

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**Escola de Engenharia**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

Fábio Donisete Silva

**CÁLCULO DE EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA PARA AVALIAÇÃO DO  
RISCO DE INSTABILIDADE DE TENSÃO EM TEMPO REAL  
POR MEIO DE CURVAS PV E VQ**

Belo Horizonte

2022

Fábio Donisete Silva

**CÁLCULO DE EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA PARA AVALIAÇÃO DO  
RISCO DE INSTABILIDADE DE TENSÃO EM TEMPO REAL  
POR MEIO DE CURVAS PV E VQ**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia de Potência

Linha de pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Maria Helena Murta Vale

Belo Horizonte

2022

S586c Silva, Fábio Donisete.  
Cálculo de equivalente de rede elétrica para avaliação do risco de instabilidade de tensão em tempo real por meio de curvas PV e VQ [recurso eletrônico] / Fábio Donisete Silva.- 2022.  
1 recurso online (147 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Maria Helena Murta Vale.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Apêndices: f. 124-147.

Bibliografia: f. 116-123.  
Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Redes elétricas - Teses. 3. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade - Teses. I. Vale, Maria Helena Murta. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

## FOLHA DE APROVAÇÃO

### "CÁLCULO DE EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA PARA AVALIAÇÃO DO RISCO DE INSTABILIDADE DE TENSÃO EM TEMPO REAL POR MEIO DE CURVAS PV E VQ"

**FÁBIO DONISETE SILVA**

Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 11 de julho de 2022. Por:

Profª. Drª. Maria Helena Murta Vale - Orientadora

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

Prof. Dr. Miguel de Brito Guimarães Neto

Prof. Dr. Fernando Henrique Silveira

Profª. Drª. Wadaed Uturbey da Costa



Documento assinado eletronicamente por **Maria Helena Murta Vale, Presidente de comissão**, em 11/07/2022, às 18:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufmg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1552594** e o código CRC **228733C9**.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos familiares, amigos e professores, em tempo algum, poderei agradecer plenamente pelos ensinamentos transmitidos. Tive a felicidade de ver esses papéis, por vezes, se alternarem e de enxergar familiares como professores, amigos como familiares e professores como amigos. Gostaria de registrar meu reconhecimento por todos que estiveram em meu caminho. O meu desenvolvimento é fruto de diversas contribuições, pelas quais me proponho agradecer.

As atitudes de carinho e de dedicação de minha família foram fundamentais para que eu pudesse alcançar degraus mais altos. Foram vocês que renunciaram a seus próprios planos. Foram vocês meus primeiros incentivadores. Foram vocês que me direcionaram em minhas conquistas. São vocês as pessoas às quais devo agradecer por absolutamente tudo. Meus pais, Carlos Donisete e Marli, e meus irmãos, Glauber, Juliana e Carlos Eduardo, vocês são meus exemplos nesta vida.

Por alguns, o tempo e a partilha despertam admiração, quando nos encontramos reunidos, e saudade, quando estamos distantes. Esses, que ocupam o espaço de amigos, me cativaram. Sou feliz pela vida ter encaminhado a mim pessoas com valores tão preciosos. Além das conversas cotidianas, agradeço por me trazerem para perto, para frente. Débora, Edmar, Fernanda, Frederico, Humberto, Igor, Letícia, Marina e Ósis, obrigado por serem uma de minhas bases. Com vocês, desejo compartilhar novas conquistas.

Os profissionais que se dedicam à educação do ser humano possuem o dom de transformar vidas. Atribuo grande parte de minha transformação aos professores que me guiaram. Primeiro, agradeço àqueles cujos conhecimentos e condutas ascenderam meu interesse pela educação, como fizeram as professoras de cada ciclo escolar, Tia Martinha, Juventina e Patrícia. Segundo, agradeço aos professores da Universidade Federal de Uberlândia e da Universidade Federal de Minas Gerais por terem contribuído para meu desenvolvimento como Engenheiro Eletricista e por terem me estimulado a ir além. Ao Professor Carlos Eduardo sou grato pela orientação durante a iniciação científica, pois compreendo seu cuidado com os detalhes de uma pesquisa e com o ser humano. À Professora Maria Helena, orientadora de mestrado e de doutorado, agradeço pelas oportunidades, pela confiança em meu trabalho e por todos os exemplos de excelência, de dedicação e de empatia.

Por fim, agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico pelas bolsas de estudo nas modalidades de iniciação científica, de mestrado e de doutorado.

