem pela especificação da diferença de tensão entre nós e considerando a representação de impedâncias internas da máquina elétrica”, o valor 2 indica a “modelagem pelo módulo de tensão e potência ativa com restrições operativas” e, por fim, o valor 3 indica a “modelagem pela especificação do módulo de tensão entre nós”. Na mesma tabela, a coluna “máquina” representa a máquina elétrica a qual os elementos máquina representados pertencem.

Tabela 4.4 – Dados de Linha – Sistema IEEE 4 Barras

Fase A		Fase B		Fase C		Código	Comprimento (milha)
Nó DE	Nó PARA	Nó DE	Nó PARA	Nó DE	Nó PARA		
11	21	12	22	13	23	301	0,3788
21	31	22	32	23	33	302	1,0000
31	41	32	42	33	43	301	0,4735

Tabela 4.5 – Dados de Cabo – Sistema IEEE 4 Barras

	Impedância (Ω/milha)						Código
	A	B	C	AB	AC	BC	
R	0,4576	0,4666	0,4615	0,1559	0,1535	0,1580	301
X	1,0780	1,0482	1,0651	0,5017	0,3849	0,4236	
R	0,2596	0,2596	0,2596	0,0000	0,0000	0,0000	302
X	1,5575	1,5575	1,5575	0,0000	0,0000	0,0000	

Na Tabela 4.4 a coluna “código” indica o tipo de cabo utilizado para cada alimentador. Os dados de impedância de cada tipo de circuito são apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.6 – Dados de Alocação de Reativo - Sistema IEEE 4 Barras

Nó DE	Nó PARA	Q^{max} (kvar)	Tensão Nominal (kV)
11	0	5000	12,48
12	0	5000	12,48
13	0	5000	12,48

Os índices de desequilíbrio de tensão e corrente serão calculados de duas formas distintas. Recordando, no primeiro método (chamado nos resultados de método 1) o fator de desequilíbrio (chamado nos resultados de FD1) será calculado como a relação percentual entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva de determinada grandeza, seja a tensão ou a corrente na barra de conexão da máquina elétrica. No segundo método (chamado nos resultados de método 2) o fator de desequilíbrio (chamado nos resultados de FD2) será calculado como em função da componente de sequência negativa da grandeza que está sendo analisada e seu valor nominal.

Caso B4.1 – Carga Trifásica Equilibrada

O primeiro cenário de carga analisado foi uma carga trifásica equilibrada conectada na barra 4, na Tabela 4.7 encontram-se os dados.

Tabela 4.7 – Dados de Carga – Sistema IEEE 4 Barras – Carga Trifásica Equilibrada

Nó DE	Nó PARA	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)	Alfa	Tensão Nominal (kV)
41	0	1800	871,78	2	12,48
42	0	1800	871,78	2	12,48
43	0	1800	871,78	2	12,48
Total		5400	2615,34		

Na Tabela 4.7 a coluna “alfa” apresenta o valor da variável alfa utilizada na modelagem das cargas do modelo exponencial, no qual o valor 0 indica que a carga será representada como potência constante, o valor 1 indica que a carga será representada como corrente constante e o valor 2 indica que a carga será representada como impedância constante.

Após a simulação do caso na metodologia proposta, na Tabela 4.8 são apresentados os resultados de tensões. Já na Figura 4.2, os valores de geração na subestação são representados. Pode-se observar que os valores de geração são menores que os valores do carregamento original, indicado em potência, isto ocorre porque a carga foi modelada como impedância constante neste teste, logo como a tensão na carga é menor que a tensão nominal, a potência demandada pela carga é menor que a especificada inicialmente.

Tabela 4.8 – Tensões nas Barras – Caso B4.1

Barra	Tensão (p.u.)			Ângulo (°)		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
1	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
2	0,997	0,998	0,997	-0,104	-120,113	119,872
3	0,985	0,986	0,986	-1,036	-121,045	118,939
4	0,981	0,983	0,983	-1,172	-121,191	118,773

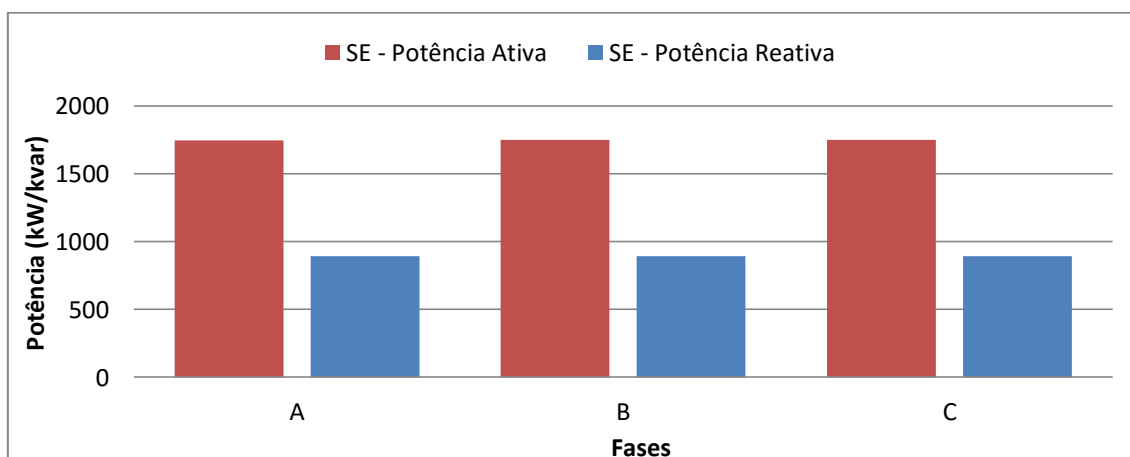


Figura 4.2 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Caso B4.1

Os índices de desequilíbrio de tensão e corrente obtidos com os dois métodos utilizados são apresentados na Tabela 4.9 e na Tabela 4.10. Na tabela são mostrados também os valores das grandezas tensão e corrente na barra de conexão da geração, em sequência negativa, em sequência positiva e seu valor nominal, que são os dados utilizados para os cálculos de FD1 (fator de desequilíbrio pelo método 1) e FD2 (fator de desequilíbrio pelo método 2) explicados anteriormente.

Tabela 4.9 – Fator de Desequilíbrio de Tensão – Caso B4.1

	FDT (%)	Tensão		
		Sequência Negativa (p.u. / kV)	Sequência Positiva (p.u. / kV)	Tensão Nominal (p.u. / kV)
Método 1	0,000	0,00000	1,00000	1,00000
		0,000	12,480	12,480
Método 2	0,000	0,00000	1,00000	1,00000
		0,000	12,480	12,480

Tabela 4.10 – Fator de Desequilíbrio de Corrente – Caso B4.1

Corrente				
	FDC (%)	Sequência Negativa (p.u. / A)	Sequência Positiva (p.u. / A)	Corrente Nominal (p.u. / A)
Método 1	0,078	0,00026 0,123	0,32746 157,430	0,33333 160,256
Método 2	0,077	0,00026 0,123	0,32746 157,430	0,33333 160,256

Como era de se esperar, os índices de desequilíbrio de tensão e corrente são praticamente nulos, já que o sistema no caso em análise apresenta cargas equilibradas e apesar de ter o alimentador desequilibrado, este é de pequeno comprimento.

Na Figura 4.3 são representadas fasorialmente as correntes de fase e de sequência positiva e negativa, mas devido ao reduzido módulo da corrente negativa, ela não é visualizada no gráfico.

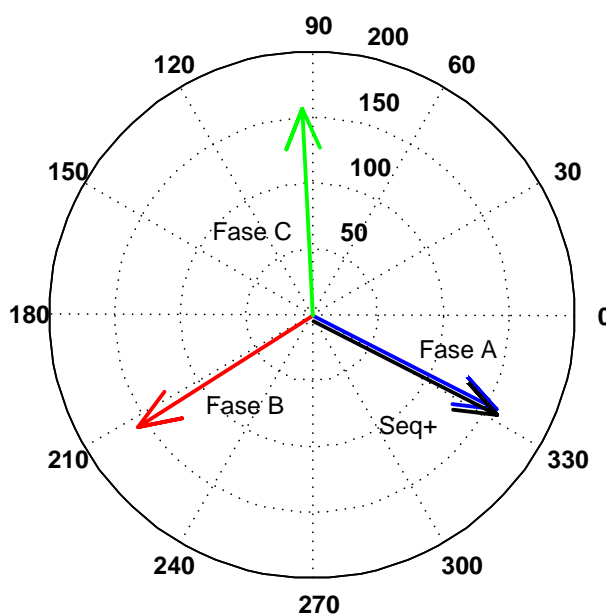


Figura 4.3 – Gráfico Fasorial de Corrente – Casos B4.1

Caso B4.2 – Carga Trifásica Desequilibrada – Sem Limitação do Desequilíbrio

O segundo cenário de carga analisado foi a carga da barra 4 agora sendo trifásica desequilibrada, cujos dados encontram-se na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Dados de Carga – Sistema 4 Barras – Carga Trifásica Desequilibrada

Nó DE	Nó PARA	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)	Alfa	Tensão Nominal (kV)
41	0	1275	790,17	2	12,48
42	0	1800	871,78	2	12,48
43	0	2375	780,63	2	12,48
Total		5450	2442,58		

Após a simulação, os resultados das tensões nas barras do sistema encontram-se na Tabela 4.12 e os índices de desequilíbrio de tensão e corrente na Tabela 4.13 e na Tabela 4.14.

Tabela 4.12 – Tensões nas Barras – Caso B4.2

Barra	Tensão (p.u.)			Ângulo (°)		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
1	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
2	0,998	0,997	0,997	-0,027	-120,089	119,759
3	0,988	0,985	0,985	-0,674	-121,020	118,496
4	0,986	0,981	0,982	-0,710	-121,137	118,185

Tabela 4.13 – Fator de Desequilíbrio de Tensão – Caso B4.2

	FDT (%)	Tensão		
		Sequência Negativa (p.u. / kV)	Sequência Positiva (p.u. / kV)	Tensão Nominal (p.u. / kV)
Método 1	0,000	0,00000	1,00000	1,00000
		0,000	12,480	12,480
Método 2	0,000	0,00000	1,00000	1,00000
		0,000	12,480	12,480

Tabela 4.14 – Fator de Desequilíbrio de Corrente – Caso B4.2

	FDC (%)	Corrente		
		Sequência Negativa (p.u. / A)	Sequência Positiva (p.u. / A)	Corrente Nominal (p.u. / A)
Método 1	14,380	0,04691	0,32625	0,33333
		22,554	156,848	160,256
Método 2	14,074	0,04691	0,32625	0,33333
		22,554	156,848	160,256

O desequilíbrio das cargas, combinado com o desequilíbrio da rede, leva o índice de desequilíbrio de corrente na barra do gerador a ser maior do que o limite máximo aceitável, estabelecido como 10%. Já o índice de desequilíbrio de tensão apresenta

valor nulo. Dessa forma, pode-se utilizar a metodologia desenvolvida nesse sistema, a fim de limitar o desequilíbrio de corrente, o que será feito no próximo caso.

Caso B4.3 – Carga Trifásica Desequilibrada – Com Limitação do Desequilíbrio

Simulou-se com a metodologia proposta o mesmo sistema do caso anterior, porém, com a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente ativadas.

Como a máquina elétrica é modelada neste caso com o modelo de elementos com especificação de tensão entre nós (módulo e ângulo), ou seja, tensão fixa nos terminais, os resultados encontrados para as tensões nas barras do sistema são os mesmos apresentados na Tabela 4.12, ou seja, neste caso os capacitores foram alocados em uma barra V θ fazendo com que a tensão permaneça constante e modificando apenas a divisão da corrente reativa entre a máquina e o capacitor.

Para que o índice de desequilíbrio de corrente fosse corretamente limitado no patamar de 10%, a metodologia indicou a inclusão de um banco de capacitores na barra de conexão da máquina elétrica. Os novos índices de desequilíbrio obtidos, a partir dos respectivos valores de sequência positiva, sequência negativa e nominal das grandezas encontrados, e os resultados do banco de capacitores indicado para inserção no sistema, considerando cada um dos métodos de cálculo dos fatores de desequilíbrio, são apresentados na Tabela 4.15, na Tabela 4.16 e na Tabela 4.17. Pode-se entender que no método 1 é limitado o fator de desequilíbrio, limitando-se tanto a sequência negativa quanto a sequência positiva, e no método 2 o fator de desequilíbrio é limitado através da limitação apenas da componente de sequência negativa.

Tabela 4.15 – Fator de Desequilíbrio de Tensão – Caso B4.3

		Tensão		
	FDT (%)	Sequência Negativa (p.u. / kV)	Sequência Positiva (p.u. / kV)	Tensão Nominal (p.u. / kV)
Método 1	0,000	0,00000	1,00000	1,00000
		0,000	12,480	12,480
Método 2	0,000	0,00000	1,00000	1,00000
		0,000	12,480	12,480

Tabela 4.16 – Fator de Desequilíbrio de Corrente – Caso B4.3

Corrente				
	FDC (%)	Sequência Negativa (p.u. / A)	Sequência Positiva (p.u. / A)	Corrente Nominal (p.u. / A)
Método 1	10,000	0,03142	0,31417	0,33333
		15,104	151,044	160,256
Método 2	10,000	0,03333	0,32746	0,33333
		16,025	151,695	160,256

Tabela 4.17 – Banco de Capacitores Indicado – Caso B4.3

Método	Y (p.u.)			Q _{INJETADA} (kvar)			Q _{TRIFÁSICA} (kvar)
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	
1	0,045	0,000	0,047	272,961	0	284,770	557,731
2	0,040	0,000	0,042	238,471	0	250,281	488,752

Na Figura 4.4 são representadas fasorialmente as correntes de fase e de sequência positiva e negativa, obtidas com a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente (método 1) e sem a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente. Nota-se que o método proposto reduz a componente de sequência negativa. A injeção de reativos causou a ligeira variação do módulo de correntes de fase e uma considerável variação angular. Para este caso, os valores obtidos pelo método 1 e pelo método 2 são similares.

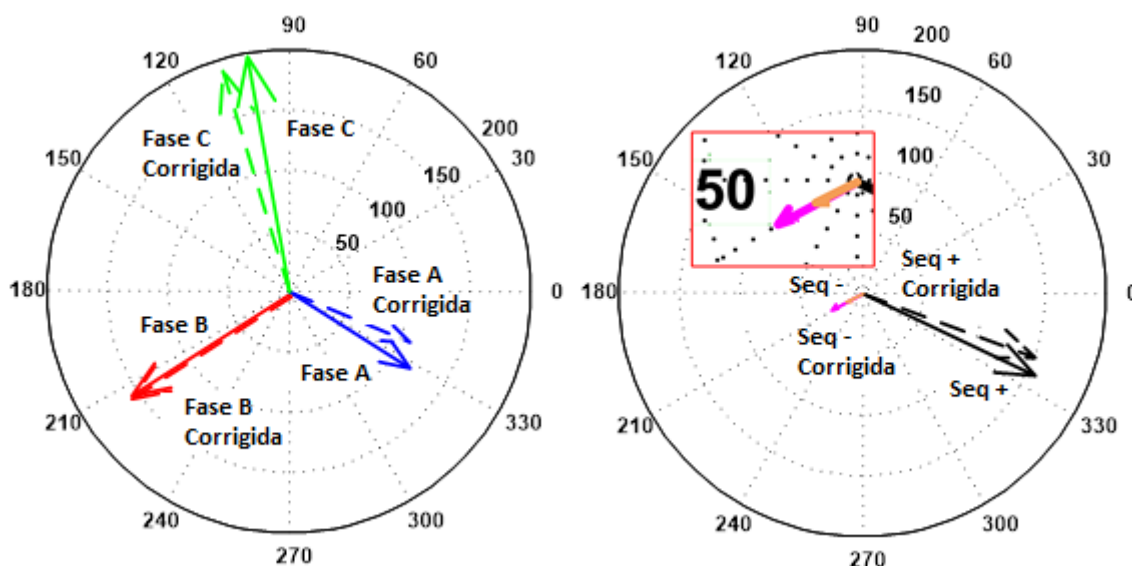


Figura 4.4 – Gráfico Fasorial de Corrente – Casos B4.2 e B4.3

Os resultados das potências ativa e reativa entregues pela a SE nos casos B4.2 e B4.3 são apresentados na Figura 4.5. No caso em que a limitação do desequilíbrio é ativada, têm-se valores diferentes de potência reativa entregues, devido à diferença de

resultados de capacitores indicados, utilizando um método ou outro de limitação de desequilíbrio, o que também está indicado na figura.

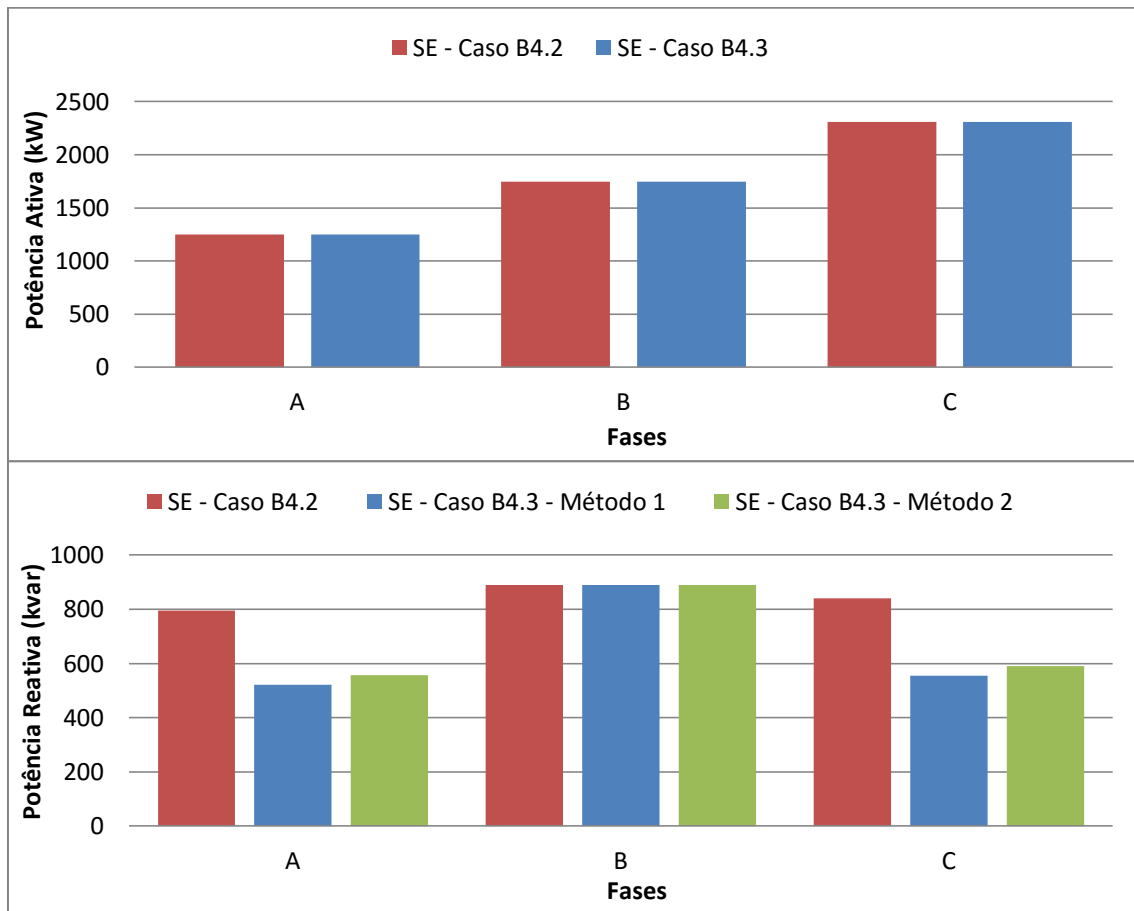


Figura 4.5 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B4.2 e B4.3

Caso B4.4 – Carga Bifásica – Sem limitação do desequilíbrio

O último cenário de carga analisado no sistema IEEE 4 barras foi uma carga bifásica desequilibrada na barra 4, cujos dados encontram-se na Tabela 4.18.