SILVA, F. D. **Cálculo de equivalente de rede elétrica para avaliação do risco de instabilidade de tensão em tempo real por meio de curvas PV e VQ**. 2022. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

## RESUMO

Esta tese de doutorado tem por objetivo apresentar uma metodologia para cálculo de equivalentes de redes elétricas apropriados para avaliação do risco de instabilidade de tensão, em tempo real, por meio da análise das curvas PV e VQ. Para cumprir tal objetivo, duas linhas de pesquisa são identificadas: determinação de equivalente de rede visto de um barramento e análise de margens de estabilidade de tensão em tempo real a partir da aplicação dos equivalentes calculados. Na primeira linha, o principal avanço consiste em mostrar que a modelagem dos geradores no cálculo dos equivalentes impacta a avaliação do risco de instabilidade de tensão, deixando este de ser atribuído somente ao aumento do carregamento do sistema. Os parâmetros internos dos geradores são obtidos por meio da solução de problema de otimização não linear restrita, a qual disponibiliza os valores da fonte de tensão e das reatâncias dos eixos direto e em quadratura a serem inseridos em matriz de admitâncias de barras modificada. É aplicado à matriz modificada o método *domain decomposition* para possibilitar análises em barramentos de interesse, reduzindo o custo computacional na monitoração do sistema. O trabalho investiga diversas abordagens dedicadas à construção de equivalentes de redes elétricas em tempo real, baseados em medições locais no barramento, diante da carência de simulações nesse ambiente. Com relação à segunda linha de pesquisa, apresentam-se as margens de tensão e de potência reativa nas curvas PV e VQ, respectivamente, considerando uma distância predeterminada do ponto crítico para estabilidade de tensão. A análise conjunta dessas margens torna clara a distinção de cenários inconclusivos pelas abordagens tradicionais. Todas as análises e discussões apresentadas são realizadas em redes elétricas padronizadas, por meio de simulações desenvolvidas em plataforma própria elaborada durante a pesquisa.

**Palavras-Chave:** Estabilidade de Tensão. Equivalentes de Rede. Avaliação da Estabilidade de Tensão. Tempo Real.

*SILVA, F. D. Determining network equivalent for voltage stability assessment in real-time through PV and VQ curves. 2022. Dissertation (Doctorate in Electrical Engineering) – School of Engineering, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.*

## **ABSTRACT**

*This dissertation aims at the development of a methodology for determining network equivalents that are suitable for performing voltage stability assessment in real-time through PV and VQ curves. In order to meet this objective, two research lines were identified: the estimation of network equivalent parameters as seen from a chosen bus, and the voltage stability assessment based on the network equivalent approach. Along the first line of research, the main advance demonstrates that the modelling of the generator in the network equivalent significantly influences the risk of voltage instability. The parameters of the generators are obtained by the solution of a restricted nonlinear optimization problem that provides the voltage source, and the reactances in direct and quadrature axes. These reactances are included in a modified nodal admittance matrix. On this matrix, the domain decomposition method is applied for selecting the busses that will be monitored, as well as to reduce computational cost. Additionally, considering the vast literature on the subject of network equivalents for real-time applications and the lack of simulations in the environment in which they are proposed, a comprehensive investigation of this set of methodologies is presented. Following the second line of research, voltage and reactive power margins that consider a predetermined distance to the voltage instability point on PV and VQ curves are proposed. The joint analysis of these margins provides clearer evaluations than those derived through the traditional methodologies, in relation to the risk of voltage instability. The studies in this research are carried out on standardized networks created by the Voltage Stability Task Force.*

**Keywords:** *Voltage Stability. Network Equivalents. Voltage Stability Assessment. Real-time.*

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Curva PV obtida pelo fluxo de potência continuado .....	23
Figura 2.2 – Gerador síncrono fictício inserido no barramento 9 do sistema elétrico .....	24
Figura 2.3 – Curvas VQ e indicação de pontos de destaque .....	24
Figura 2.4 – Definição das margens de potência ativa na curva PV .....	26
Figura 2.5 – Curva PV e indicação de pontos operativos para três níveis de carregamento ....	27
Figura 2.6 – Curvas VQ vista de um barramento em três níveis de carregamento .....	27
Figura 2.7 – Representação da rede elétrica vista de um barramento k por um equivalente de rede, sendo: (a) porção da rede completa e (b) equivalente de rede.....	33
Figura 2.8 – Comportamento das grandezas elétricas da barra de carga pela razão de impedâncias .....	35
Figura 2.9 – Diagrama do circuito equivalente adequado para cálculo da curva VQ .....	37
Figura 2.10 – Módulo da tensão nos ambientes: (a) de estudo e (b) de tempo real simulado..	40
Figura 3.1 – Diagrama do Sistema de Teste Nordic (CUTSEM, 2020).....	51
Figura 3.2 – Diagrama do Sistema de Teste IEEE 14 Barras.....	51
Figura 3.3 – Impedâncias da carga e equivalente visto da barra 1 no plano complexo com desvio padrão: (a) 0%, (b) 0,1%, (c) 0,5% e (d) 1%.....	53
Figura 3.4 – Impacto do fator de potência da barra 14 na MPA e na razão $ \bar{Z}_{EQ} / \bar{Z}_k $ pelo carregamento do sistema, considerando os desvios padrão: (a) 0% e (b) 1% .....	55
Figura 4.1 – Representação dos geradores pelo modelo (DUONG, 2015) .....	60
Figura 4.2 – Fluxograma do ajuste baseado em parâmetros dos geradores (POLSTER, 2017b) .....	62
Figura 4.3 – Modelo para rede de múltiplas portas (WANG, 2011).....	63
Figura 4.4 – Circuito equivalente do método acoplado (WANG, 2011).....	64
Figura 5.1 – Fluxograma da metodologia para construção de equivalente de rede.....	71
Figura 5.2 – Diagrama fasorial da máquina síncrona.....	74
Figura 5.3 – Valores de $\delta$ em relação aos ângulos dos fasores da tensão terminal e da corrente de armadura .....	77
Figura 5.4 – Representação de gerador em eixo direto e em quadratura (MACHOWSKI, 2020) .....	79
Figura 5.5 – Circuito equivalente dos geradores pela metodologia proposta.....	81
Figura 5.6 – Identificação das matrizes de impedâncias de Thévenin, das cargas e equivalentes e os vetores de tensões nodais e de Thévenin em: (a) rede equivalente de Thévenin e (b) rede equivalente de duas barras .....	82
Figura 6.1 – Módulo dos elementos de matrizes de impedâncias de barras dos sistemas: (a) WSCC 9 Barras, (b) IEEE 39 Barras, (c) Nordic32, (d) RVS e (e) IEEE 118 Barras .....	93
Figura 6.2 – Diagrama unifilar do Sistema de Teste RVS (CUTSEM, 2020) .....	97



Figura 6.3 – Grandezas calculadas pela solução do fluxo de potência antes (sem asterisco) e após (com asterisco) a representação dos geradores: (a) potência ativa injetada no barramento terminal, (b) potência reativa injetada no barramento terminal, (c) módulo da tensão terminal e (d) ângulo da tensão terminal .....	102
Figura 6.4 – Plano complexo da corrente de armadura dos geradores ao longo do carregamento do sistema com módulos menores no caso base (marcadores coloridos) e maiores no ponto de máxima transferência de potência .....	103
Figura 6.5 – Grandezas calculadas pela solução do problema de otimização: (a) módulo da tensão interna do gerador ( $E_q$ ), (b) ângulo da tensão interna do gerador ( $\delta$ ), (c) reatância do eixo direto ( $X_d$ ) e (d) reatância do eixo em quadratura ( $X_q$ ) .....	104
Figura 6.6 – Grandezas calculadas para representar os geradores no cálculo de equivalentes de rede: (a) módulo da tensão interna modificada ( $E'_q$ ), (b) ângulo da tensão interna modificada ( $\delta'$ ) e (c) reatância modificada ( $X_+$ ) .....	105
Figura 6.7 – Plano complexo das impedâncias da carga e equivalente: (a) barra 1103, (b) barra 1104, (c) barra 1110, (d) barra 1115, (e) barra 1109 e (f) barra 1114 .....	106
Figura 7.1 – Indicações de pontos operativos utilizados na avaliação de estabilidade de tensão do estudo de caso: (a) curvas PV e (b) curvas VQ .....	111
Figura 7.2 – Fluxograma do procedimento para análise conjunta das curvas PV e VQ .....	113
Figura 7.3 – Reavaliação da estabilidade de tensão do estudo de caso nas curvas PV e VQ pela metodologia proposta: (a) margem de tensão e (b) margem de potência reativa .....	117
Figura 7.4 – Margens de potências ativa e reativa do estudo de caso considerando: (a) incremento somente em carga da barra de interesse e (b) incremento em todas as cargas do sistema .....	120
Figura 7.5 – Impacto de $\alpha$ nas simulações: (a) margem de tensão e (b) margem de potência reativa .....	121
Figura 7.6 – Avaliação da estabilidade de tensão do Sistema de Teste RVS, sendo: (a) margem de tensão e (b) margem de potência reativa .....	122
Figura A.1 – Representação dos circuitos de uma máquina síncrona: (a) rotor e (b) armadura .....	139
Figura D.1 – Sistema de Teste WSCC 9 Barras .....	145
Figura D.2 – Diagrama do Sistema de Teste IEEE 14 Barras .....	146
Figura D.3 – Diagrama do Sistema de Teste Nordic (CUTSEM, 2020) .....	147
Figura D.4 – Diagrama unifilar do Sistema de Teste RVS (CUTSEM, 2020) .....	152