Tabela 4.18 – Dados de Carga – Sistema 4 Barras – Carga Bifásica

Nó DE	Nó PARA	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)	Alfa	Tensão Nominal (kV)
42	44	1800,0	871,78	2	12,48
43	44	4037,5	307,07	2	12,48
Total		5837,5	1178,85		

Os para valores de tensão nas barras do sistema elétrico, obtidos após a aplicação da metodologia proposta sem a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente,

encontram-se na Tabela 4.19. Já os índices de desequilíbrio de tensão e corrente são apresentados na Tabela 4.20 e na Tabela 4.21.

Tabela 4.19 – Tensões nas Barras – Caso B4.4

Barra	Tensão (p.u.)			Ângulo (°)		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
1	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
2	1,003	0,994	0,994	0,083	-119,952	119,490
3	1,003	0,983	0,973	0,083	-120,883	117,377
4	1,008	0,976	0,966	0,185	-120,827	116,702

Tabela 4.20 – Fator de Desequilíbrio de Tensão – Caso B4.4

	Tensão			
	FDT (%)	Sequência Negativa (p.u. / kV)	Sequência Positiva (p.u. / kV)	Tensão Nominal (p.u. / kV)
Método 1	0,000	0,00000	1,00000	1,00000
		0,000	12,480	12,480
Método 2	0,000	0,00000	1,00000	1,00000
		0,000	12,480	12,480

Tabela 4.21 – Fator de Desequilíbrio de Corrente – Caso B4.4

	Corrente			
	FDC (%)	Sequência Negativa (p.u. / A)	Sequência Positiva (p.u. / A)	Corrente Nominal (p.u. / A)
Método 1	55,880	0,18792	0,33630	0,33333
		90,346	161,680	160,256
Método 2	56,376	0,18792	0,33630	0,33333
		90,346	161,680	160,256

A carga bifásica, aliada ao desequilíbrio da rede, impõe à barra da subestação (fonte) um desequilíbrio de corrente maior do que o limite estabelecido como máximo aceitável (10%), o que implica na necessidade de limitação do mesmo. Já os índices de desequilíbrio de tensão apresenta valor nulo, devido ao modelo de máquina utilizado para representar a subestação.

Caso B4.5 – Carga Bifásica – Com limitação do desequilíbrio

Considerando a carga bifásica do teste anterior, a metodologia proposta para a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente foi aplicada. Os resultados de tensão nas

barras do sistema elétrico, já que a máquina elétrica é representada por tensões fixas, são os mesmos apresentados na Tabela 4.19.

Para que o índice de desequilíbrio de corrente fosse corretamente limitado no patamar de 10%, a metodologia indicou a inclusão de um banco de capacitores na barra de conexão da máquina elétrica. Os novos índices de desequilíbrio e os resultados dos bancos de capacitores inseridos no sistema, considerando cada um dos métodos de cálculo dos fatores de desequilíbrio, são apresentados na Tabela 4.22, na Tabela 4.23 e na Tabela 4.24.

Tabela 4.22 – Fator de Desequilíbrio de Tensão – Caso B4.5

Tensão				
	FDT (%)	Sequência Negativa (p.u. / kV)	Sequência Positiva (p.u. / kV)	Tensão Nominal (p.u. / kV)
Método 1	0,000	0,00000	1,00000	1,00000
		0,000	12,480	12,480
Método 2	0,000	0,00000	1,00000	1,00000
		0,000	12,480	12,480

Tabela 4.23 – Fator de Desequilíbrio de Corrente – Caso B4.5

Corrente				
	FDC (%)	Sequência Negativa (p.u. / A)	Sequência Positiva (p.u. / A)	Corrente Nominal (p.u. / A)
Método 1	10,000	0,03449	0,34487	0,33333
		16,580	165,802	160,256
Método 2	10,000	0,03333	0,34590	0,33333
		16,025	166,297	160,256

Tabela 4.24 – Banco de Capacitores – Caso B4.5

Método	Y (p.u.)			Q_{INJETADA} (kvar)			Q_{TRIFÁSICA} (kvar)
	Fase a	Fase b		Fase a	Fase b	Fase c	
1	0,318	0,000	0,537	1909,057	0	3221,330	5130,387
2	0,322	0,000	0,540	1929,823	0	3242,095	5171,918

Como é possível observar na Tabela 4.24, as três fases do sistema foram candidatas à alocação dos capacitores, mesmo a carga sendo bifásica. Essa escolha de alocação deve-se ao fato de, apesar da carga ser bifásica, todo o sistema é trifásico. Além disso, a limitação do desequilíbrio realizada pela metodologia ocorre na barra de conexão da máquina elétrica, onde é possível a alocação de capacitores nas três fases do sistema, de forma ótima. Ressalta-se que ocorreu uma grande quantidade de alocação

reativa, na ordem de 5 Mvar, usualmente não seria alocado na prática, sendo apenas para fins didáticos.

Na Figura 4.6 são representadas fasorialmente as correntes de fase e de sequência positiva e negativa, obtidas com a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente e sem a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente. Nota-se a grande redução da componente de sequência negativa.

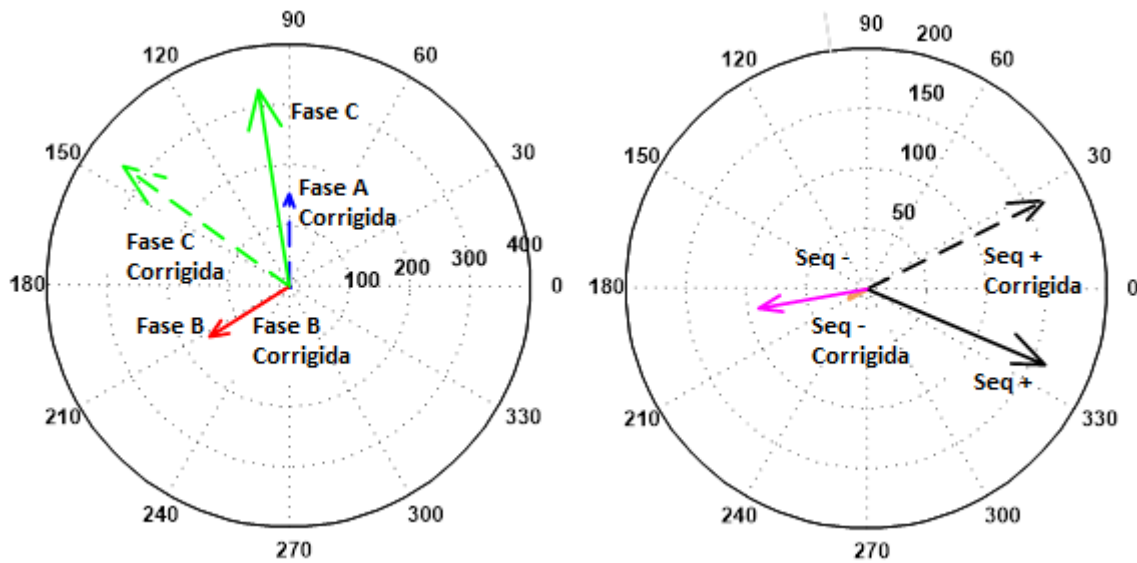


Figura 4.6 – Gráfico Fasorial de Corrente – Casos B4.4 e B4.5

Os resultados de potências ativa e reativa entregues pela a SE nos casos B4.4 e B4.5 são apresentados na Figura 4.7. No caso em que a limitação do desequilíbrio é ativada, os valores encontrados para a geração de potência reativa utilizando os dois métodos são apresentados.

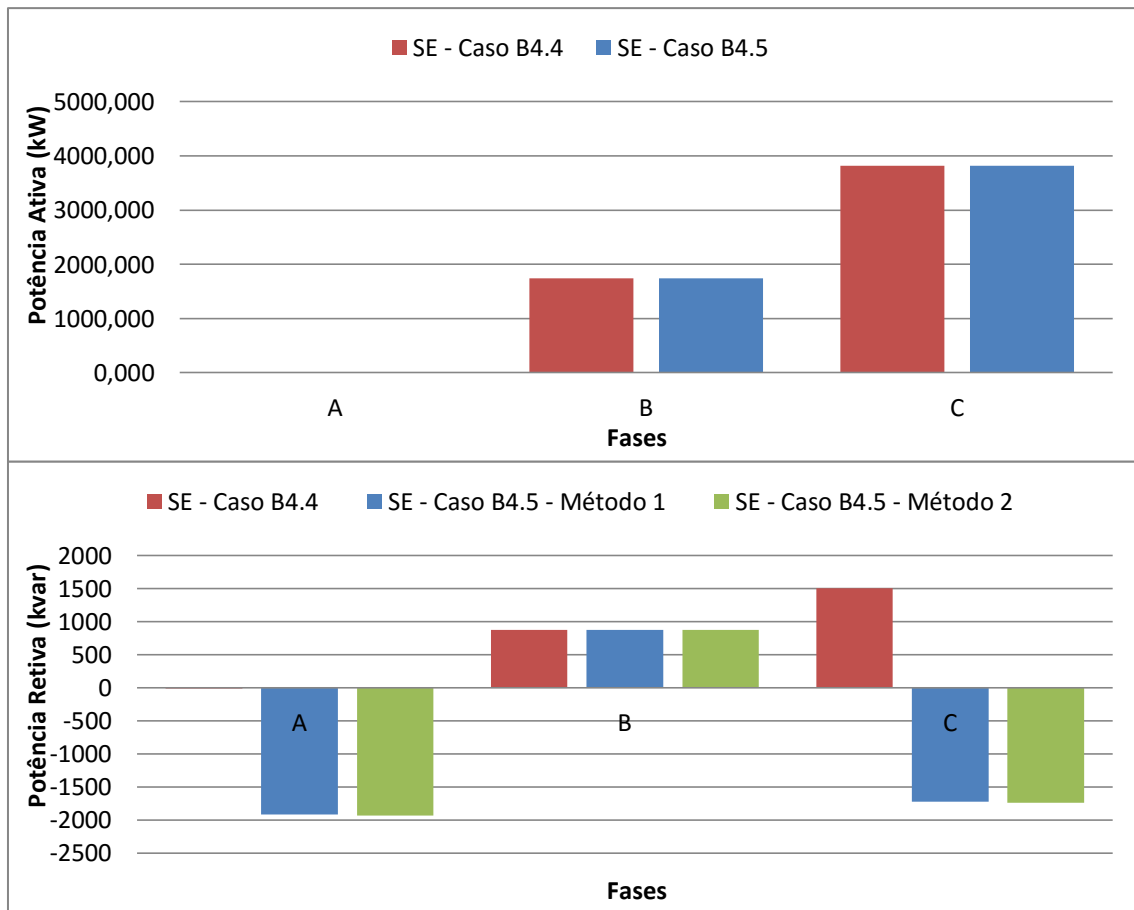


Figura 4.7 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B4.4 e B4.5

Conclusões da Aplicação da Metodologia no IEEE 4 Barras

Apesar do sistema IEEE 4 barras ser um sistema simples e pequeno, as análises realizadas nele são boas para validar parte dos modelos e metodologias propostos nesse trabalho.

Como era de se esperar, quanto mais desequilibradas as cargas presentes no sistema, maiores os índices de desequilíbrio impostos ao mesmo. Apesar de apresentarem desequilíbrios de tensão nulos na barra da subestação, os casos analisados apresentavam desequilíbrios de corrente proibitivos, segundo as normas, que podem ser prejudiciais aos equipamentos e funcionamento do sistema, sendo útil a aplicação da metodologia para limitação deste desequilíbrio.

Nestes casos analisados, a potência ativa gerada pela subestação praticamente não se altera com a ativação da limitação do desequilíbrio, já a potência reativa tem seu valor reduzido exatamente do valor compatível com a potência reativa injetada pelos bancos de capacitores inseridos no sistema. Mas em sistemas que necessitam de grande

compensação reativa, a potência ativa pode variar consideravelmente, pois a compensação reativa influenciará consideravelmente nas perdas elétricas e níveis de tensão. Este último fato destacado não foi explorado neste trabalho, especialmente porque se ficou limitada em termos de simulação a sistemas pequenos.

O primeiro método de cálculo dos fatores de desequilíbrio utilizado nas análises apresentadas nessa seção, no qual o fator de desequilíbrio é calculado como a relação percentual entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva, representa o método difundido e recomendado pela literatura do setor elétrico.

No segundo método apresentado, no qual apenas a componente de sequência negativa é analisada, possui grande aplicabilidade na proteção de máquinas elétricas conforme explicado na seção 2.4.7.

Assim, cabe salientar que dependendo de qual definição de equacionamento (norma) para limitação de desequilíbrios for usada, pode-se obter valores diferentes de índices de desequilíbrio e conseqüentemente indicações de valores diferentes de bancos de capacitores a serem alocados.

4.3 Sistema 10 Barras

Na Figura 4.8, a configuração básica do sistema 10 Barras é apresentada. É um sistema com características típicas de distribuição. O sistema é desequilibrado e apresenta geração distribuída.

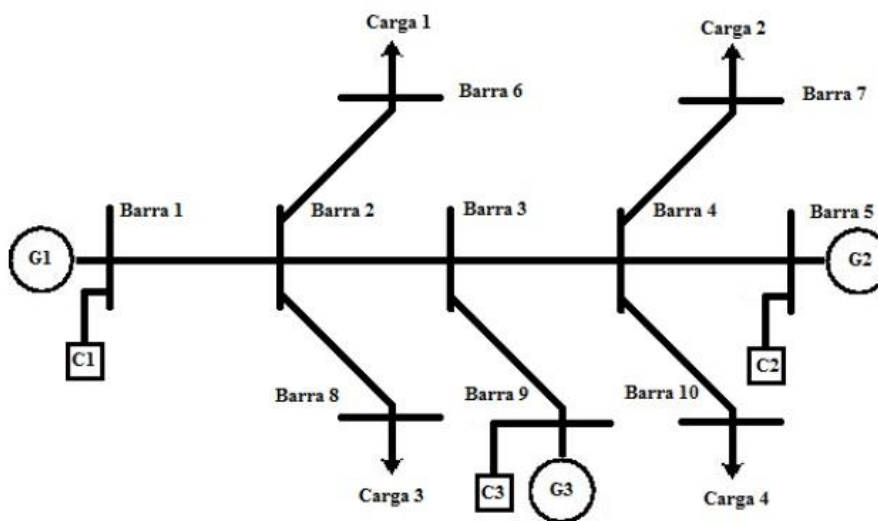


Figura 4.8 – Sistema 10 Barras com configuração básica

Além de sua forma original, o sistema foi modificado de diferentes formas, a fim de explorar a metodologia proposta nas suas diversas funcionalidades.

Inicialmente, analisou-se o sistema considerando e comparando os diferentes modelos de máquinas elétricas implementados nesse trabalho (“modelagem pela especificação de diferença de tensão entre nós e considerando a representação de impedâncias internas” e “modelagem pelo módulo de tensão e potência ativa com restrições operativas”), isto frente a dois diferentes níveis de carregamento do sistema, carga leve e carga pesada. Nestes testes os geradores estão conectados nas barras 5 e 9.

Em seguida, sendo a máquina elétrica representada através da “modelagem pelo módulo de tensão e potência ativa com restrições operativas”, analisou-se a influência da localização das máquinas elétricas no perfil elétrico do sistema, principalmente no que se refere aos parâmetros de desequilíbrio de tensão e corrente e a necessidade de inserção dos bancos de capacitores.

Os casos testados encontram-se resumidos na Tabela 4.25.

Tabela 4.25 – Casos Testes – Sistema 10 Barras

Caso	Barras de Conexão	Nível de Carregamento	Modelo	Limitação do Desequilíbrio	Tensão Interna
B10.1	5 e 9	Leve	V e θ fixos	Não	–
B10.2	5 e 9	Leve	V e θ fixos	Sim	–
B10.3	5 e 9	Pesado	V e θ fixos	Não	–
B10.4	5 e 9	Pesado	V e θ fixos	Sim	–
B10.5	5 e 9	Pesado	V e P limitados	Não	–
B10.6	5 e 9	Pesado	V e P limitados	Sim	Fixa
B10.7	5 e 9	Pesado	V e P limitados	Sim	–
B10.8	2 e 5	Pesado	V e P limitados	Não	–
B10.9	2 e 5	Pesado	V e P limitados	Sim	Fixa
B10.10	2 e 5	Pesado	V e P limitados	Sim	–
B10.11	6 e 8	Pesado	V e P limitados	Não	–
B10.12	6 e 8	Pesado	V e P limitados	Sim	Fixa
B10.13	6 e 8	Pesado	V e P limitados	Sim	–
B10.14	7 e 10	Pesado	V e P limitados	Não	–
B10.15	7 e 10	Pesado	V e P limitados	Sim	Fixa
B10.16	7 e 10	Pesado	V e P limitados	Sim	–

Onde, nas tabelas, têm-se as seguintes descrições para algumas informações consideradas em cada caso simulado:

“Modelo” indica o modelo adotado para representação das máquinas elétricas presentes no sistema, com exceção da SE.

“Limitação do desequilíbrio” significa se as restrições de desequilíbrios de tensão e corrente foram ativadas.

“Tensão interna” indica se a tensão interna da máquina elétrica é tratada como um valor fixo, pré-determinado, ou como uma variável de otimização.

Nos casos em que a máquina elétrica é representada por modelos de tensão fixa e com valores pré-determinados, a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente irá ocorrer exclusivamente pela inserção de bancos de capacitores conectados nas barras de geração.

Nos casos em que a máquina elétrica é representada por modelos cujo módulo da tensão não é fixo, a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente pode ocorrer de duas formas distintas, alocação de bancos de capacitores conectados nas barras de geração e/ou ajuste dos níveis de tensão (*set-point*) da máquina.