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Margens para avaliação da estabilidade de tensão segundo WSCC (ABED, 1999) .....	29
Tabela 3.1 – Parâmetros adotados nas simulações envolvendo equivalentes de redes baseados em medições locais nos barramentos.....	52
Tabela 3.2 – Impacto do desvio padrão na razão $ \dot{E}_{EQ} / \dot{V}_k $ .....	54
Tabela 4.1 – Características dos trabalhos relacionados a equivalente de rede baseado na topologia do sistema .....	67
Tabela 6.1 – Variação percentual da impedância de Thévenin dos barramentos monitorados por inserção de assimetria numérica na matriz de admitâncias .....	98
Tabela 6.2 – Erro relativo na identificação do ponto crítico para estabilidade de tensão após inserção de assimetria numérica na matriz de admitâncias .....	99
Tabela 6.3 – Comparação dos valores de reatâncias síncronas obtidas de (CUTSEM, 2020) e das estimativas da metodologia para o ponto operativo do caso base .....	100
Tabela 6.4 – Erro relativo na identificação do ponto crítico para estabilidade de tensão devido à estimação das reatâncias dos geradores .....	101
Tabela 7.1 – Características dos trabalhos relacionados à análise conjunta das curvas PV e VQ .....	109
Tabela 7.2 – Parâmetros dos circuitos elétricos e resultados da avaliação da estabilidade de tensão, em p.u. ....	110
Tabela 7.3 – Reavaliação com metodologia proposta para análise conjunta das curvas PV e VQ, em p.u. ....	118
Tabela D.1 – Dados inseridos no <i>mpc.bus</i> para o Sistema de Teste Nordic .....	147
Tabela D.2 – Dados inseridos no <i>mpc.gen</i> para o Sistema de Teste Nordic .....	149
Tabela D.3 – Dados inseridos no <i>mpc.branch</i> para o Sistema de Teste Nordic.....	150
Tabela D.4 – Dados inseridos no <i>mpc.bus</i> para o Sistema de Teste RVS.....	153
Tabela D.5 – Dados inseridos no <i>mpc.gen</i> para o Sistema de Teste RVS.....	155
Tabela D.6 – Dados inseridos no <i>mpc.branch</i> para o Sistema de Teste RVS .....	156

## SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1 Considerações Iniciais .....	13
1.2 Objetivos da Pesquisa .....	17
1.3 Estrutura do Texto.....	18
<b>CAPÍTULO 2 – ANÁLISE ESTÁTICA DE ESTABILIDADE DE TENSÃO: FERRAMENTAS APLICÁVEIS, MARGENS E EQUIVALENTES DE REDES.....</b>	<b>20</b>
2.1 Considerações Iniciais .....	20
2.2 Caracterização das Ferramentas de Análise Estática da Estabilidade de Tensão ....	20
2.3 Definição de Margens nas Curvas PV e VQ.....	25
2.4 Avaliação da Estabilidade de Tensão por meio de Margens de Potência.....	28
2.5 Aplicação de Equivalente de Rede Elétrica na Avaliação da Estabilidade de Tensão .....	32
2.5.1 Técnica de Construção de Curva PV em Tempo Real .....	34
2.5.2 Técnicas de Construção de Curva VQ em Tempo Real.....	36
2.6 Caracterização do Ambiente de Tempo Real Simulado .....	38
2.7 Plataforma de Simulação – Simulador de Cenários Operativos .....	40
2.8 Considerações Finais .....	41
<b>CAPÍTULO 3 – EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA BASEADO EM MEDIÇÕES LOCAIS NO BARRAMENTO .....</b>	<b>43</b>
3.1 Considerações Iniciais .....	43
3.2 Métodos para Estimção de Equivalentes por Meio de Medições Fasoriais no Barramento Monitorado.....	44
3.2.1 Métodos dos Mínimos Quadrados.....	44
3.2.2 Teorema de Tellegen.....	45
3.2.3 Métodos Adaptativos.....	45
3.3 Aspectos Matemáticos da Formulação dos Métodos.....	47
3.4 Simulações e Análises.....	50
3.4.1 Sistema de Teste Nordic.....	52
3.4.2 Sistema de Teste IEEE 14 Barras.....	54
3.5 Considerações Finais .....	56
<b>CAPÍTULO 4 – EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA BASEADO EM INFORMAÇÕES DO SISTEMA COMPLETO .....</b>	<b>58</b>
4.1 Considerações Iniciais .....	58
4.2 Metodologia Baseada na Matriz de Impedâncias .....	58
4.3 Metodologias Baseadas na Inversão Direta da Matriz de Admitâncias.....	59
4.4 Metodologias Baseadas na Eliminação de Barras da Matriz de Admitâncias .....	63
4.5 Análise das Abordagens.....	67
4.6 Considerações Finais .....	69
<b>CAPÍTULO 5 – METODOLOGIA PARA CÁLCULO DE EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA BASEADO EM INFORMAÇÕES DO SISTEMA COMPLETO.....</b>	<b>70</b>
5.1 Considerações Iniciais .....	70
5.2 Estrutura Básica da Metodologia Proposta .....	70
5.3 Modelagem dos Geradores na Referência do Sistema Elétrico .....	72

5.4	Cálculo dos Parâmetros Internos de Geradores por Problema de Otimização Mono-Objetivo Restrito .....	75
5.5	Circuito Elétrico para Representação dos Parâmetros Internos dos Geradores .....	79
5.6	Determinação de Equivalentes por meio de Matriz de Admitâncias de Barras Modificada .....	81
5.7	Considerações Finais .....	83
<b>CAPÍTULO 6 – EVOLUÇÃO DA PROPOSTA BÁSICA DE CÁLCULO DE EQUIVALENTE DE REDE: APLICAÇÃO DE TÉCNICAS ESPECIAIS PARA ESTIMAÇÃO DA DIAGONAL PRINCIPAL DA INVERSA DA MATRIZ DE ADMITÂNCIAS .....</b>		<b>85</b>
6.1	Considerações Iniciais .....	85
6.2	Técnicas para Estimação de Elementos da Diagonal Principal da Inversa de uma Matriz Aplicadas na Determinação de Equivalente de Rede Elétrica .....	86
6.2.1	Definições Básicas .....	86
6.2.2	Estimação de Elementos da Diagonal Principal da Inversa de Matrizes .....	88
6.2.3	Comentários sobre as Técnicas .....	91
6.3	Análise da Aplicação das Técnicas de Estimação dos Elementos da Diagonal Principal da Matriz de Admitâncias de Barras .....	92
6.4	Aplicação do Método <i>Domain Decomposition</i> para Estimação da Diagonal Principal da Inversa da Matriz de Admitâncias .....	94
6.5	Simulações e Análises.....	96
6.5.1	Validação da Metodologia Proposta .....	97
6.5.2	Parâmetros Estimados dos Geradores Síncronos .....	103
6.5.3	Disponibilização de Equivalente de Rede Elétrica .....	105
6.6	Considerações Finais .....	107
<b>CAPÍTULO 7 – AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM TEMPO REAL BASEADA NA ANÁLISE CONJUNTA DAS CURVAS PV E VQ.....</b>		<b>108</b>
7.1	Considerações Iniciais .....	108
7.2	Análise de Abordagens Presentes na Literatura.....	109
7.3	Estudos de Caso: Avaliação da Estabilidade de Tensão por meio de Margens de Potências Ativa e Reativa .....	110
7.4	Metodologia para Avaliação da Estabilidade de Tensão por meio de Margens de Tensão e de Potência Reativa .....	112
7.5	Margem de Tensão na Curva PV .....	114
7.6	Margem de Potência Reativa na Curva VQ .....	115
7.7	Simulações e Análises.....	117
7.7.1	Reavaliação dos Estudos de Caso Aplicando a Metodologia Proposta .....	117
7.7.2	Avaliação da Estabilidade de Tensão do Sistema de Teste RVS .....	122
7.8	Considerações Finais .....	123
<b>CAPÍTULO 8 – CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE .....</b>		<b>124</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>128</b>
<b>APÊNDICE A – CONTEXTUALIZAÇÃO E CONCEITOS FUNDAMENTAIS UTILIZADOS NA PESQUISA .....</b>		<b>136</b>
A.1	Contextualização da Pesquisa em Relação aos Desenvolvimentos Anteriores no LRC-UFMG.....	136
A.2	Aspectos sobre Modelagem das Máquinas Síncronas .....	139

**APÊNDICE B – EXPRESSÕES DOS MÓDULOS DAS FONTES DE TENSÃO E DAS IMPEDÂNCIAS NAS METODOLOGIAS DE CÁLCULO DE EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA BASEADO EM MEDIÇÕES LOCAIS NO BARRAMENTO.....141**

**APÊNDICE C – EXPRESSÕES DAS DERIVADAS DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO PARA CÁLCULO DOS PARÂMETROS INTERNOS DOS GERADORES.....143**

**APÊNDICE D –SISTEMAS DE TESTE UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES.....145**

---

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os sistemas elétricos de potência têm o fornecimento de energia elétrica aos consumidores, atendendo a um conjunto de restrições, como função essencial. A motivação para criar tais restrições, tanto nas atividades de expansão quanto de operação, visa impedir que limites operativos sejam atingidos e causem danos ao sistema. Dentre os limites que esses sistemas estão sujeitos, o limite associado à estabilidade de tensão é uma grande preocupação devido à possibilidade de interrupção e de desligamento de grandes áreas. Esta pesquisa está contida no contexto das atividades de operação, mais especificamente na determinação do ponto associado ao limite de estabilidade de tensão em tempo real.

Tradicionalmente, as definições e classificações relacionadas ao tema estabilidade em sistemas elétricos de potência têm estabelecido três categorias: a estabilidade angular, a estabilidade de frequência e a estabilidade de tensão (KUNDUR, 2004). Uma motivação para pesquisas se aprofundarem nesse assunto está no aproveitamento máximo de recursos dos sistemas, sem que haja risco de perda de estabilidade. Como a essência desta pesquisa consiste na avaliação da estabilidade de tensão, torna-se fundamental a caracterização desse fenômeno.