Para cada caso nesta seção analisado serão apresentados os seguintes resultados. (i) Tensões em cada barra do sistema; (ii) Tensão e potência nas barras internas das máquinas elétricas, quando representadas com impedâncias internas, e na subestação; (iii) Valores dos índices de desequilíbrio de corrente e tensão nas máquinas elétricas do sistema; (iv) Valores da capacitância e compensação reativa dos bancos de capacitores indicados pela metodologia e (v) Potência ativa e reativa das máquinas elétricas do sistema.

Os resultados de tensão serão apresentados em p.u. (por unidade), sendo a tensão base do sistema igual a 7,2 kV e a potência base igual a 1 MVA. As potências ativa e reativa serão apresentados em kW e kvar, respectivamente. Os índices de desequilíbrio de tensão e corrente serão apresentados em porcentagem (%). Os valores da capacitância e compensação reativa dos bancos de capacitores serão apresentados em p.u. e kvar, respectivamente.

Os fatores de desequilíbrio de corrente e tensão serão calculados de acordo com o apresentado na seção 3.3.3, sendo nestes testes obtidos pelo método 2, conforme equações (3.56) e (3.65), respectivamente. Observando os limites estabelecidos pelas normas do setor e as recomendações dos fabricantes, o fator de desequilíbrio de tensão será limitado a 2% e o fator de desequilíbrio de corrente a 10%.

A seguir serão apresentados os dados base do sistema 10 barras, eles serão utilizados nas simulações, salvo informação ao contrário. Os dados dos alimentadores de distribuição estão representados na Tabela 4.26 e na Tabela 4.27, respectivamente.

Tabela 4.26 – Dados de Linhas – Sistema 10 Barras

Fase A		Fase B		Fase C		Código	Comprimento (milhas)
Nó DE	Nó PARA	Nó DE	Nó PARA	Nó DE	Nó PARA		
11	21	12	22	13	23	301	0,378
21	31	22	32	23	33	301	0,378
31	41	32	42	33	43	301	0,378
41	51	42	52	43	53	301	0,378
21	61	22	62	23	63	301	0,378
21	81	22	82	23	83	301	0,378
31	91	32	92	33	93	301	0,378
41	71	42	72	43	73	301	0,378
41	101	42	102	43	103	301	0,378

Tabela 4.27 – Dados de Cabos – Sistema 10 Barras

	Impedância (Ω /milha)						Código
	A	B	C	AB	AC	BC	
R	0,4576	0,4666	0,4615	0,1560	0,1535	0,1580	301
X	1,0780	1,0482	1,0651	0,5017	0,3849	0,4236	

Os dados de carga leve são apresentados na Tabela 4.28 e os dados de carga pesada são apresentados na Tabela 4.29. As colunas “tensão nominal” e “alfa” apresentam os parâmetros utilizados na modelagem da carga, sendo o ultimo indicativo do tipo de carga representada, conforme seção 3 do Apêndice A. Como pode ser observado, as fases de algumas barras não possuem carregamento.

Tabela 4.28 – Dados de Carga – Carga Leve – Sistema 10 Barras

Nó DE	Nó PARA	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)	Alfa	Tensão Nominal (kV)
31	34	200	150	2	7,2
32	34	200	150	2	7,2
33	34	200	250	2	7,2
61	64	100	50	2	7,2
62	64	100	50	2	7,2
63	64	100	50	2	7,2
71	74	600	100	2	7,2
73	74	600	100	2	7,2
81	84	400	100	2	7,2
83	84	400	100	2	7,2
101	104	400	50	2	7,2
102	104	400	50	2	7,2
103	104	400	250	2	7,2
		4100	1450		

Tabela 4.29 – Dados de Carga – Carga Pesada – Sistema 10 Barras

Nó DE	Nó PARA	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kvar)	Alfa	Tensão Nominal (kV)
11	14	500	150	2	7,2
12	14	500	150	2	7,2
13	14	500	150	2	7,2
31	34	700	350	2	7,2
32	34	700	350	2	7,2
33	34	700	250	2	7,2
61	64	400	50	2	7,2
62	64	400	50	2	7,2
63	64	400	50	2	7,2
71	74	600	100	2	7,2
73	74	600	100	2	7,2
81	84	600	100	2	7,2
83	84	600	100	2	7,2
101	104	400	50	2	7,2
102	104	400	50	2	7,2
103	104	400	250	2	7,2
		8400	2300		

Os dados de máquinas do caso base são apresentados na Tabela 4.30. Nesta seção, a subestação (SE), conectada na barra 1, foi representada por um modelo com especificação da diferença de tensão entre nós (módulo e ângulo), possibilidade de entrega de potência ilimitada e sem representação de impedância interna. As demais máquinas elétricas serão modeladas de diferentes formas, a fim de avaliar a influência do modelo adotado na metodologia proposta, sendo especificado em cada caso analisado. A coluna “Máquina” apresenta a máquina elétrica a qual o elemento máquina representado pertence. Na Tabela 4.31 são apresentados os dados de impedâncias internas das máquinas.

Tabela 4.30 – Dados de Máquinas – Sistema 10 Barras

Nó DE	Nó PARA	Máquina	P_{min}/P_{max} (kW)	Q_{min}/Q_{max} (kvar)	Tensão Nominal (kV)	Ângulo	S_{nom_trifásica} (kVA)
11	14	1	0	-10 ⁷	7,2	0	3000
12	14		10 ⁷	10 ⁷	7,2	-120	
13	14				7,2	120	
51	54	2	0	-1000	7,2	0	3000
52	54		1000	1000	7,2	-120	
53	54				7,2	120	
91	94	3	0	-1000	7,2	0	3000
92	94		1000	1000	7,2	-120	
93	94				7,2	120	

Tabela 4.31 – Dados de Impedâncias Internas das Máquinas – Sistema 10 Barras

Máquina	R_0 (Ω)	X_0 (Ω)	R_1 (Ω)	X_1 (Ω)	R_2 (Ω)	X_2 (Ω)
1	-	-	-	-	-	-
2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2
3	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2

Os elementos RLC são apresentados na Tabela 4.32 e os limites de alocação de reativos em cada nó na Tabela 4.33.

Tabela 4.32 – Dados de Elementos RLC – Sistema 10 Barras

Nó DE	Nó PARA	R (Ω)	X (Ω)
14	0	10^{-6}	10^{-6}
34	0	10^{-6}	10^{-6}
54	0	10^{-6}	10^{-6}
64	0	10^{-6}	10^{-6}
74	0	10^{-6}	10^{-6}
84	0	10^{-6}	10^{-6}
94	0	10^{-6}	10^{-6}
104	0	10^{-6}	10^{-6}

Tabela 4.33 – Dados de Alocação de Capacitores – Sistema 10 Barras

Nó DE	Nó PARA	Q_{\max} (kvar)	Tensão Nominal (kV)
11	0	2000	7,2
12	0	2000	7,2
13	0	2000	7,2
51	0	2000	7,2
52	0	2000	7,2
53	0	2000	7,2
91	0	2000	7,2
92	0	2000	7,2
93	0	2000	7,2

4.3.1 Análises com máquinas elétricas modeladas por V e θ fixos

Nos casos B10.1 a B10.4 as duas máquinas elétricas foram representadas pela modelagem pela especificação da diferença de tensão entre nós e considerando a representação de impedâncias internas da máquina elétrica, sendo a potência ativa e reativa limitadas aos mínimos e máximos apresentados na Tabela 4.30.

Caso B10.1 – Carga Leve – V e θ fixos – Sem limite de desequilíbrio

Esta análise realizada levou em consideração o sistema com carregamento leve, sem a ativação da restrição de desequilíbrio de tensão e corrente.

Na Tabela 4.34 são apresentados os resultados de tensão nas barras do sistema. Na Tabela 4.35 e na Tabela 4.36, são apresentados, respectivamente, os resultados de tensão e potência nas barras internas das máquinas elétricas e na subestação.

Tabela 4.34 – Tensões nas Barras – Caso B10.1

Barra	Tensão (p.u.)			Ângulo (°)		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
1	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
2	0,998	1,000	0,996	-0,211	-119,986	119,865
3	0,997	1,000	0,995	-0,236	-120,019	119,845
4	0,997	1,000	0,993	-0,373	-120,016	119,758
5	0,998	0,999	0,998	-0,127	-120,048	119,891
6	0,997	1,000	0,996	-0,229	-120,005	119,843
7	0,996	1,001	0,990	-0,626	-119,911	119,604
8	0,997	1,001	0,994	-0,379	-119,918	119,772
9	0,999	0,999	0,998	-0,081	-120,033	119,930
10	0,995	0,999	0,991	-0,504	-120,085	119,692

Tabela 4.35 – Resultados de Tensão – Caso B10.1

Máquina	Barra	Tensão Interna (p.u.)			Ângulo Interno (°)		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
SE	1	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
G1	5.i	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
G2	9.i	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000

Tabela 4.36 – Resultados de Gerações (kW/kvar) – Caso B10.1

Máquina	Barra	Potência Ativa Interna			Potência Reativa Interna		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
SE	1	621,3	266,5	622,9	201,0	114,6	259,1
G1	5.i	639,2	245,1	631,9	133,4	61,0	274,4
G2	9.i	430,0	187,9	428,3	128,1	74,9	219,7

O fator de desequilíbrio de tensão (FDT) na subestação foi igual à zero, já nas barras 5 e 9 foram iguais a 0,043% e 0,027%, respectivamente. O fator de desequilíbrio de corrente nas barras 1, 5 e 9 foi igual a 10,893%, 10,033% e 6,298%, respectivamente.

Caso B10.2 – Carga Leve – V e θ fixos – Com limite de desequilíbrio

Com as limitações dos desequilíbrios de tensão e corrente ativadas, o sistema com a mesma configuração apresentada no caso B10.1 foi analisado. Os resultados de tensão nas barras do sistema são apresentados na Tabela 4.37. Já na Tabela 4.38 e na Tabela 4.39 são apresentados os resultados de tensão e potência nas barras internas das máquinas elétricas, considerando a representação da impedância interna, e na subestação.

Tabela 4.37 – Tensões nas Barras – Caso B10.2

Barra	Tensão (p.u.)			Ângulo (°)		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
1	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
2	0,998	1,000	0,996	-0,211	-119,986	119,865
3	0,997	1,000	0,995	-0,236	-120,019	119,845
4	0,997	1,000	0,993	-0,373	-120,016	119,758
5	0,998	0,999	0,998	-0,127	-120,048	119,891
6	0,997	1,000	0,996	-0,229	-120,005	119,843
7	0,996	1,001	0,990	-0,626	-119,911	119,604
8	0,997	1,001	0,994	-0,379	-119,918	119,772
9	0,999	0,999	0,998	-0,081	-120,033	119,930
10	0,995	0,999	0,991	-0,504	-120,085	119,692

Tabela 4.38 – Resultados de Tensão – Caso B10.2

Máquina	Barra	Tensão Interna (p.u.)			Ângulo Interno (°)		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
SE	1	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
G1	5.i	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
G2	9.i	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000

Tabela 4.39 – Resultados de Gerações (kW/kvar) – Caso B10.2

Máquina	Barra	Potência Ativa Interna			Potência Reativa Interna		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
SE	1	621,3	266,5	622,9	173,8	114,6	259,1
G1	5.i	639,2	245,1	631,9	132,3	61,0	274,4
G2	9.i	430,0	187,9	428,2	127,9	74,9	219,7

Os desequilíbrios de tensão nas barras 1, 5 e 9 já estavam dentro do limite estabelecido, sendo os FDT mantidos nos mesmos valores encontrados no caso B10.1, ou seja, 0%, 0,043% e 0,027%, respectivamente. Os desequilíbrios de corrente nas

barras 1 e 5 extrapolaram o limite estabelecido (10%), sendo limitados pela metodologia. Com isso, os novos FDC encontrados nas barras 1, 5 e 9 foram 10%, 10% e 6,293%, respectivamente.

Para que o desequilíbrio de corrente pudesse ser limitado, a metodologia indicou ser necessária a conexão de banco de capacitores em derivação nas barras as quais se encontram as máquinas elétricas. Na Tabela 4.40, são apresentados os valores de admitância dos bancos de capacitores que devem ser conectados em cada uma das fases, em p.u., e os valores equivalentes de potência reativa, em kvar.

Tabela 4.40 – Banco de Capacitores – Caso B10.2

Barra	Y (p.u.)			Q _{INJETADA} (kvar)		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
1	0,027	0,000	0,000	27,0	0	0
5	0,001	0,000	0,000	1,3	0	0
9	0,000	0,000	0,000	0	0	0

Caso B10.3 – Carga Pesada – V e θ fixos – Sem limite de desequilíbrio

Sem a ativação da restrição dos desequilíbrios de tensão e corrente, o sistema com carregamento pesado, cujos dados de carga encontram-se na Tabela 4.29, foi analisado.

Na Tabela 4.41 são apresentados os resultados de tensão. Na Tabela 4.42 e na Tabela 4.43, os resultados de tensão e potência nas máquinas elétricas com a representação da impedância interna e na subestação são apresentados.

Tabela 4.41 – Tensões nas Barras – Caso B10.3

Barra	Tensão (p.u.)			Ângulo (°)		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
1	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
2	0,996	0,999	0,995	-0,347	-120,055	119,716
3	0,995	0,998	0,994	-0,345	-120,122	119,689
4	0,995	0,999	0,993	-0,445	-120,082	119,660
5	0,998	0,999	0,997	-0,162	-120,078	119,849
6	0,995	0,998	0,994	-0,444	-120,148	119,611
7	0,994	1,000	0,989	-0,698	-119,977	119,506
8	0,995	1,000	0,991	-0,599	-119,490	119,562
9	0,998	0,999	0,998	-0,135	-120,080	119,864
10	0,994	0,998	0,990	-0,576	-120,152	119,594

Tabela 4.42 – Resultados de Tensão – Caso B10.3

Máquina	Barra	Tensão Interna (p.u.)			Ângulo Interno (°)		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
SE	1	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
G1	5.i	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
G2	9.i	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000

Tabela 4.43 – Resultados de Gerações (kW/kvar) – Caso B10.3

Máquina	Barra	Potência Ativa Interna			Potência Reativa Interna		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
SE	1	1637,3	1152,9	1632,0	420,9	339,6	421,8
G1	5.i	825,9	407,4	819,3	186,4	11,6	275,8
G2	9.i	717,6	435,8	721,3	214,2	151,4	215,1

Os índices de desequilíbrio de tensão nas barras, 1, 5 e 9 foram 0%, 0,051% e 0,042%, respectivamente. Já os índices de desequilíbrio de corrente foram 16,238%, 11,881% e 9,685%, respectivamente, os quais estão acima de limites permitidos.

Caso B10.4 – Carga Pesada – V e θ fixos – Com limite de desequilíbrio

Com a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente ativada, o sistema na mesma configuração apresentada no caso B10.3 foi analisado. Os resultados de tensão nas barras do sistema são apresentados na Tabela 4.44. A Tabela 4.45 e a Tabela 4.46 apresentam, respectivamente, os resultados de tensão e potência das máquinas elétricas.

Tabela 4.44 – Tensões nas Barras – Caso B10.4

Barra	Tensão (p.u.)			Ângulo (°)		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
1	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
2	0,996	0,999	0,995	-0,348	-120,055	119,716
3	0,995	0,998	0,994	-0,347	-120,121	119,689
4	0,995	0,999	0,993	-0,449	-120,082	119,660
5	0,998	0,999	0,997	-0,169	-120,077	119,849
6	0,995	0,998	0,994	-0,445	-120,148	119,611
7	0,995	1,000	0,989	-0,702	-119,977	119,506
8	0,996	1,000	0,991	-0,600	-119,949	119,562
9	0,998	0,999	0,998	-0,136	-120,080	119,864
10	0,994	0,998	0,990	-0,580	-120,151	119,594

Tabela 4.45 – Resultados de Tensão – Caso B10.4

Máquina	Barra	Tensão Interna (p.u.)			Ângulo Interno (°)		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
SE	1	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
G1	5.i	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000
G2	9.i	1,000	1,000	1,000	0,000	-120,000	120,000

Tabela 4.46 – Resultados de Gerações (kW/kvar) – Caso B10.4

Máquina	Barra	Potência Ativa Interna			Potência Reativa Interna		
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
SE	1	1637,5	1154,7	1630,9	212,4	338,2	421,1
G1	5.i	826,0	404,2	821,5	125,6	114,1	277,3
G2	9.i	717,8	437,2	720,3	207,1	150,4	214,5

Os FDT resultantes nas barras, 1, 5 e 9 foram 0%, 0,043% e 0,041%, respectivamente. Os desequilíbrios de corrente nas barras 1 e 5 do sistema elétrico, na simulação sem limitação dos mesmos, ultrapassaram os limites estabelecidos, porém, neste caso com a restrição de limitação ativada ficaram dentro dos limites aceitáveis, sendo os novos FTC de 10%, 10% e 9,416%, respectivamente. A fim de limitar o desequilíbrio de corrente fez-se necessário, pela metodologia proposta, a alocação de bancos de capacitores conectados as barras de geração do sistema em análise. Na Tabela 4.47, os valores necessários aos bancos de capacitores são apresentados.

Tabela 4.47 – Banco de Capacitores – Caso B10.4

Barra	Y (p.u.)			Q _{INJETADA} (kvar)		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
1	0,202	0,000	0,000	202,4	0	0
5	0,074	0,000	0,000	74,1	0	0
9	0,000	0,000	0,000	0	0	0

Conclusões e comparação dos resultados dos casos – B10.1 x B10.2 e B10.3 x B10.4

Na Figura 4.9 são apresentadas, em forma gráfica, a geração de potência ativa e reativa pelas máquinas elétricas do sistema e a entrega de energia na subestação nos casos B10.1 e B10.2.