A modelagem matemática referente à estabilidade de tensão compreende a diferentes linhas de pesquisa. Considerando o termo bifurcação como um limiar de estabilidade, há modelos que permitem a identificação das bifurcações sela-nó, Hopf e induzida por limite. O foco desta pesquisa está no estudo de técnicas que determinam o ponto crítico para estabilidade de tensão por meio de sua associação com a bifurcação sela-nó.

A definição das terminologias que envolvem o fenômeno da estabilidade de tensão é fundamental para compreender a importância de se identificar corretamente o ponto operativo chamado de crítico. De modo geral, as definições em livros, artigos e forças tarefas relacionam a estabilidade de tensão com a capacidade de o sistema manter ou restabelecer o equilíbrio entre a carga e a potência fornecida pelo sistema.

Segundo (KUNDUR, 2004), a *“estabilidade de tensão se refere à habilidade de um sistema de potência de manter as tensões estáveis em todos os seus barramentos após esse*

---

*sistema ser submetido a algum distúrbio a partir de uma condição operativa inicial*". Caso um distúrbio inicie o fenômeno da instabilidade de tensão, uma queda progressiva da tensão pode ocorrer em alguns barramentos. Em situações mais severas, o termo colapso de tensão é usado para a sequência de eventos seguintes à instabilidade de tensão e que leva ao desligamento de parte significativa do sistema elétrico. Por esse motivo, a capacidade de se evitar a instabilidade de tensão e de se tomarem ações de controle eficientes tem ganhado atenção substancial desde que os primeiros eventos foram reportados.

A fim de localizar o campo de estudo deste trabalho, é necessário apresentar as classificações da estabilidade de tensão em relação ao tipo de perturbação e da duração do fenômeno (KUNDUR, 2004). A estabilidade de tensão em grandes perturbações se relaciona à capacidade do sistema em manter tensões estáveis após a ocorrência de faltas, de perda de geradores ou de contingências na rede; em pequenas perturbações, se relaciona às mudanças no carregamento do sistema. A estabilidade de tensão de curta duração envolve a atuação de cargas de dinâmica rápida (motores de indução, cargas controladas eletronicamente e conversores HVDC) e pode ser analisada pela solução de equações diferenciais; a de longa duração envolve equipamentos de atuação lenta (transformadores com mudança de *tap* e limitadores de corrente dos geradores) e usualmente é estudada pela análise estática.

No caso das simulações apresentadas nesta pesquisa, o cenário de instabilidade de tensão é criado pelo sucessivo aumento do carregamento do sistema. Esse aumento se sucede até o ponto onde o sistema elétrico é capaz de fornecer a potência demandada pelas cargas. Quando é requerida uma potência pelas cargas do tipo potência constante além da capacidade de fornecimento do sistema, inicia-se a instabilidade de tensão. No caso das cargas do tipo potência constante, isso ocorre devido a estas drenarem cada vez mais corrente da rede para manter a potência no valor especificado, iniciando a progressiva redução das tensões dos barramentos. Após o início do fenômeno de instabilidade, as ações automáticas de controle ou dos operadores não evitam o decaimento das tensões. Caso a instabilidade de tensão provoque a degradação do perfil de tensões de grande parte do sistema elétrico, pode-se ter o estabelecimento do colapso de tensão.

Nas etapas de estudo, normalmente associadas às atividades de planejamento, há uma maior disponibilidade de tempo e de recursos para se efetuarem as análises. Isso permite que vários e diferentes cenários operativos sejam considerados, além da integração de diversas ferramentas para se detectar o limite de estabilidade de tensão do sistema. Por outro lado, a adoção dessas mesmas técnicas nem sempre se mostra adequada às aplicações de tempo real,

---

tendo em vista a necessidade de monitoramento da rápida dinâmica do sistema e do elevado custo computacional das ferramentas de análise.

Para que a avaliação da estabilidade de tensão seja conduzida mesmo em ambiente de tempo real, a utilização de equivalentes de redes elétricas tem sido uma das principais abordagens adotadas. Esta é a abordagem seguida na presente pesquisa, já inserida na evolução dos desenvolvimentos que vêm sendo realizados pela equipe do LRC-UFMG<sup>1</sup>. A contextualização da pesquisa nesses desenvolvimentos está descrita no Apêndice A, onde uma síntese da bibliografia pertinente é registrada.

Observa-se que a representação de um sistema de grande porte por meio de um equivalente de rede elétrica sempre foi prática amplamente utilizada na análise de sistemas de potência. Há metodologias para cálculo dos equivalentes no domínio da frequência e dos tempos contínuo e discreto que podem ser utilizados em estudos envolvendo transitórios eletromagnéticos, como abordado em (GUSTAVSEN, 1999) e (POMAZANOVSKAYA, 2004). Outras abordagens calculam equivalentes de redes para representar a rede externa na análise de contingências da rede interna (MONTICELLI, 1983). Assim, há diversas aplicações de equivalentes de redes, além dos exemplos citados, em que parte da rede elétrica é substituída por um circuito reduzido, mantendo as características dos sistemas originais.

De especial interesse para a avaliação da estabilidade de tensão, existem metodologias que representam o sistema elétrico e a barra monitorada por meio de um circuito elétrico equivalente de duas barras. Nesse circuito há uma fonte de tensão e uma impedância, representando o equivalente da rede elétrica, conectadas em série com o barramento monitorado. Devido ao fato desses circuitos de duas barras possibilitarem a avaliação da estabilidade de tensão, essa é a categoria de equivalente adotada neste trabalho.

O circuito equivalente de duas barras permite reproduzir, em tempo real, análises de estabilidade de tensão comumente realizadas por meio do fluxo de potência. Para enumerar alguns exemplos, esse circuito é propício para a aplicação do teorema da máxima transferência de potência e para a identificação do ponto limite, em potência e em tensão, para a perda da estabilidade de tensão. Adicionalmente, seu uso também possibilita o cálculo da disponibilidade de potência reativa em cada barramento de maneira direta. Desse modo, os equivalentes de rede

---

<sup>1</sup> LRC: *Lightning Research Center* – Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas – Convênio UFMG-CEMIG.



---

disponibilizam informações que subsidiam a avaliação da estabilidade de tensão em tempo reduzido, compatível com a dinâmica do sistema.

Apesar dos trabalhos já desenvolvidos sobre o uso de equivalentes de redes na monitoração da estabilidade, há desafios que justificam uma investigação mais aprofundada no tema. As categorias de equivalentes abordadas neste trabalho são baseadas em medições locais dos barramentos e em informações do sistema completo. Entende-se, neste trabalho, por sistema completo, aquele caracterizado pelo conhecimento da topologia atual, dos parâmetros dos componentes e do vetor de estado. Especificamente em relação ao primeiro grupo, normalmente associado a aplicações no ambiente de tempo real, carece na literatura uma discussão crítica do impacto das incertezas de medição no comportamento das metodologias. Em relação ao segundo grupo, comumente utilizado para validar as metodologias do ambiente de tempo real, existe um amplo campo para modelagem de componentes presentes nos sistemas. Ambos os grupos suscitam pesquisas no cálculo de equivalentes de redes.

Os desafios citados constituem a motivação da primeira linha de pesquisa: a concepção de uma metodologia de cálculo de equivalentes de redes, por meio de uma nova abordagem.

Dentre as ferramentas destinadas à avaliação da estabilidade de tensão, grande destaque é dado às curvas denominadas PV e VQ (KUNDUR, 2004). Essas curvas, normalmente obtidas a partir da ferramenta fluxo de potência, são comuns nas atividades de planejamento da expansão, devido à elevada complexidade computacional associada ao seu cálculo. Seus eixos mostram o módulo da tensão, o carregamento do sistema e a potência reativa disponível em um barramento, fundamentais para avaliação da estabilidade de tensão. Ambas são construídas a partir de informações do barramento monitorado e disponibilizam informações tais como: módulo da tensão chamada de crítica para a estabilidade de tensão, potência ativa máxima possível de ser fornecida pela rede e potência reativa disponível ou em déficit no barramento.

As margens de estabilidade de tensão obtidas das curvas PV e VQ são fundamentais para comportar as diversas incertezas inerentes às modelagens e às informações adotadas nas análises. Embora sejam recomendados o uso e a análise das margens de potência nas curvas PV e VQ de maneira complementar, não são encontradas orientações objetivas de como proceder nessa análise conjunta. Tal fato impede que informações específicas que podem ser extraídas de cada curva sejam observadas. Somado a isso, há uma grande necessidade de se disponibilizarem as análises obtidas dessas curvas em aplicações de tempo real, haja vista estarem fortemente associadas às etapas de planejamento. Essas carências ressaltam a necessidade de novas investigações no tema.

---

A segunda linha de pesquisa deste doutorado vai ao encontro dos desafios postos anteriormente e visa a: desenvolver metodologia para avaliação da estabilidade de tensão por meio da análise conjunta das curvas PV e VQ nas aplicações de tempo real.

## 1.2 OBJETIVOS DA PESQUISA

As linhas de pesquisa destacadas possuem objetivos específicos, sendo que esses, unidos, constituem um objetivo geral.