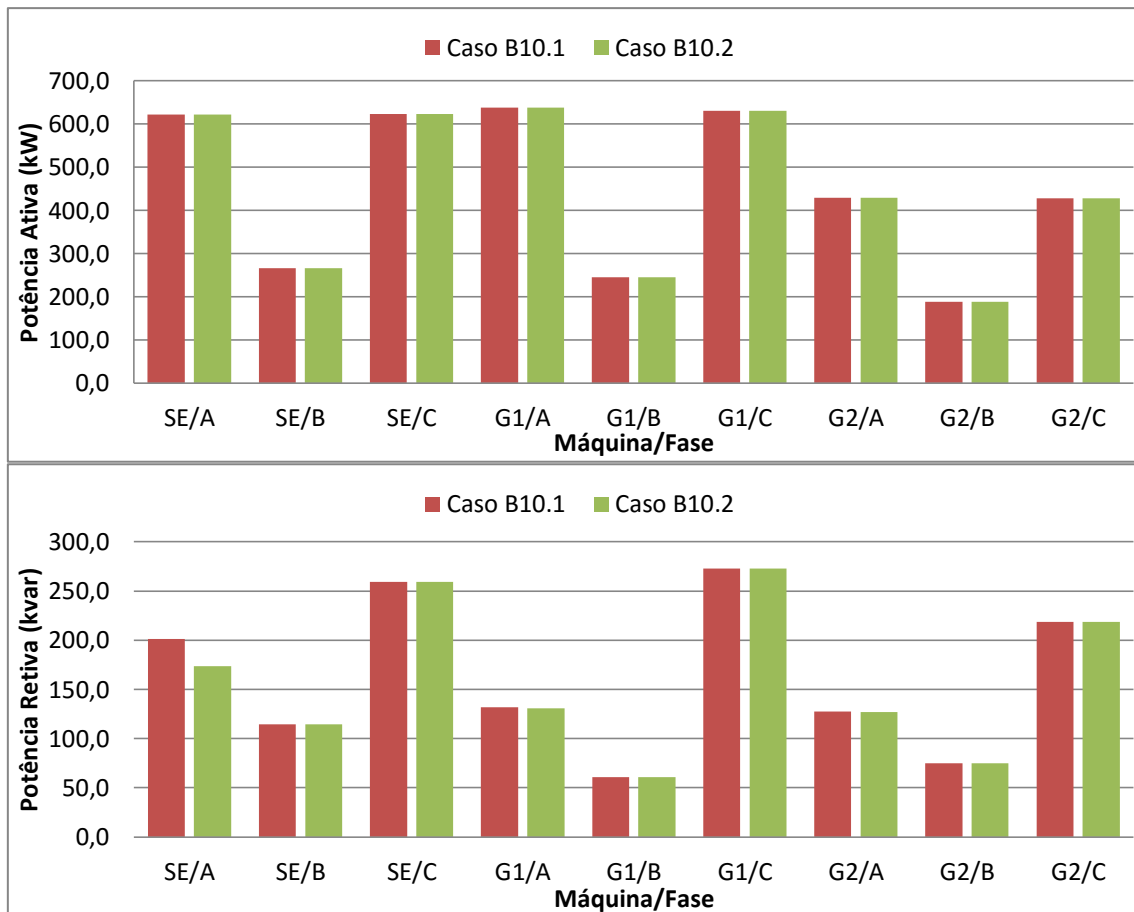


Figura 4.9 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B10.1 e B10.2

Os resultados obtidos para a entrega de energia na subestação e geração nas máquinas elétricas, considerando o patamar de carga pesado, sem e com a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente ativada, casos B10.3 e B10.4, respectivamente, são apresentados na Figura 4.10.

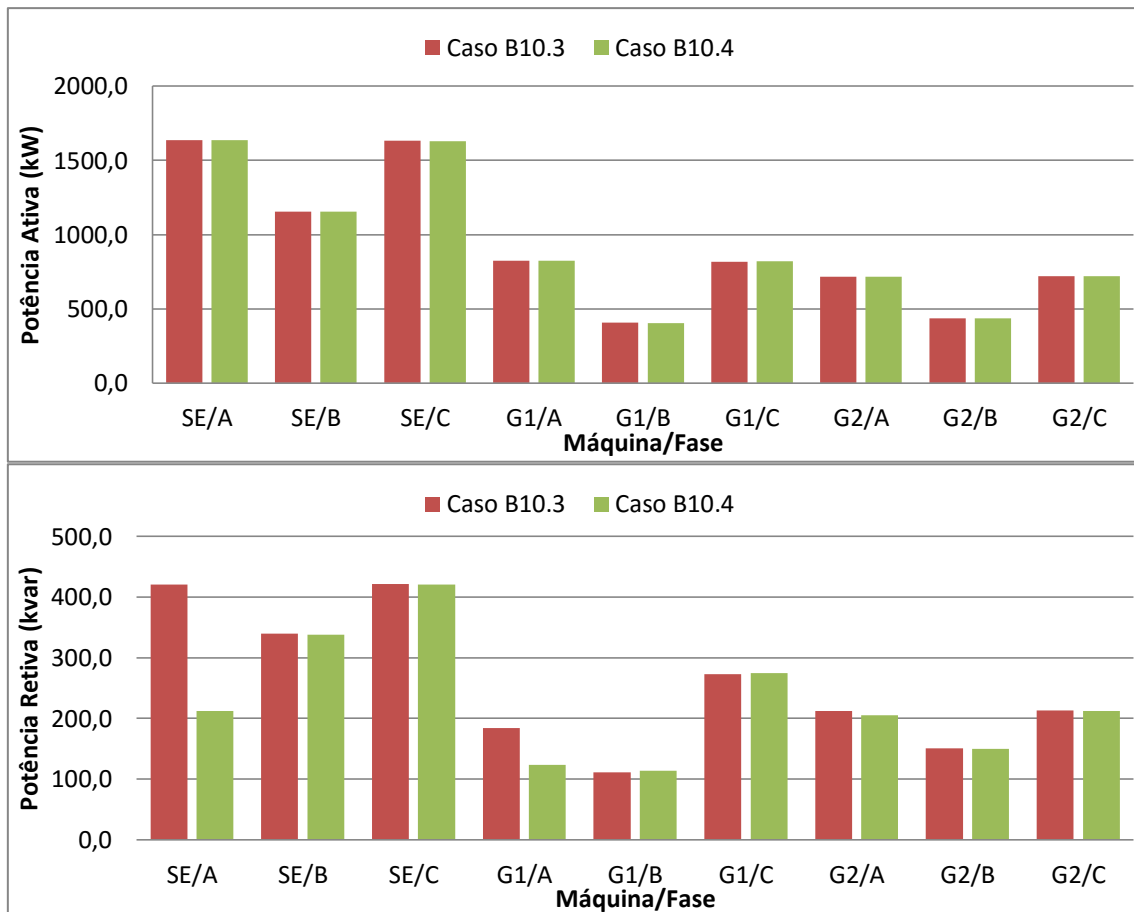


Figura 4.10 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B10.3 e B10.4

Como esperado, é possível verificar analisando as tabelas anteriormente apresentadas, o sistema apresenta maior queda de tensão à medida que o carregamento do sistema se torna mais elevado.

Também como era de se esperar, a geração de potência ativa busca atender a solicitação da carga conectada ao sistema elétrico, sendo praticamente inalterada entre as fases e máquinas do sistema com ou sem as limitações do desequilíbrio de tensão e corrente, e permanecendo constante no que se refere à potência total do sistema, pois todas as barras de conexão das máquinas são modeladas como $V\theta$ nos casos B10.1 a B10.4.

Já a geração de potência reativa pelas máquinas elétricas do sistema diminui quando os desequilíbrios de tensão e corrente são limitados, isto porque parte da potência reativa demanda pelo sistema passa a ser suprida pelos bancos de capacitores conectados as barras de geração. De maneira geral, quanto maior o desequilíbrio presente no sistema original, maior será a potência que o banco de capacitores deverá inserir no sistema, indicada pela metodologia, para realizar as limitações de

desequilíbrios, e tem-se como consequência uma maior diminuição da geração de potência reativa nas máquinas elétricas.

Entende-se ser importante ressaltar aqui o seguinte ponto: o modelo de máquinas elétricas representado por tensões (módulo e ângulo) fixas não é um modelo totalmente factível ou uma boa aproximação quando aplicado a todas as máquinas presentes no sistema elétrico. Como se sabe, uma das barras do sistema elétrico em análise deve ser modelada por tensão e ângulo fixos, caracterizando a barra de referência do sistema. As demais barras do sistema elétrico devem ter seus ângulos definidos pelo fluxo de potência em relação ao ângulo da barra de referência. Dessa forma, o modelo aqui apresentado trata-se de um modelo didático. Como diferencial, tal modelo permite a representação de impedâncias internas da máquina elétrica, inclusive com a representação de impedâncias mútuas e/ou diferentes valores de impedâncias entre suas fases.

Destaca-se ainda que se poderia utilizar uma mistura de modelos nas simulações, o que é permitido pela metodologia proposta, porém, nos testes desta seção isso não foi realizado para se poder verificar melhor outras questões relativas à limitação do desequilíbrio mostradas, o que poderia ser dificultado por combinação de efeitos caso diferentes modelos fossem utilizados ao mesmo tempo.

4.3.2 Análises com máquinas elétricas modeladas com $|V|$ e P com restrições operativas e Análise da influência da localização das máquinas elétricas

Nessa seção, em todos os casos analisados, as máquinas elétricas foram representadas pelo modelo com módulo de tensão e potência ativa com restrições operativas. Com um carregamento elevado e as máquinas elétricas conectadas nas barras 5 e 9 o sistema foi analisado com e sem a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente – casos B10.5, B10.6 e B10.7. Tais análises permitem avaliar a influência do modelo utilizado na representação da máquina elétrica, principalmente no que se refere à aplicação da metodologia proposta, quando comparadas com os casos B10.3 e B10.4, nos quais as máquinas elétricas foram modeladas pela especificação da diferença de tensão entre nós e considerando a representação de impedâncias internas da máquina elétrica.

Nessa seção também será analisada a influência da localização das máquinas elétricas no desempenho do sistema, enfatizando as questões relacionadas aos limites de desequilíbrios que são o foco deste trabalho. Para tanto, as máquinas foram conectadas em quatro configurações distintas – barras 5 e 9, barras 2 e 5, barras 6 e 8 e barras 7 e 10. Em todas as análises realizadas considerou-se o sistema com carregamento elevado, cujos dados de carga são apresentados na Tabela 4.29, e todas as cargas e máquinas elétricas com neutro diretamente aterrado. Além disso, a fim de limitar o desequilíbrio de tensão e corrente nas barras de conexão das máquinas elétricas, considerou-se a possibilidade de alocação pela metodologia proposta de bancos de capacitores para serem conectados às barras de geração com potência máxima igual a 2000 kvar em cada uma das fases. Os dados das máquinas elétricas e impedâncias internas consideradas nos modelos são os mesmos apresentados anteriormente na Tabela 4.30 e na Tabela 4.31, diferenciando apenas as barras as quais estão conectadas as máquinas.

Todos os casos analisados nessa seção encontram-se resumidos na Tabela 4.25. As máquinas elétricas presentes no sistema tiveram o módulo de tensão limitado entre 0,9 p.u. e 1,1 p.u.. Já a potência ativa de tais máquinas foi limitada entre 0,9 e 1,1 da potência ativa nominal das máquinas, definida como 800 kW (ou 0,8 p.u.).

Para os casos nos quais a limitação do desequilíbrio não está ativada – casos B10.5, B10.8, B10.11 e B10.14, as tensões em cada uma das fases e configuração de conexão das máquinas serão comparadas na Figura 4.11. Na Figura 4.12 os resultados de geração de potência ativa e reativa para esses casos são apresentados.

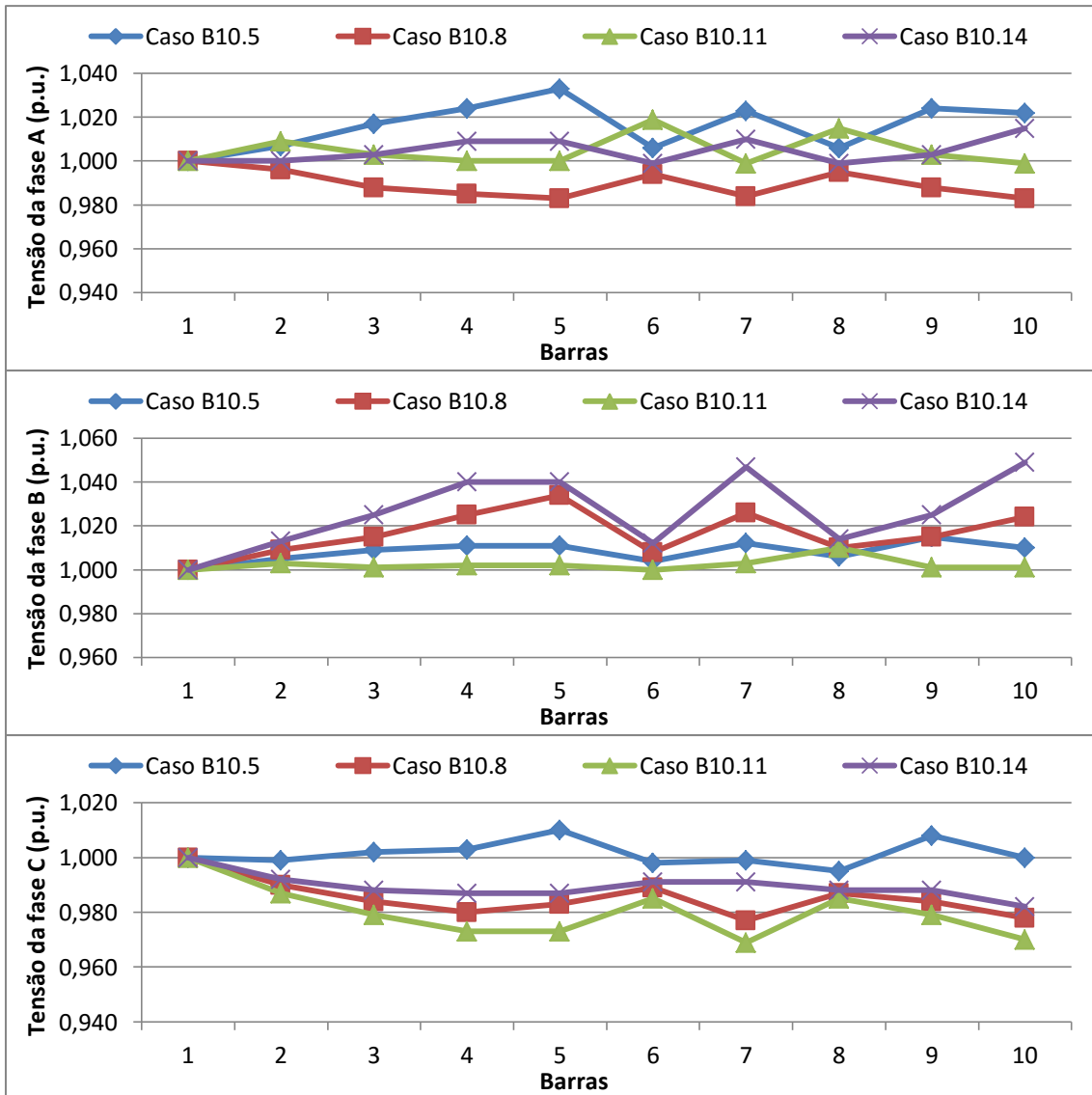


Figura 4.11 – Tensões nas barras do sistema – Casos B10.5, B10.8, B10.11 e B10.14

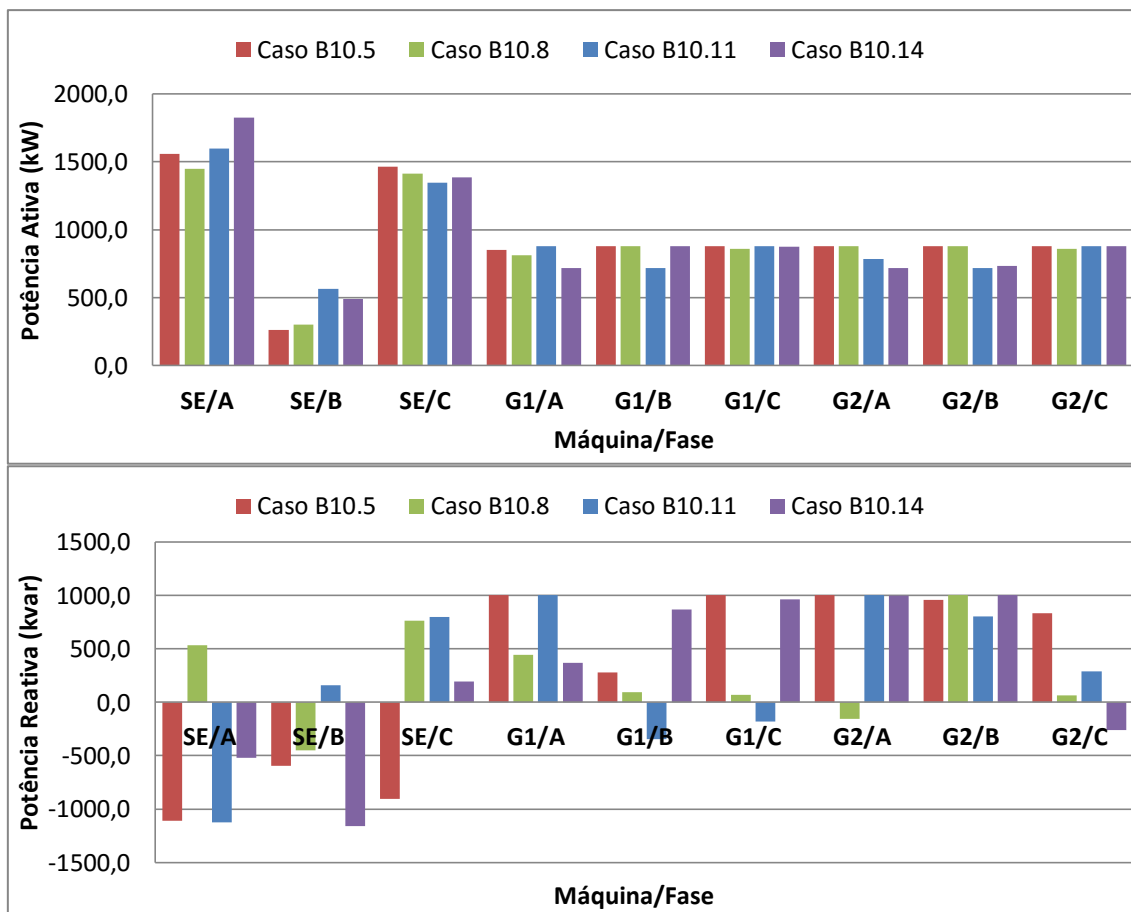


Figura 4.12 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B10.5, B10.8, B10.11 e B10.14

Na Tabela 4.48 os FDT e FDC em cada uma das barras nas quais as máquinas elétricas estão conectadas para os casos analisados são apresentados.

Tabela 4.48 – Fator de Desequilíbrio de Tensão e Corrente (%) – Casos B10.5, B10.8, B10.11 e B10.14

Máquina	Caso B10.5		Caso B10.8		Caso B10.11		Caso B10.14	
	FDT	FDC	FDT	FDC	FDT	FDC	FDT	FDC
SE	0,000	39,749	0,000	47,208	0,000	31,079	0,000	26,363
G1	0,719	25,977	0,269	12,301	0,411	47,451	0,285	18,157
G2	0,446	3,615	0,868	34,707	0,182	23,658	0,241	41,741

Utilizando a metodologia proposta, com a limitação do desequilíbrio ativada, mantendo as tensões terminais das máquinas elétricas nos mesmos valores obtidos na resolução do FPO sem a limitação do desequilíbrio, os casos B10.6, B10.9, B10.12 e B10.15 foram analisados. As tensões resultantes em cada uma das fases para cada configuração de conexão das máquinas serão comparadas na Figura 4.13. Já na Figura

4.14 os resultados de geração de potência ativa e reativa para esses casos são apresentados.

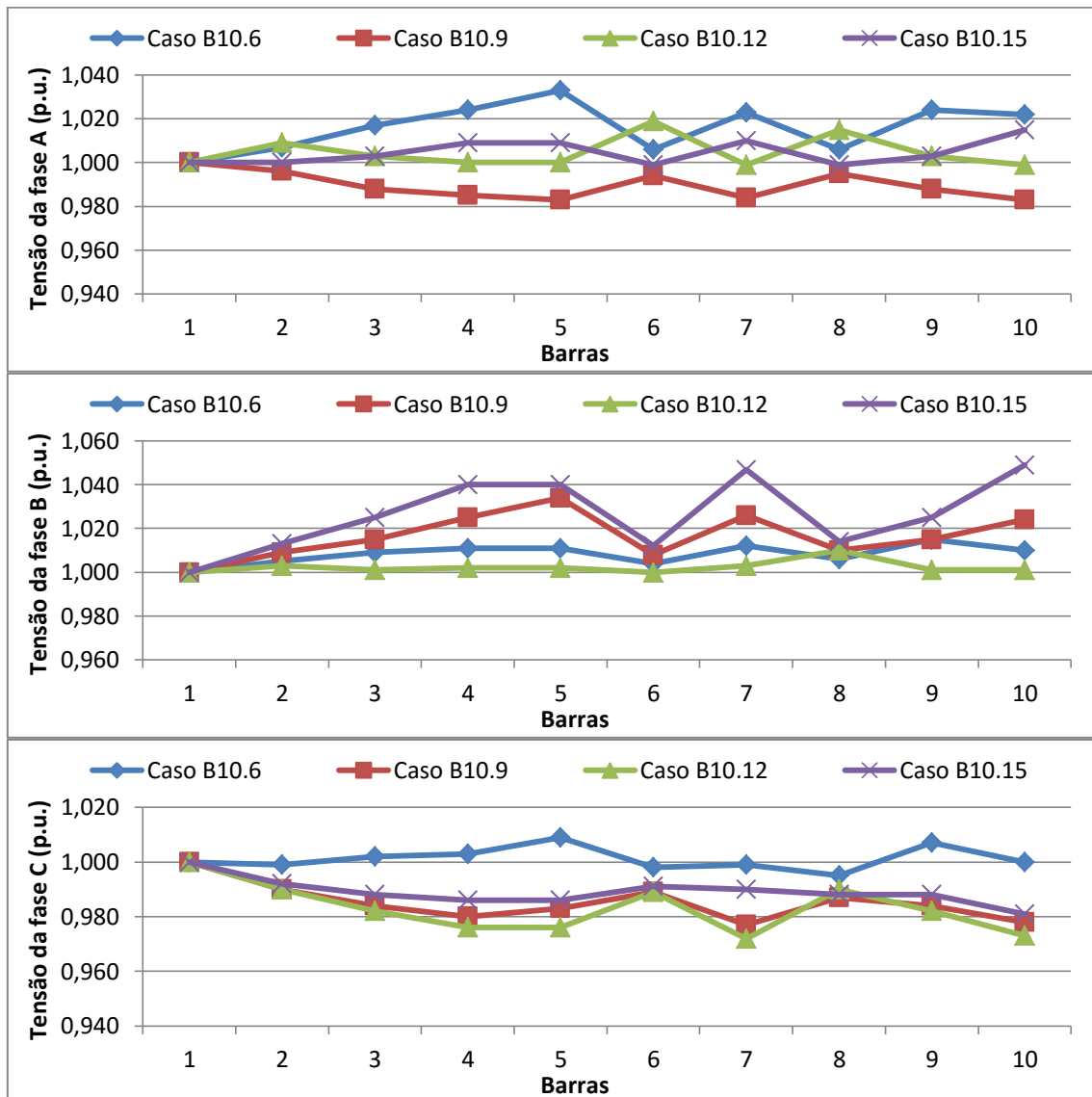


Figura 4.13 – Tensões nas barras do sistema – Casos B10.6, B10.9, B10.12 e B10.15

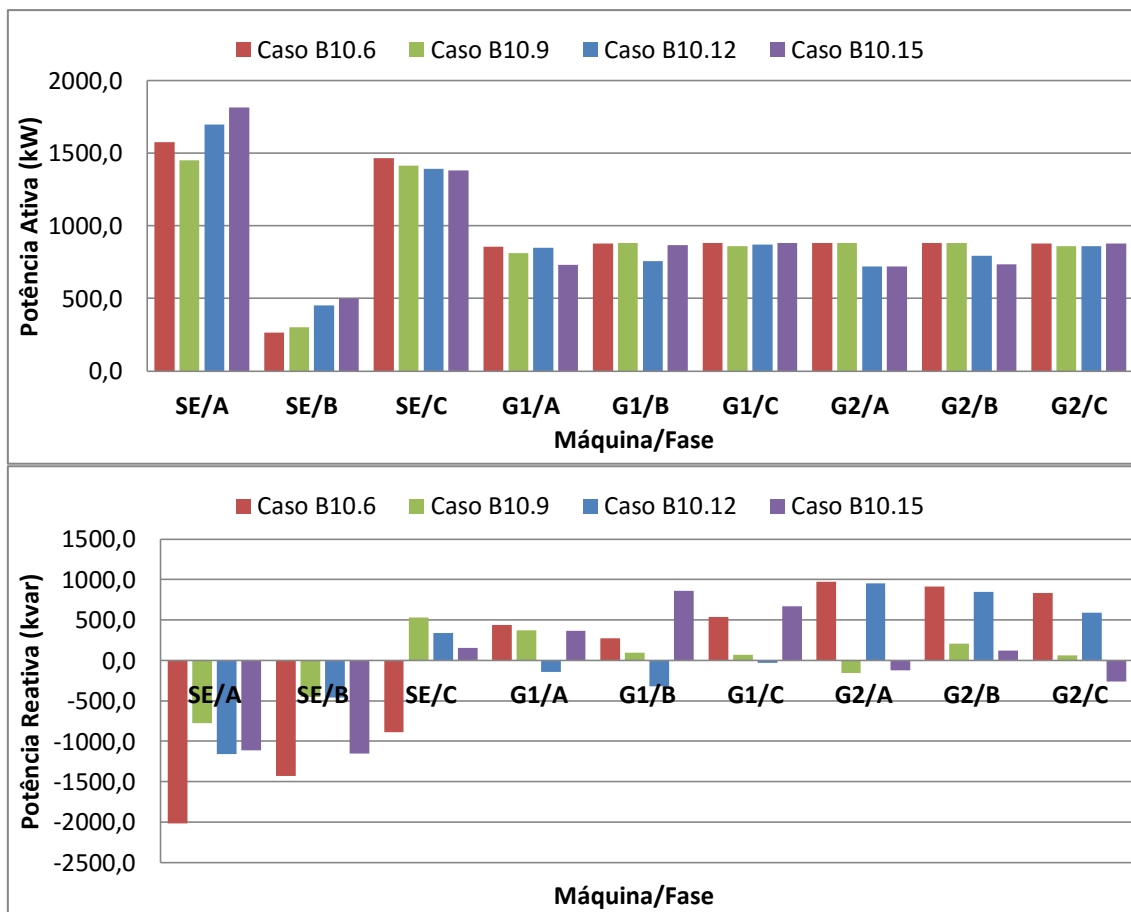


Figura 4.14 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B10.6, B10.9, B10.12 e B10.15

Na Tabela 4.49 os FDT e FDC em cada uma das barras nas quais as máquinas elétricas estão conectadas para os casos analisados são apresentados. O desequilíbrio de tensão em nenhuma configuração ultrapassou o limite estabelecido, já o desequilíbrio de corrente em algumas barras e configurações precisou ser limitado em valores até no máximo permitido, ou seja, 10%. A fim de manter o desequilíbrio de corrente em níveis aceitáveis, a metodologia proposta manteve as tensões nas barras de conexão das máquinas elétricas e inseriu bancos de capacitores com os valores alocados conforme apresentado na Tabela 4.50.

Tabela 4.49 – Fator de Desequilíbrio de Tensão e Corrente (%) – Casos B10.6, B10.9, B10.12 e B10.15

Máquina	Caso B10.6		Caso B10.9		Caso B10.12		Caso B10.15	
	FDT	FDC	FDT	FDC	FDT	FDC	FDT	FDC
SE	0,000	10,000	0,000	10,000	0,000	10,000	0,000	10,000
G1	0,709	10,000	0,268	10,000	0,378	10,000	0,258	10,000
G2	0,441	3,067	0,868	10,000	0,219	10,000	0,272	10,000

Tabela 4.50 – Banco de Capacitores – Casos B10.6, B10.9, B10.12 e B10.15

Caso	Barra	Y (p.u.)			Q _{INJETADA} (kvar)			Q _{TRIFÁSICA} (kvar)
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	
B10.6	1	0,909	0,836	0,000	908,9	835,5	0,0	2819,5
	5	0,523	0,000	0,442	557,7	0,0	450,3	
	9	0,024	0,410	0,000	24,9	42,2	0,0	
B10.9	1	1,305	0,000	0,231	1305,1	0,0	231,4	2396,7
	2	0,070	0,000	0,000	69,1	0,0	0,0	
	5	0,000	0,741	0,000	0,0	791,2	0,0	
B10.12	1	0,000	0,547	0,000	0,0	547,1	0,0	1771,0
	6	1,111	0,000	0,000	1152,2	0,0	0,0	
	8	0,070	0,000	0,000	71,7	0,0	0,0	
B10.15	1	0,592	0,000	0,088	592,0	0,0	88,1	2922,6
	7	0,000	0,000	0,249	0,0	0,0	243,5	
	10	1,089	0,798	0,000	1120,8	878,2	0,0	

Com a limitação do desequilíbrio ativada, os casos B10.7, B10.10, B10.13 e B10.16 foram analisados e as tensões resultantes em cada uma das fases para cada configuração de conexão das máquinas serão comparadas na Figura 4.15. Já na Figura 4.16 os resultados de geração de potência ativa e reativa para esses casos são apresentados.

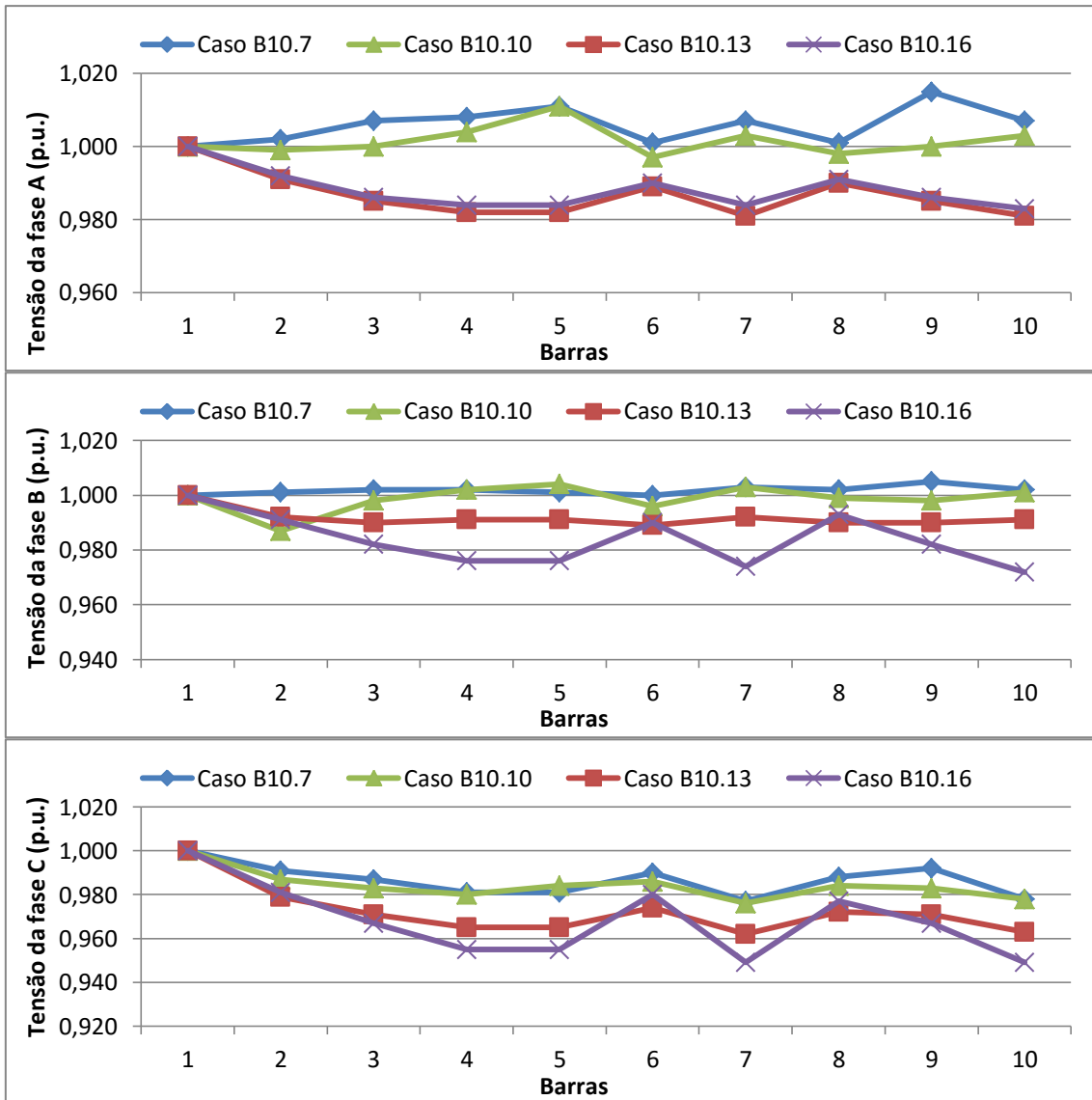


Figura 4.15 – Tensões nas barras do sistema – Casos B10.7, B10.10, B10.13 e B10.16

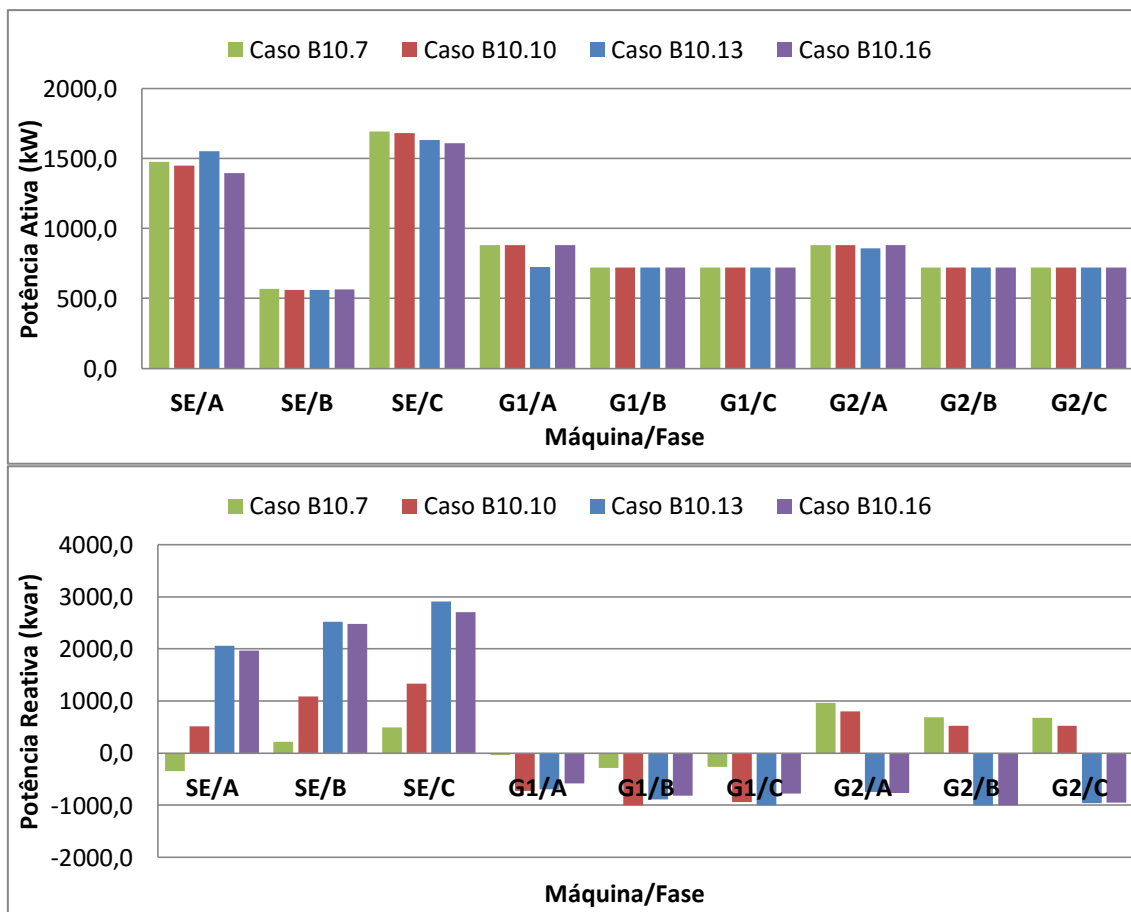


Figura 4.16 – Geração de Potência Ativa e Reativa – Casos B10.7, B10.10, B10.13 e B10.16

Na Tabela 4.51 os FDT e FDC em cada uma das barras nas quais as máquinas elétricas estão conectadas para os casos analisados são apresentados. O desequilíbrio de tensão em nenhuma configuração ultrapassou o limite estabelecido, já o desequilíbrio de corrente em algumas barras e configurações precisou ser limitado pela metodologia em valores menores que o máximo permitido, ou seja, 10%. A fim de manter o desequilíbrio de corrente em níveis aceitáveis, a metodologia proposta alterou tensões nas barras de geração e inseriu bancos de capacitores com valores alocados conforme os apresentados na Tabela 4.52.

Tabela 4.51 – Fator de Desequilíbrio de Tensão e Corrente (%) – Casos B10.7, B10.10, B10.13 e B10.16

Máquina	Caso B10.7		Caso B10.10		Caso B10.13		Caso B10.16	
	FDT	FDC	FDT	FDC	FDT	FDC	FDT	FDC
SE	0,000	10,000	0,000	10,000	0,000	10,000	0,000	10,000
G1	0,073	10,000	0,136	10,000	0,186	10,000	0,402	10,000
G2	0,036	10,000	0,135	10,000	0,235	10,000	0,443	10,000

Tabela 4.52 – Banco de Capacitores – Casos B10.7, B10.10, B10.13 e B10.16

Caso	Barra	Y (p.u.)			Q _{INJETADA} (kvar)			Q _{TRIFÁSICA} (kvar)
		Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c	
B10.7	1	0,250	0,000	0,000	249,7	0	0	249,7
	5	0,000	0,000	0,000	0	0	0	
	9	0,000	0,000	0,000	0	0	0	
B10.10	1	0,241	0,000	0,000	241,3	0,0	0,0	241,3
	2	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	
	5	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	
B10.13	1	0,218	0,000	0,000	217,6	0,0	0,0	217,6
	6	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	
	8	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	
B10.16	1	0,218	0,000	0,000	218,1	0,0	0,0	218,1
	7	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	
	10	0,000	0,000	0,000	0,0	0,0	0,0	

Conclusões e comparação dos resultados dos casos – B10.5 a B10.16

Quanto ao modelo de representação das máquinas elétricas, como é possível perceber através dos resultados obtidos, a modelagem de todas as máquinas elétricas de um sistema, exceto a subestação, através da fixação do módulo de tensão e potência ativa, como muitas vezes é realizada na literatura através de barras PV não é a opção mais adequada em sistemas com condições de carga variantes e com desequilíbrios acentuados. A possibilidade de variação da regulação de tensão e por conseguinte variação da potência reativa, mas dentro de certas restrições operativas, é uma representação mais factível e interessante.

Ao se limitar a potência ativa máxima e mínima que as máquinas elétricas podem gerar, limita-se a carga que pode ser atendida por tal sistema (o que é um fato que ocorre na realidade). Para carregamentos dentro de patamares aceitáveis, em relação à capacidade de geração, tal fato não tem grande influência na convergência do método, já que a subestação, modelada como tensão fixa (módulo e ângulo) e possibilidade de entrega de energia ilimitada, poderá suprir a carga excedente.

Como já dito anteriormente, nos casos em que a tensão interna das máquinas elétricas não é representada por valores fixos, a limitação do desequilíbrio realizada pela metodologia proposta pode ocorrer de duas formas distintas, pela regulação da tensão da máquina e/ou pela alocação de capacitores. Quando ambos os métodos são utilizados, conforme resultados verificados em testes, novos valores de geração de potência ativa e

reativa nas máquinas são verificados como resultados. Quando a limitação do desequilíbrio ocorre sem a alteração das tensões terminais das máquinas elétricas, a potência ativa gerada não é alterada, mas a potência reativa apresenta alterações apenas a fim de adequar o balanço de potência após a inserção dos bancos de capacitores.

Foram realizadas análises também para avaliar a influência da localização das máquinas elétricas no comportamento do sistema, especialmente na questão da limitação do desequilíbrio. Salienta-se que o sistema possui cargas bifásicas, conectadas nas fases 1 e 3 das barras 7 e 8, cargas trifásicas equilibradas nas barras 1 e 6, e cargas trifásicas desequilibradas nas barras 3 e 10, ou seja, a configuração de desequilíbrio é diferente entre as barras. Além disso, inclui uma subestação conectada na barra 1 do sistema, porém as duas máquinas elétricas foram mudadas de posição a fim de verificar a influência disso nos fatores de desequilíbrio e nas limitações feitas pela metodologia.

Na Tabela 4.50 e na Tabela 4.52 são apresentados os valores de compensação reativa indicados pela metodologia proposta para cada uma das configurações analisadas. Levando em consideração que a metodologia proposta busca limitar os desequilíbrios de tensão e corrente inserindo bancos de capacitores com a menor potência reativa possível, considera-se que a configuração na qual as máquinas elétricas estão conectadas nas barras 6 e 8 representa a melhor opção (para alocação de máquinas), entre os casos analisados, já que nessa configuração a potência reativa necessária de ser injetada pelos capacitores é a menor entre os quatro casos analisados. A alocação ótima de geração não foi objetivo deste trabalho, já que estas questões foram analisadas apenas por meio de testes.

4.4 Conclusões do Capítulo

A fim de validar os modelos e metodologia propostos, dois sistemas testes distintos foram avaliados.

Nos testes realizados com o sistema 4 barras os resultados obtidos com os dois métodos de cálculos dos fatores de desequilíbrio de tensão e corrente são aplicados e comparados.

Já nos testes com o sistema 10 barras analisa-se a influência do modelo utilizado na representação da máquina elétrica nos resultados, além de analisar a influência da localização das máquinas elétricas no desempenho do sistema elétrico, principalmente

no que se refere à limitação do desequilíbrio de tensão e corrente e aos bancos de capacitores que precisam ser inseridos no sistema, indicados pela metodologia proposta.

Não foram realizados testes em sistemas de maior porte devido a limitações da versão do programa base onde foi implementada a metodologia, mas os resultados encontrados são coerentes e considera-se satisfatórios para validar a metodologia proposta.

Nos testes realizados, principalmente devido ao foco dessa dissertação ser a mitigação dos efeitos dos desequilíbrios em máquinas elétricas, a limitação tanto do desequilíbrio de tensão e corrente foi realizada apenas nas barras de conexão das máquinas elétricas. Somando isso ao fato dos modelos implementados para a representação das máquinas elétricas adotar a tensão interna fixa ou limitada por faixas operativas, os resultados obtidos nos testes realizados não apresentaram desequilíbrio de tensão significativo. Caso o desequilíbrio fosse calculado em outras barras do sistema ou fossem utilizados outros modelos para a representação das máquinas elétricas os resultados poderiam indicar o desequilíbrio de tensão nos sistemas em análises e esses seriam corretamente limitados com a metodologia proposta.

Capítulo 5 Conclusões

5.1 Conclusões Gerais

Neste trabalho apresentou-se modelos de diversos componentes do sistema elétrico de potência, com suas respectivas contribuições de injeções de corrente em coordenadas retangulares, enfatizando a modelagem de máquinas elétricas. Propôs-se utilizando esta modelagem uma metodologia de fluxo de potência ótimo trifásico por injeção de correntes para limitação de desequilíbrios de tensão e/ou corrente através da inserção de banco de capacitores.

A grande vantagem da metodologia e modelos apresentados é a possibilidade de se representar os mais diversos tipos de elementos de forma mais próxima à realidade, aonde se permite a representação de impedâncias mútuas e aterramentos, assim como valores diferentes para as mais diversas grandezas em cada uma das fases do sistema, já que a modelagem de todos os componentes é realizada pela representação individual dos elementos em cada uma das fases do sistema.

A metodologia trifásica permite a obtenção de resultados mais precisos, principalmente para sistemas desequilibrados e com presença de impedâncias mútuas e aterramentos. Assim, o fluxo de potência ótimo desenvolvido pode ser utilizado para análise de sistemas equilibrados ou desequilibrados, com cargas ou ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, para sistemas de transmissão, subtransmissão e possui especial potencial para análise de sistemas de distribuição.

A metodologia proposta é capaz de limitar a tensão e/ou a corrente de desequilíbrio do sistema, de forma independente, através da inserção de bancos de capacitores conectados as barras nas quais as máquinas elétricas encontram-se. Considerando os potenciais danos que os desequilíbrios de corrente e tensão podem causar as máquinas elétricas, assim como ao sistema como um todo, tal metodologia encontra grande aplicabilidade a sistemas de distribuição, especialmente os com geração distribuída.

Dessa forma, considera-se que a metodologia e modelos aqui desenvolvidos tornam-se ferramentas de grande importância para a análise de sistemas elétricos, com especial atenção aos que apresentam características desequilibradas, podendo se tornar base para o desenvolvimento de outras ferramentas.

5.2 Trabalhos Futuros

Existem melhorias que podem ser feitas nos modelos e metodologia propostos.

Quanto aos modelos, novos trabalhos podem incluir a representação de outros componentes, como transformadores e motores com diversas características de funcionamento. Assim como novos modelos para a própria máquina elétrica.

Na metodologia proposta salienta-se, sobretudo, a possibilidade de aplicar o método das componentes simétricas no cálculo do desequilíbrio de tensão e corrente em todos os sistemas analisados. Isso não foi possível devido à versão do software Lingo[®] utilizado, no qual o número de restrições não lineares inseridas no sistema a ser resolvido é limitado.

Além disso, o cálculo do fator de desequilíbrio de tensão e corrente pode e deve ser realizado em todas as barras do sistema elétrico, ou nas barras de maior interesse, conforme o estudo a ser realizado. Dessa forma, os bancos de capacitores não precisam estar necessariamente conectados nas barras de geração, podem estar conectados em qualquer barra do sistema. A metodologia proposta já possibilita (está implementado) o cálculo e a inclusão de bancos de capacitores em qualquer barra do sistema, mas tal funcionalidade não foi abordada nas análises aqui apresentadas, devido ao foco do trabalho ser a limitação nas barras de máquinas.

Como apresentado na seção de resultados, quando as máquinas elétricas são representadas por modelos em que a tensão interna não é tratada como uma variável fixa, a limitação do desequilíbrio de tensão e corrente pode ocorrer de duas formas distintas. Apenas com a inclusão de bancos de capacitores, necessitando que a tensão interna da máquina seja fixada nos valores obtidos com a execução do fluxo de potência sem a limitação do desequilíbrio, ou com a combinação da modificação da tensão interna das máquinas elétricas (*set-point*) e a inclusão de bancos de capacitores no sistema elétrico. A segunda forma não era o foco da metodologia proposta, sendo apresentada nesse trabalho apenas como uma possibilidade e não sendo aprofundada. Como trabalho futuro, salienta-se a possibilidade de otimizar os valores da tensão interna das máquinas elétricas e dos bancos de capacitores inseridos no sistema, inclusive com diferentes pesos na função objetivo e restrições.

No modelo de compensação reativa apresentado e utilizado na metodologia proposta, a variação dos bancos de capacitores foi considerada uma variável contínua. Como sabemos, os valores de bancos de capacitores que podem ser inseridos no sistema

não apresentam variação contínua, sendo mais bem representados quando modelados com variação discreta. Dessa forma, a modelagem da admitância dos bancos de capacitores como uma variável discreta representa uma melhoria na metodologia proposta e que poderá ser incorporada em trabalhos futuros.

A função objetivo da metodologia proposta também pode incluir novas variáveis, adequando a metodologia a diversos estudos desejados pelos usuários.

Bibliografia

- Ando Junior, O. H., 2009, “*Desenvolvimento de uma metodologia para identificar e quantificar distúrbios da qualidade de energia*”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- ANEEL, 2009, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, “*Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*”, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- ANEEL, 2012, Módulo 1 – Introdução, “*Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*”, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- Araujo, L. R., 2005, “*Uma Contribuição ao Fluxo de Potência Ótimo Aplicado a Sistemas de Potência Trifásicos Usando o Método dos Pontos Interiores*”, Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- Araujo, L. R., Penido, D. R. R., Carneiro Jr., S. e Pereira, J. L. R., 2103, “*A Methodology for Optimization of Unbalanced Distribution Systems*”, Revista IEEE América Latina, v. 11, p. 1182-1189.
- Araujo, L. R., Penido, D. R. R., Carneiro Jr., S., Pereira, J. L. R. e Garcia, P. A. N., 2013, “*A Three-Phase Optimal Power Flow Algorithm to Mitigate Voltage Unbalance*”, IEEE Transactions on Power Delivery.
- Araujo, L. R. e Penido, D. R. R., 2013, “*A multiphase optimal power flow algorithm for unbalanced distribution systems*”, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 53, p. 632-642.
- Birt, K. A., Graffy, J. J. e MacDonald, J. D., 1976, “*Three phase load flow program*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-95, January.
- Borges, C. L. T., 2005, “*Análise de Sistemas de Potência*”, material de aula, edição Prof. Sergio SamiHazan e Leonardo Ney de A. Guerra, EE – UFRJ, Departamento de Eletrotécnica, Março.

- Costa, V. M., Martins, N. e Pereira, J. L. R., 1999, “*Developments in the Newton Raphson Power Flow Formulation Based on Current Injections*”, IEEE Transactions on Power Systems, v.14, n. 4, pp. 1320-1336, November.
- Ferreira Filho, A. L., Oliveira, M. A. e Pinto, M. G. S., 2005, “*Ferramenta computacional para quantificação do desequilíbrio de tensão*”, Seminário Brasileiro em Qualidade de Energia Elétrica, p.93-98, Belém.
- Gafford, B. N., Duesterhoeft, W. C. e Mosher III, C. C., 1959, “*Heating of induction motors on unbalanced voltages*”, AIEE Trans., p. 282-286.
- Garcia, P. A. N., Pereira, J. L. R., Carneiro Jr., S., Costa, V. M. e Martins, N., 2000, “*Three-phase Power Flow Calculations Using the Current Injection Method*”, IEEE Transactions on Power Systems, v.15, n. 2, pp. 508-514, May.
- IEEE Standars Board, 1995, IEEE Std 1159, “*Recommended practice for monitoring electric power quality*”.
- IEEE, 2013, “*Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection*”, IEEE Std. 1574.7.
- Kindermann, G., 2008, “*Proteção de sistemas elétricos de potência*”, Geraldo Kindermann, Florianópolis, SC.
- Medeiros, R. B., 2014, “*Impactos da geração distribuída fotovoltaica na qualidade de energia em rede de distribuição de energia elétrica*”, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza.
- Mitra, P., 2012, “*The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems*”, Arizona State University, submitted to IEEE.
- Monticelli, A. J., 1983, “*Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*”, Editora Edgard Blucher Ltda, São Paulo, SP.
- Moreno, Hilton, 2001, “*Harmônicas nas Instalações Elétricas – Causas, efeitos e soluções*”, Procobre.

- Oliveira, J. E. A., 2011, “*Modelagem de um Motor de Indução Trifásico Operando com Tensões Desequilibradas por meio de Redes Neurais Artificiais*”, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista, Bauru, SP.
- Paulilo, G., 20--, “*Desequilíbrios de tensão*”, Qualidade de Energia, Revista O Setor Elétrico.
- Penido, D. R. R., 2008, “*Uma Metodologia Para Análise de Sistemas Elétricos a N Condutores Pelo Método de Injeção de Correntes*”, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- Penido, D. R. R., Araujo, L. R., Carneiro Jr., S., Pereira, J. L. R. e Garcia, P. A. N., 2008, “*Three-Phase Power Flow Based Four-Conductor Current Injection Method for Unbalanced Distribution Networks*”, IEEE Trans. on Power Syst., vol. 23, no. 2, pp. 404-503, May.
- Penido, D. R. R., Araujo, L. R., Carneiro Jr., S. e Pereira, J. L. R., 2013, “*A new tool for multiphase electrical systems analysis based on current injection method*”, Int. J. Elect. Power Energy Syst., vol. 44, no.1, pp. 410-420.
- IEEE, 1993, “*IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*”, Red Book, IEEE Std 141-1993.
- Reed, H. R. e Koopman, R. J., 1936, “*Induction motors on unbalanced voltages*”, AIEE Trans., p. 1206-1213, November.
- Rezende, P. H. O. e Samesima, M. I., 201-, “*Efeitos do desequilíbrio de tensões de suprimentos nos motores de indução trifásico*”, Universidade Federal de Uberlândia.
- Shirmohammadi, D., et al., 1988, “*A Compensation-based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks*”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 3, pp. 753 – 762, May.
- Starosta, J.. 2012, “*Desequilíbrio (desbalanceamento) de tensão*”, Revista O Setor Elétrico, Edição 73.

- Stott, B. e Alsac, 1974, “*Fast Decoupled Load Flow*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-93, May-June.
- Teodoro, R. G., 2005, “*Metodologia para compensação de desequilíbrio em redes elétricas*”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Ilha Solteira, SP.
- Tinney, W. F. e Hart, C. E., 1967, “*Power Flow Solution by Newton’s Method*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-86, n. 3.
- Wasley, R. G. e Shlash, M. A., 1974, “*Newton-Raphson Algorithm for 3-Phase Load Flow*”, Proceedings of IEEE, Panel Session: Distribution Systems Analysis Methods, July.
- Williams, J. E., 1954, “*Operation of 3-Phase Induction Motors on Unbalanced Voltages*”, AIEE, p. 125-133, April.
- Woll, R. F., 1975, “*Effect of Unbalanced Voltages on the Operation of Polyphase Induction Motors*”, IEEE Transactions on Industry Applications, vol. IA-11, n. 1, January/February.
- Yazidi, A., Henao, H., Capolino, G. A., Capocchi, L. e Federici, D., 2009, “*Double-fed three-phase induction machine model for simulation of inter-turn short circuit fault*”, Electric Machines and Drives Conference, IEMDC, IEEE International, vol., no., pp.571,576, 3-6 May.
- Zimmerman, R.D., 1995, “*Fast Decoupled Power Flow for Unbalanced Radial Distribution Systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, v. 10, n. 2, pp. 2045 – 2052, November.

APÊNDICE A. Modelos de Equipamentos

1. Introdução

Neste apêndice serão apresentados os modelos dos alimentadores de distribuição ou linhas de transmissão e cargas elétricas utilizados neste trabalho.

2. Modelo de alimentadores de distribuição ou linhas de transmissão

Esta modelagem de linha de distribuição ou transmissão é realizada através dos dados de resistência e reatância de cada ramo do circuito, assim como do comprimento da linha, em função das tensões terminais dos nós aos quais a linha está conectada.

A representação trifásica do sistema permite a inclusão de impedâncias mútuas entre as fases da linha, assim como a consideração de diferentes valores de impedância para cada uma das fases da linha e para as impedâncias mútuas. O modelo da linha de transmissão aqui adotado pode ser observado na Figura A.1.

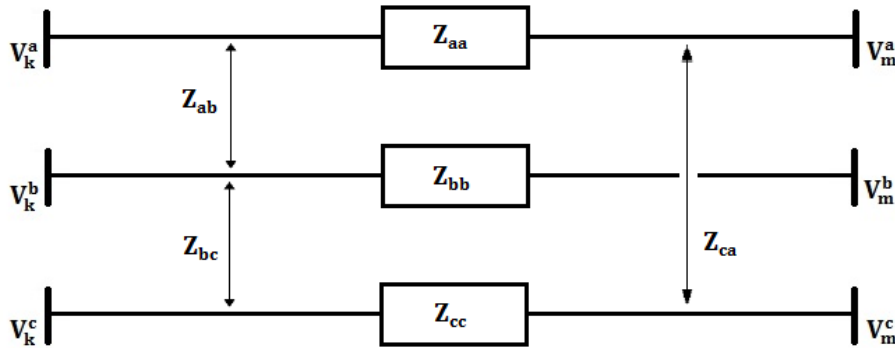


Figura A.1 – Representação de linha com inclusão de impedâncias mútuas

As equações das contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para uma linha com a inclusão de impedâncias mútuas pode ser obtida através da equação a seguir.

$$\begin{bmatrix} I_{Im,k} \\ I_{Re,k} \\ I_{Im,m} \\ I_{Re,m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{kk} & G_{kk} & -B_{km} & -G_{km} \\ G_{kk} & -B_{kk} & -G_{km} & B_{km} \\ -B_{mk} & -G_{mk} & B_{mm} & G_{mm} \\ -G_{mk} & B_{mk} & G_{mm} & -B_{mm} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{Re,k} \\ V_{Im,k} \\ V_{Re,m} \\ V_{Im,m} \end{bmatrix} \quad (A.1)$$

Com

$$I_{Im,k} = \begin{bmatrix} I_{Im,k}^a \\ I_{Im,k}^b \\ I_{Im,k}^c \\ \vdots \end{bmatrix}$$

$$I_{Re,k} = \begin{bmatrix} I_{Re,k}^a \\ I_{Re,k}^b \\ I_{Re,k}^c \\ \vdots \end{bmatrix}$$

$$I_{Im,m} = \begin{bmatrix} I_{Im,m}^a \\ I_{Im,m}^b \\ I_{Im,m}^c \\ \vdots \end{bmatrix}$$

$$I_{Re,m} = \begin{bmatrix} I_{Re,m}^a \\ I_{Re,m}^b \\ I_{Re,m}^c \\ \vdots \end{bmatrix}$$

$$B_{kk} = \begin{bmatrix} B_{kk}^{aa} & B_{kk}^{ab} & B_{kk}^{ac} & \dots \\ B_{kk}^{ba} & B_{kk}^{bb} & B_{kk}^{bc} & \dots \\ B_{kk}^{ca} & B_{kk}^{cb} & B_{kk}^{cc} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix}$$

$$G_{kk} = \begin{bmatrix} G_{kk}^{aa} & G_{kk}^{ab} & G_{kk}^{ac} & \dots \\ G_{kk}^{ba} & G_{kk}^{bb} & G_{kk}^{bc} & \dots \\ G_{kk}^{ca} & G_{kk}^{cb} & G_{kk}^{cc} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix}$$

$$B_{km} = \begin{bmatrix} B_{km}^{aa} & B_{km}^{ab} & B_{km}^{ac} & \dots \\ B_{km}^{ba} & B_{km}^{bb} & B_{km}^{bc} & \dots \\ B_{km}^{ca} & B_{km}^{cb} & B_{km}^{cc} & \dots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix}$$

$$G_{km} = \begin{bmatrix} G_{km}^{aa} & G_{km}^{ab} & G_{km}^{ac} & \cdots \\ G_{km}^{ba} & G_{km}^{bb} & G_{km}^{bc} & \cdots \\ G_{km}^{ca} & G_{km}^{cb} & G_{km}^{cc} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix}$$

$$B_{mk} = \begin{bmatrix} B_{mk}^{aa} & B_{mk}^{ab} & B_{mk}^{ac} & \cdots \\ B_{mk}^{ba} & B_{mk}^{bb} & B_{mk}^{bc} & \cdots \\ B_{mk}^{ca} & B_{mk}^{cb} & B_{mk}^{cc} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix}$$

$$G_{mk} = \begin{bmatrix} G_{mk}^{aa} & G_{mk}^{ab} & G_{mk}^{ac} & \cdots \\ G_{mk}^{ba} & G_{mk}^{bb} & G_{mk}^{bc} & \cdots \\ G_{mk}^{ca} & G_{mk}^{cb} & G_{mk}^{cc} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix}$$

$$B_{mm} = \begin{bmatrix} B_{mm}^{aa} & B_{mm}^{ab} & B_{mm}^{ac} & \cdots \\ B_{mm}^{ba} & B_{mm}^{bb} & B_{mm}^{bc} & \cdots \\ B_{mm}^{ca} & B_{mm}^{cb} & B_{mm}^{cc} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix}$$

$$G_{mm} = \begin{bmatrix} G_{mm}^{aa} & G_{mm}^{ab} & G_{mm}^{ac} & \cdots \\ G_{mm}^{ba} & G_{mm}^{bb} & G_{mm}^{bc} & \cdots \\ G_{mm}^{ca} & G_{mm}^{cb} & G_{mm}^{cc} & \cdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix}$$

$$V_{Re,k} = \begin{bmatrix} V_{Re,k}^a \\ V_{Re,k}^b \\ V_{Re,k}^c \\ \vdots \end{bmatrix}$$

$$V_{Im,k} = \begin{bmatrix} V_{Im,k}^a \\ V_{Im,k}^b \\ V_{Im,k}^c \\ \vdots \end{bmatrix}$$

$$V_{Re,m} = \begin{bmatrix} V_{Re,m}^a \\ V_{Re,m}^b \\ V_{Re,m}^c \\ \vdots \end{bmatrix}$$

$$V_{Im,m} = \begin{bmatrix} V_{Im,m}^a \\ V_{Im,m}^b \\ V_{Im,m}^c \\ \vdots \end{bmatrix}$$

Onde:

V é a tensão fase-terra no nó em que a linha está conectada.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

Os subíndices k e m indicam, respectivamente, a barra *de* e a barra *para* entre as quais a linha está conectada.

Os sobreíndices a , b e c indicam as fases do sistema.

B e G representam, respectivamente, a parcela de susceptância e de condutância do elemento conectado.

Como resultado, a partir da multiplicação realizada na equação (A.1), as equações individuais das contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares em cada um dos nós terminais aos quais a linha está conectada podem ser expressas pelas equações (A.2) a (A.13):

$$\begin{aligned} I_{Re,k}^a &= G_{kk}^{aa} \cdot V_{Re,k}^a - G_{km}^{aa} \cdot V_{Re,m}^a - B_{kk}^{aa} \cdot V_{Im,k}^a + B_{km}^{aa} \cdot V_{Im,m}^a \\ &+ G_{kk}^{ab} \cdot V_{Re,k}^b - G_{km}^{ab} \cdot V_{Re,m}^b - B_{kk}^{ab} \cdot V_{Im,k}^b + B_{km}^{ab} \cdot V_{Im,m}^b \\ &+ G_{kk}^{ac} \cdot V_{Re,k}^c - G_{km}^{ac} \cdot V_{Re,m}^c - B_{kk}^{ac} \cdot V_{Im,k}^c + B_{km}^{ac} \cdot V_{Im,m}^c \end{aligned} \quad (A.2)$$

$$\begin{aligned} I_{Im,k}^a &= B_{kk}^{aa} \cdot V_{Re,k}^a + G_{kk}^{aa} \cdot V_{Im,k}^a - B_{km}^{aa} \cdot V_{Re,m}^a - G_{km}^{aa} \cdot V_{Im,m}^a \\ &+ B_{kk}^{ab} \cdot V_{Re,k}^b + G_{kk}^{ab} \cdot V_{Im,k}^b - B_{km}^{ab} \cdot V_{Re,m}^b - G_{km}^{ab} \cdot V_{Im,m}^b \\ &+ B_{kk}^{ac} \cdot V_{Re,k}^c + G_{kk}^{ac} \cdot V_{Im,k}^c - B_{km}^{ac} \cdot V_{Re,m}^c - G_{km}^{ac} \cdot V_{Im,m}^c \end{aligned} \quad (A.3)$$

$$\begin{aligned} I_{Re,m}^a &= -G_{mk}^{aa} \cdot V_{Re,k}^a + B_{mk}^{aa} \cdot V_{Im,k}^a + G_{mm}^{aa} \cdot V_{Re,m}^a - B_{mm}^{aa} \cdot V_{Im,m}^a \\ &- G_{mk}^{ab} \cdot V_{Re,k}^b + B_{mk}^{ab} \cdot V_{Im,k}^b + G_{mm}^{ab} \cdot V_{Re,m}^b - B_{mm}^{ab} \cdot V_{Im,m}^b \\ &- G_{mk}^{ac} \cdot V_{Re,k}^c + B_{mk}^{ac} \cdot V_{Im,k}^c + G_{mm}^{ac} \cdot V_{Re,m}^c - B_{mm}^{ac} \cdot V_{Im,m}^c \end{aligned} \quad (A.4)$$

$$\begin{aligned}
I_{Im,m}^a &= -B_{mk}^{aa} \cdot V_{Re,k}^a - G_{mk}^{aa} \cdot V_{Im,k}^a + B_{mm}^{aa} \cdot V_{Re,m}^a + G_{mk}^{aa} \cdot V_{Im,m}^a \\
&\quad - B_{mk}^{ab} \cdot V_{Re,k}^b - G_{mk}^{ab} \cdot V_{Im,k}^b + B_{mm}^{ab} \cdot V_{Re,m}^b + G_{mm}^{ab} \cdot V_{Im,m}^b \\
&\quad - B_{mk}^{ac} \cdot V_{Re,k}^c - G_{mk}^{ac} \cdot V_{Im,k}^c + B_{mm}^{ac} \cdot V_{Re,m}^c + G_{mm}^{ac} \cdot V_{Im,m}^c
\end{aligned} \tag{A.5}$$

$$\begin{aligned}
I_{Re,k}^b &= G_{kk}^{ba} \cdot V_{Re,k}^a - G_{km}^{ba} \cdot V_{Re,m}^a - B_{kk}^{ba} \cdot V_{Im,k}^a + B_{km}^{ba} \cdot V_{Im,m}^a \\
&\quad + G_{kk}^{bb} \cdot V_{Re,k}^b - G_{km}^{bb} \cdot V_{Re,m}^b - B_{kk}^{bb} \cdot V_{Im,k}^b + B_{km}^{bb} \cdot V_{Im,m}^b \\
&\quad + G_{kk}^{bc} \cdot V_{Re,k}^c - G_{km}^{bc} \cdot V_{Re,m}^c - B_{kk}^{bc} \cdot V_{Im,k}^c + B_{km}^{bc} \cdot V_{Im,m}^c
\end{aligned} \tag{A.6}$$

$$\begin{aligned}
I_{Im,k}^b &= B_{kk}^{ba} \cdot V_{Re,k}^a + G_{kk}^{ba} \cdot V_{Im,k}^a - B_{km}^{ba} \cdot V_{Re,m}^a - G_{km}^{ba} \cdot V_{Im,m}^a \\
&\quad + B_{kk}^{bb} \cdot V_{Re,k}^b + G_{kk}^{bb} \cdot V_{Im,k}^b - B_{km}^{bb} \cdot V_{Re,m}^b - G_{km}^{bb} \cdot V_{Im,m}^b \\
&\quad + B_{kk}^{bc} \cdot V_{Re,k}^c + G_{kk}^{bc} \cdot V_{Im,k}^c - B_{km}^{bc} \cdot V_{Re,m}^c - G_{km}^{bc} \cdot V_{Im,m}^c
\end{aligned} \tag{A.7}$$

$$\begin{aligned}
I_{Re,m}^b &= -G_{mk}^{ba} \cdot V_{Re,k}^a + B_{mk}^{ba} \cdot V_{Im,k}^a + G_{mm}^{ba} \cdot V_{Re,m}^a - B_{mm}^{ba} \cdot V_{Im,m}^a \\
&\quad - G_{mk}^{bb} \cdot V_{Re,k}^b + B_{mk}^{bb} \cdot V_{Im,k}^b + G_{mm}^{bb} \cdot V_{Re,m}^b - B_{mm}^{bb} \cdot V_{Im,m}^b \\
&\quad - G_{mk}^{bc} \cdot V_{Re,k}^c + B_{mk}^{bc} \cdot V_{Im,k}^c + G_{mm}^{bc} \cdot V_{Re,m}^c - B_{mm}^{bc} \cdot V_{Im,m}^c
\end{aligned} \tag{A.8}$$

$$\begin{aligned}
I_{Im,m}^b &= -B_{mk}^{ba} \cdot V_{Re,k}^a - G_{mk}^{ba} \cdot V_{Im,k}^a + B_{mm}^{ba} \cdot V_{Re,m}^a + G_{mk}^{ba} \cdot V_{Im,m}^a \\
&\quad - B_{mk}^{bb} \cdot V_{Re,k}^b - G_{mk}^{bb} \cdot V_{Im,k}^b + B_{mm}^{bb} \cdot V_{Re,m}^b + G_{mm}^{bb} \cdot V_{Im,m}^b \\
&\quad - B_{mk}^{bc} \cdot V_{Re,k}^c - G_{mk}^{bc} \cdot V_{Im,k}^c + B_{mm}^{bc} \cdot V_{Re,m}^c + G_{mm}^{bc} \cdot V_{Im,m}^c
\end{aligned} \tag{A.9}$$

$$\begin{aligned}
I_{Re,k}^c &= G_{kk}^{ca} \cdot V_{Re,k}^a - G_{km}^{ca} \cdot V_{Re,m}^a - B_{kk}^{ca} \cdot V_{Im,k}^a + B_{km}^{ca} \cdot V_{Im,m}^a \\
&\quad + G_{kk}^{cb} \cdot V_{Re,k}^b - G_{km}^{cb} \cdot V_{Re,m}^b - B_{kk}^{cb} \cdot V_{Im,k}^b + B_{km}^{cb} \cdot V_{Im,m}^b \\
&\quad + G_{kk}^{cc} \cdot V_{Re,k}^c - G_{km}^{cc} \cdot V_{Re,m}^c - B_{kk}^{cc} \cdot V_{Im,k}^c + B_{km}^{cc} \cdot V_{Im,m}^c
\end{aligned} \tag{A.10}$$

$$\begin{aligned}
I_{Im,k}^c &= B_{kk}^{ca} \cdot V_{Re,k}^a + G_{kk}^{ca} \cdot V_{Im,k}^a - B_{km}^{ca} \cdot V_{Re,m}^a - G_{km}^{ca} \cdot V_{Im,m}^a \\
&\quad + B_{kk}^{cb} \cdot V_{Re,k}^b + G_{kk}^{cb} \cdot V_{Im,k}^b - B_{km}^{cb} \cdot V_{Re,m}^b - G_{km}^{cb} \cdot V_{Im,m}^b \\
&\quad + B_{kk}^{cc} \cdot V_{Re,k}^c + G_{kk}^{cc} \cdot V_{Im,k}^c - B_{km}^{cc} \cdot V_{Re,m}^c - G_{km}^{cc} \cdot V_{Im,m}^c
\end{aligned} \tag{A.11}$$

$$\begin{aligned}
I_{Re,m}^c = & -G_{mk}^{ca} \cdot V_{Re,k}^a + B_{mk}^{ca} \cdot V_{Im,k}^a + G_{mm}^{ca} \cdot V_{Re,m}^a - B_{mm}^{ca} \cdot V_{Im,m}^a \\
& - G_{mk}^{cb} \cdot V_{Re,k}^b + B_{mk}^{cb} \cdot V_{Im,k}^b + G_{mm}^{cb} \cdot V_{Re,m}^b - B_{mm}^{cb} \cdot V_{Im,m}^b \\
& - G_{mk}^{cc} \cdot V_{Re,k}^c + B_{mk}^{cc} \cdot V_{Im,k}^c + G_{mm}^{cc} \cdot V_{Re,m}^c - B_{mm}^{cc} \cdot V_{Im,m}^c
\end{aligned} \quad (A.12)$$

$$\begin{aligned}
I_{Im,m}^c = & -B_{mk}^{ca} \cdot V_{Re,k}^a - G_{mk}^{ca} \cdot V_{Im,k}^a + B_{mm}^{ca} \cdot V_{Re,m}^a + G_{mk}^{ca} \cdot V_{Im,m}^a \\
& - B_{mk}^{cb} \cdot V_{Re,k}^b - G_{mk}^{cb} \cdot V_{Im,k}^b + B_{mm}^{cb} \cdot V_{Re,m}^b + G_{mm}^{cb} \cdot V_{Im,m}^b \\
& - B_{mk}^{cc} \cdot V_{Re,k}^c - G_{mk}^{cc} \cdot V_{Im,k}^c + B_{mm}^{cc} \cdot V_{Re,m}^c + G_{mm}^{cc} \cdot V_{Im,m}^c
\end{aligned} \quad (A.13)$$

3. Modelo de cargas

Existem vários tipos de conexão das cargas no sistema trifásico, como por exemplo, conexão em estrela aterrada solidamente, em estrela aterrada por impedância e conexão em triângulo, conforme representados nas Figura A.2, Figura A.3 e Figura A.4. Em termos de modelagem, outros tipos podem ser considerados casos particulares destes.

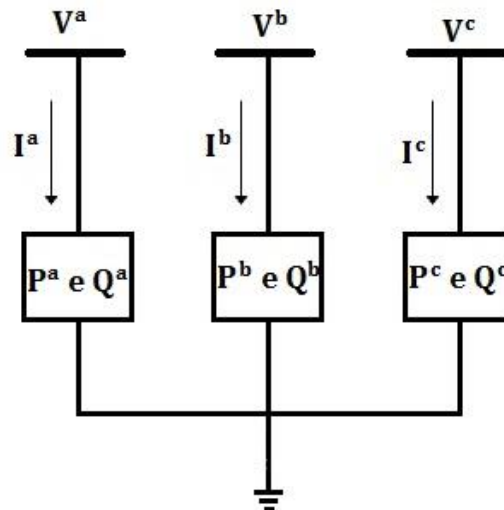


Figura A.2 – Representação de carga conectada em estrela solidamente aterrada

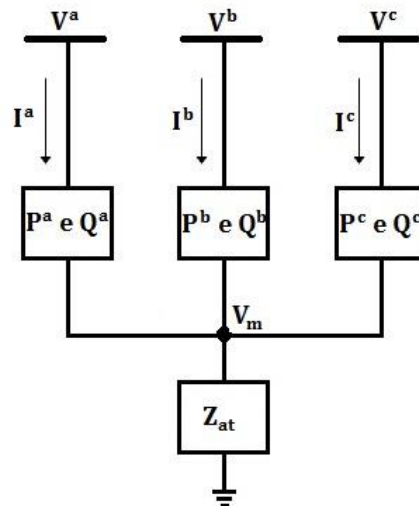


Figura A.3 – Representação de carga conectada em estrela aterrada por impedância

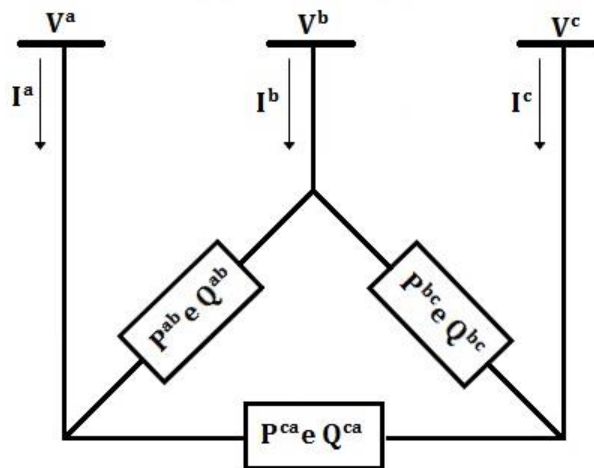


Figura A.4 – Representação de carga conectada em triângulo

Na modelagem implementada considera-se as cargas modeladas por meio dos modelos dos elementos que as compõe, de forma a se ter uma modelagem genérica que permita facilmente representar desde cargas trifásicas até monofásicas em qualquer tipo de conexão entre nós, inclusive desequilibradas. Esta modelagem é a que será descrita a seguir.

A modelagem de elementos cargas conectados entre dois nós quaisquer do sistema elétrico e entre um nó qualquer e o nó de referência é dada pelas equações representadas nas subseções (3.a) e (3.b), respectivamente.

A modelagem de cargas deve considerar os efeitos das tensões sobre as mesmas. Dessa forma, adotou-se o modelo exponencial de cargas, nele as potências ativa e reativa são funções não lineares das variações de tensão do sistema.

a. Elemento carga conectado entre dois nós quaisquer do sistema elétrico

A modelagem de cada elemento, por meio do modelo exponencial, será descrita a seguir. No modelo exponencial de carga as potências ativa e reativa são funções da tensão, conforme equações (A.14), (A.15) e (A.16):

$$S^{ss} = P^{ss} + jQ^{ss} \quad (\text{A.14})$$

$$P^{ss} = P_0^{ss} \left(\frac{V_{km}^{ss}}{V_0} \right)^\alpha \quad (\text{A.15})$$

$$Q^{ss} = Q_0^{ss} \left(\frac{V_{km}^{ss}}{V_0} \right)^\alpha \quad (\text{A.16})$$

Onde:

V_0 é a tensão para qual a potência do elemento carga foi especificada.

V_{km}^{ss} é a tensão entre os dois nós do sistema aos quais o elemento carga está conectado.

S^{ss} , P^{ss} e Q^{ss} representam, respectivamente, a potência aparente, a potência ativa e a potência do elemento carga.

P_0^{ss} e Q_0^{ss} representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa, ambas medidas entre os dois nós do sistema, para as quais o elemento carga foi especificado.

α é um expoente indicativo do tipo de elemento carga considerado

No modelo exponencial, valores particulares de alfa são capazes de modelar a carga como potência constante ($\alpha = 0$), corrente constante ($\alpha = 1$) e impedância constante ($\alpha = 2$). No primeiro caso – potência constante – a variação de potência é independente das variações de tensão. No segundo – corrente constante – as variações na potência são proporcionais aos desvios de tensão. Já o último caso – impedância constante – a variação de potência é proporcional ao quadrado da variação de tensão.

A partir das equações de potência ativa e de potência reativa do modelo exponencial de cargas é possível obter as contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para cada um dos nós aos quais o elemento está conectado, conforme equações (A.17) a (A.20):

$$I_{Re,k} = \frac{1}{V_0^\alpha} \cdot \left[(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2 \right]^{0,5 \cdot \alpha} \cdot \left[\frac{(V_{Re,k} - V_{Re,m}) \cdot dP + (V_{Im,k} - V_{Im,m}) \cdot dQ}{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2} \right] \quad (\text{A.17})$$

$$I_{Im,k} = \frac{1}{V_0^\alpha} \cdot \left[(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2 \right]^{0,5 \cdot \alpha} \cdot \left[\frac{(V_{Im,k} - V_{Im,m}) \cdot dP - (V_{Re,k} - V_{Re,m}) \cdot dQ}{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2} \right] \quad (\text{A.18})$$

$$I_{Re,m} = \frac{1}{V_0^\alpha} \cdot \left[(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2 \right]^{0,5 \cdot \alpha} \cdot \left[\frac{(V_{Re,m} - V_{Re,k}) \cdot dP + (V_{Im,m} - V_{Im,k}) \cdot dQ}{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2} \right] \quad (\text{A.19})$$

$$I_{Im,m} = \frac{1}{V_0^\alpha} \cdot \left[(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2 \right]^{0,5 \cdot \alpha} \cdot \left[\frac{(V_{Im,m} - V_{Im,k}) \cdot dP - (V_{Re,m} - V_{Re,k}) \cdot dQ}{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2} \right] \quad (\text{A.20})$$

Onde:

V_0 é a tensão para qual a potência do elemento carga foi especificada.

α é o expoente indicativo do tipo de carga considerado.

V é a tensão fase-terra no nó em que o elemento carga está conectado.

Os subíndices k e m indicam, respectivamente, o nós *de* e o nó *para* nos quais o elemento carga está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

dP e dQ representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa, ambas medidas entre os dois nós do sistema, para as quais o elemento carga foi especificado.

Algumas simplificações podem ser realizadas para os casos particulares já citados para o expoente alfa. Estas simplificações serão apresentadas na sequência.

i. Elemento carga conectado entre dois nós quaisquer do sistema elétrico com $\alpha = 0$

As equações das contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para cada um dos nós aos quais o elemento carga está conectado podem ser simplificadas quando alfa assume valor igual à zero, conforme representado nas equações (A.21) a (A.24):

$$I_{k_r} = \frac{(V_{Re,k} - V_{Re,m}) \cdot dP + (V_{Im,k} - V_{Im,m}) \cdot dQ}{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2} \quad (\text{A.21})$$

$$I_{Im,k} = \frac{(V_{Im,k} - V_{Im,m}) \cdot dP - (V_{Re,k} - V_{Re,m}) \cdot dQ}{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2} \quad (\text{A.22})$$

$$I_{Re,m} = \frac{(V_{Re,m} - V_{Re,k}) \cdot dP + (V_{Im,m} - V_{Im,k}) \cdot dQ}{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2} \quad (\text{A.23})$$

$$I_{Im,m} = \frac{(V_{Im,m} - V_{Im,k}) \cdot dP - (V_{Re,m} - V_{Re,k}) \cdot dQ}{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2} \quad (\text{A.24})$$

Onde:

V é a tensão fase-terra no nó em que o elemento carga está conectado.

Os subíndices k e m indicam, respectivamente, o nó *de* e o nó *para* nos quais o elemento carga está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

dP e dQ representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa, ambas medidas entre os dois nós do sistema, para as quais o elemento foi especificado.

ii. Elemento carga conectado entre dois nós quaisquer do sistema elétrico com $\alpha = 1$

As equações das contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para cada um dos nós aos quais o elemento carga está conectado podem ser simplificadas quando alfa assume valor igual a um, conforme expresso nas equações (A.25) a (A.28):

$$I_{Re,k} = \frac{1}{V_0} \cdot \left[\frac{(V_{Re,k} - V_{Re,m}) \cdot dP + (V_{Im,k} - V_{Im,m}) \cdot dQ}{\sqrt{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2}} \right] \quad (\text{A.25})$$

$$I_{Im,k} = \frac{1}{V_0} \cdot \left[\frac{(V_{Im,k} - V_{Im,m}) \cdot dP - (V_{Re,k} - V_{Re,m}) \cdot dQ}{\sqrt{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2}} \right] \quad (\text{A.26})$$

$$I_{Re,m} = \frac{1}{V_0} \cdot \left[\frac{(V_{Re,m} - V_{Re,k}) \cdot dP + (V_{Im,m} - V_{Im,k}) \cdot dQ}{\sqrt{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2}} \right] \quad (\text{A.27})$$

$$I_{Im,m} = \frac{1}{V_0} \cdot \left[\frac{(V_{Im,m} - V_{Im,k}) \cdot dP - (V_{Re,m} - V_{Re,k}) \cdot dQ}{\sqrt{(V_{Re,k} - V_{Re,m})^2 + (V_{Im,k} - V_{Im,m})^2}} \right] \quad (\text{A.28})$$

Onde:

V_0 é a tensão para qual a potência do elemento carga foi especificado.

V é a tensão fase-terra no nó em que o elemento carga está conectado.

Os subíndices k e m indicam, respectivamente, o nó *de* e o nó *para* nos quais o elemento carga está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

dP e dQ representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa, ambas medidas entre os dois nós do sistema, para as quais o elemento carga foi especificado.

iii. Elemento carga conectado entre dois nós quaisquer do sistema elétrico com $\alpha = 2$

As equações das contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para cada um dos nós aos quais o elemento carga está conectado podem ser simplificadas quando alfa assume valor igual a dois, conforme determinado nas equações (A.29) a (A.32):

$$I_{Re,k} = \frac{1}{V_0^2} \cdot [(V_{Re,k} - V_{Re,m}) \cdot dP + (V_{Im,k} - V_{Im,m}) \cdot dQ] \quad (\text{A.29})$$

$$I_{Im,k} = \frac{1}{V_0^2} \cdot [(V_{Im,k} - V_{Im,m}) \cdot dP - (V_{Re,k} - V_{Re,m}) \cdot dQ] \quad (\text{A.30})$$

$$I_{Re,m} = \frac{1}{V_0^2} \cdot [(V_{Re,m} - V_{Re,k}) \cdot dP + (V_{Im,m} - V_{Im,k}) \cdot dQ] \quad (\text{A.31})$$

$$I_{Im,m} = \frac{1}{V_0^2} \cdot [(V_{Im,m} - V_{Im,k}) \cdot dP - (V_{Re,m} - V_{Re,k}) \cdot dQ] \quad (\text{A.32})$$

Onde:

V_0 é a tensão para qual a potência do elemento carga foi especificado.

V é a tensão fase-terra no nó em que o elemento carga está conectado.

Os subíndices k e m indicam, respectivamente, o nó *de* e o nó *para* nos quais o elemento carga está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

dP e dQ representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa, ambas medidas entre os dois nós do sistema, para as quais o elemento carga foi especificado.

b. Elemento carga conectado entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico

Semelhante ao apresentado anteriormente, no modelo exponencial de carga as potências ativa e reativa são funções da tensão, conforme equações (A.33), (A.34) e (A.35).

$$S^{st} = P^{st} + jQ^{st} \quad (\text{A.33})$$

$$P^{st} = P_0^{st} \left(\frac{V_k^{st}}{V_0} \right)^\alpha \quad (\text{A.34})$$

$$Q^{st} = Q_0^{st} \left(\frac{V_k^{st}}{V_0} \right)^\alpha \quad (\text{A.35})$$

Onde:

V_0 é a tensão para qual a potência do elemento carga foi especificada.

V_k^{st} é a tensão no nó do sistema ao qual o elemento carga está conectado.

S^{st} , P^{st} e Q^{st} representam, respectivamente, a potência aparente, a potência ativa e a potência reativa, do elemento carga.

P_0^{st} e Q_0^{st} representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa, do elemento carga, ambas medidas entre o nó ao qual o elemento carga está conectado e o nó de referência do sistema elétrico, para as quais o elemento carga foi especificado.

α é um expoente indicativo do tipo de elemento carga considerado.

A partir das equações de potência ativa e de potência reativa do modelo exponencial de cargas é possível obter as contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para cada um dos nós aos quais o elemento carga está conectado, conforme equações (A.36) e (A.37):

$$I_{Re,k} = \frac{1}{V_0^\alpha} \cdot (V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2)^{0,5 \cdot \alpha} \cdot \left(\frac{V_{Re,k} \cdot dP + V_{Im,k} \cdot dQ}{V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2} \right) \quad (\text{A.36})$$

$$I_{Im,k} = \frac{1}{V_0^\alpha} \cdot (V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2)^{0,5 \cdot \alpha} \cdot \left(\frac{V_{Im,k} \cdot dP - V_{Re,k} \cdot dQ}{V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2} \right) \quad (A.37)$$

Onde:

V_0 é a tensão para qual a potência do elemento carga foi especificada.

α é um expoente indicativo do tipo de elemento carga considerado.

V é a tensão fase-terra no nó ao qual o elemento carga está conectado.

O subíndice k indica o nó *de* no qual o elemento carga está conectado.

Os subíndices *Re* e *Im* indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

dP e dQ representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa, ambas medidas entre nó ao qual o elemento carga está conectado e o nó de referência do sistema elétrico, para as quais o elemento carga foi especificado.

Da mesma forma que para elementos carga conectados entre dois nós do sistema elétrico, algumas simplificações podem ser realizadas para casos particulares, em que alfa assume valores específicos. Estas simplificações serão apresentadas na sequência.

i. Elemento carga conectado entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico com $\alpha = 0$

As equações das contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para o nó ao qual o elemento carga está conectado podem ser simplificadas quando alfa assume valor igual à zero, conforme equações (A.38) e (A.39):

$$I_{Re,k} = \frac{V_{Re,k} \cdot dP + V_{Im,k} \cdot dQ}{V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2} \quad (A.38)$$

$$I_{Im,k} = \frac{V_{Im,k} \cdot dP - V_{Re,k} \cdot dQ}{V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2} \quad (A.39)$$

Onde:

V é a tensão fase-terra no nó em que o elemento carga está conectado.

O subíndice k indica o nó *de* no qual o elemento carga está conectado.

Os subíndices *Re* e *Im* indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

dP e dQ representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa, ambas medidas entre o nó ao qual o elemento carga está conectado e o nó de referência do sistema elétrico, para as quais o elemento carga foi especificado.

ii. Elemento carga conectado entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico com $\alpha = 1$

As equações das contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para o nó ao qual o elemento carga está conectado podem ser simplificadas quando alfa assume valor igual a um, conforme equações (A.40) e (A.41):

$$I_{Re,k} = \frac{1}{V_0} \cdot \left(\frac{V_{Re,k} \cdot dP + V_{Im,k} \cdot dQ}{\sqrt{V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2}} \right) \quad (\text{A.40})$$

$$I_{Im,k} = \frac{1}{V_0} \cdot \left(\frac{V_{Im,k} \cdot dP - V_{Re,k} \cdot dQ}{\sqrt{V_{Re,k}^2 + V_{Im,k}^2}} \right) \quad (\text{A.41})$$

Onde:

V_0 é a tensão para qual a potência do elemento carga foi especificada.

V é a tensão fase-terra no nó a qual o elemento carga está conectado.

O subíndice k indica o nó *de* no qual o elemento carga está conectado.

Os subíndices *Re* e *Im* indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

dP e dQ representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa, ambas medidas entre o nó ao qual o elemento carga está conectado e o nó de referência do sistema elétrico, para as quais o elemento carga foi especificado.

iii. Elemento carga conectado entre um nó qualquer e o nó de referência do sistema elétrico com $\alpha = 2$

As equações das contribuições de injeção de corrente em coordenadas retangulares para o nó ao qual o elemento carga está conectado podem ser simplificadas quando alfa assume valor igual a dois, conforme equações (A.42) e (A.43):

$$I_{Re,k} = \frac{1}{V_0^2} \cdot (V_{Re,k} \cdot dP + V_{Im,k} \cdot dQ) \quad (\text{A.42})$$

$$I_{Im,k} = \frac{1}{V_0^2} \cdot (V_{Im,k} \cdot dP - V_{Re,k} \cdot dQ) \quad (\text{A.43})$$

Onde:

V_0 é a tensão para qual a potência do elemento carga foi especificada.

V é a tensão fase-terra no nó ao qual o elemento carga está conectado.

O subíndice k indica o nó *de* no qual o elemento carga está conectado.

Os subíndices Re e Im indicam, respectivamente, a parte real e imaginária de uma grandeza.

dP e dQ representam, respectivamente, a potência ativa e a potência reativa, ambas medidas entre o nó ao qual o elemento carga está conectado e o nó de referência do sistema elétrico, para as quais o elemento carga foi especificado.

APÊNDICE B. Desenvolvimento Básico do Cálculo do Fator de Desequilíbrio através das Tensões Fase-Fase

O módulo 8 do PRODIST estabelece que o desequilíbrio de tensão em um sistema seja avaliado através do método das componentes simétricas, ou, de forma alternativa, através do método CIGRÈ e que, para tanto, sejam utilizadas as tensões fase-fase a fim de eliminar os possíveis efeitos das componentes de sequência zero do sistema.

A seguir será demonstrado de forma rápida, resumida e intuitiva como o uso das tensões fase-fase na medição do fator de desequilíbrio de tensão é capaz de eliminar os efeitos da componente de sequência zero.

Em um circuito trifásico, com uso da transformada de Fortescue (equação (B.1)), as tensões das fases A, B e C pode ser obtidas em função das tensões de sequência zero, positiva e negativa, conforme equações (B.2), (B.3) e (B.4).

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_0 \\ \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

$$\dot{V}_A = \dot{V}_0 + \dot{V}_1 + \dot{V}_2 \quad (\text{B.2})$$

$$\dot{V}_B = \dot{V}_0 + \alpha^2 \cdot \dot{V}_1 + \alpha \cdot \dot{V}_2 \quad (\text{B.3})$$

$$\dot{V}_C = \dot{V}_0 + \alpha \cdot \dot{V}_1 + \alpha^2 \cdot \dot{V}_2 \quad (\text{B.4})$$

A partir das tensões em cada uma das fases de um circuito trifásico, em função das tensões de sequência zero, positiva e negativa, as tensões fase-fase podem ser obtidas, conforme equações (B.5), (B.6) e (B.7).

$$\begin{aligned} \dot{V}_A - \dot{V}_B &= \dot{V}_0 + \dot{V}_1 + \dot{V}_2 - \dot{V}_0 - \alpha^2 \cdot \dot{V}_1 - \alpha \cdot \dot{V}_2 \\ \dot{V}_{AB} &= (1 - 1) \cdot \dot{V}_0 + (1 - \alpha^2) \cdot \dot{V}_1 + (1 - \alpha) \cdot \dot{V}_2 \\ \dot{V}_{AB} &= (1 - \alpha^2) \cdot \dot{V}_1 + (1 - \alpha) \cdot \dot{V}_2 \end{aligned} \quad (\text{B.5})$$

$$\begin{aligned}
\dot{V}_B - \dot{V}_C &= \dot{V}_0 + \alpha^2 \cdot \dot{V}_1 + \alpha \cdot \dot{V}_2 - \dot{V}_0 - \alpha \cdot \dot{V}_1 - \alpha^2 \cdot \dot{V}_2 \\
\dot{V}_{BC} &= (1 - 1) \cdot \dot{V}_0 + (\alpha^2 - \alpha) \cdot \dot{V}_1 + (\alpha - \alpha^2) \cdot \dot{V}_2 \\
\dot{V}_{BC} &= (\alpha^2 - \alpha) \cdot \dot{V}_1 + (\alpha - \alpha^2) \cdot \dot{V}_2
\end{aligned} \tag{B.6}$$

$$\begin{aligned}
\dot{V}_C - \dot{V}_A &= \dot{V}_0 + \alpha \cdot \dot{V}_1 + \alpha^2 \cdot \dot{V}_2 - \dot{V}_0 - \dot{V}_1 - \dot{V}_2 \\
\dot{V}_{CA} &= (1 - 1) \cdot \dot{V}_0 + (\alpha - 1) \cdot \dot{V}_1 + (\alpha^2 - 1) \cdot \dot{V}_2 \\
\dot{V}_{CA} &= (\alpha - 1) \cdot \dot{V}_1 + (\alpha^2 - 1) \cdot \dot{V}_2
\end{aligned} \tag{B.7}$$

Após a aplicação da transformada de Fortescue e com o uso de algumas manipulações matemáticas, observando as equações (B.5), (B.6) e (B.7) é possível perceber que as tensões fase-fase, em circuitos trifásicos, não apresentam a componente de sequência zero. Dessa forma, ao usar as tensões fase-fase para a obtenção do fator de desequilíbrio de tensão elimina-se os efeitos da componente de sequência zero.