Com relação à investigação sobre equivalentes de redes baseados em medições locais, há trabalhos que, apesar de propostos para aplicações em ambiente de tempo real, são testados e validados em ambiente de estudo. A desconsideração ou falta de técnica para filtragem das incertezas nas medições presentes no ambiente de tempo real pode inviabilizar a aplicação prática de um método. Essa incoerência ocasiona inconsistência ou impossibilidade na estimação de parâmetros e na avaliação da estabilidade de tensão. Por esses motivos, essa etapa da pesquisa objetiva identificar o impacto da formulação de cada metodologia na avaliação em tempo real. A meta é que as análises nesse campo sejam uma referência para a melhoria dos métodos já propostos ou para o desenvolvimento de novas abordagens.

A revisão dos principais trabalhos envolvendo a representação dos geradores, nas formulações dos equivalentes baseados em informações do sistema completo, mostra que diversas simplificações e considerações são realizadas. No entanto, a escolha inadequada do modelo para representação dos geradores pode impactar negativamente a construção do equivalente visto de um barramento, prejudicando a avaliação da estabilidade de tensão. O objetivo específico dessa etapa da pesquisa é o desenvolvimento de uma abordagem que considere a inclusão dos parâmetros internos dos geradores, em diferentes condições operativas.

Ressalta-se ainda a necessidade de implementação de metodologias para cálculo de equivalente de redes pertinente com a dinâmica da aplicação desejada. A desconsideração dessa etapa ocasiona elevado custo computacional, devido às operações matriciais envolvidas na determinação dos equivalentes por métodos tradicionais. O objetivo é realizar operações matriciais simples e utilizar métodos iterativos de modo a reduzir o esforço computacional.

A utilização de margens de potência, na avaliação do risco de perda de estabilidade de tensão, normalmente utiliza informações da curva PV, citando a curva VQ como complementar às análises. Conforme discutido em (NUNES, 2019), diversas são as razões que podem

---

justificar o caráter apenas auxiliar das curvas VQ, quando associadas aos estudos de estabilidade de tensão. A falta de conhecimento que relacione as diferentes informações fornecidas pelas curvas PV e VQ é considerada uma das razões, a qual se aplica tanto nas análises realizadas nas atividades de estudo quanto nas de tempo real. Especificamente no contexto das aplicações em tempo real, um ponto merece destaque. Diferentemente do que ocorre com a curva PV, a determinação dos pontos críticos relacionados às curvas VQ em tempo real requer equacionamento especial, conforme deduzido em (NUNES, 2019). Evoluindo nessa investigação, esta etapa da pesquisa tem por objetivo criar uma metodologia para avaliação conjunta das curvas PV e VQ que possibilite a análise de estabilidade em tempo real, utilizando apenas os parâmetros dos equivalentes de redes elétricas.

Portanto, diante dos desafios identificados e das necessidades levantadas em cada linha de pesquisa, o objetivo principal deste trabalho é descrito como: *desenvolver metodologia para cálculo de equivalentes de redes elétricas apropriados para avaliação do risco de instabilidade de tensão, em tempo real, por meio da análise das curvas PV e VQ.*

### 1.3 ESTRUTURA DO TEXTO

O texto da tese está estruturado em oito capítulos e quatro apêndices. Após este capítulo introdutório, onde a relevância, a motivação e os objetivos da pesquisa são apresentados, os demais capítulos estão organizados como indicado a seguir.

O Capítulo 2 contextualiza a aplicação dos equivalentes de redes na avaliação da estabilidade de tensão. Para isso, o capítulo aborda o elo entre a análise estática e o uso de equivalentes de redes elétricas, por meio da determinação do ponto crítico para estabilidade de tensão e o cálculo de margens de potência. Além disso, é realizada a caracterização do ambiente de tempo real para incluir, no ambiente simulado, o efeito das incertezas de medição. Por fim, é apresentado o ambiente criado ao decorrer da pesquisa para viabilizar uma ferramenta de simulação e análise, chamada de Simulador de Cenários Operativos.

O resultado de pesquisa no tema equivalentes de redes baseado em medições locais no barramento é mostrado no Capítulo 3. O texto do capítulo corresponde ao artigo publicado em periódico, no qual é destacado o comportamento das variáveis estimadas tanto no ambiente de estudo quanto no ambiente de tempo real simulado. Dessa forma, são identificados métodos mais apropriados para aplicações práticas.

---

O Capítulo 4 traz uma revisão bibliográfica envolvendo os equivalentes de redes elétricas que utilizam informações do sistema completo, abordando modelagem específica para geradores síncronos. A investigação dos métodos apresentados suscitou novas pesquisas, as quais são descritas nos capítulos seguintes.

O Capítulo 5 apresenta a metodologia para cálculo de equivalentes de redes elétricas baseados em informações do sistema completo. A proposta considera os parâmetros internos dos geradores. A abordagem consiste na criação de um problema de otimização não linear restrita. Tais parâmetros são inseridos em matrizes nodais para a determinação dos equivalentes de redes. O detalhamento apresentado neste capítulo se refere a uma proposta básica, uma vez que avanços são a ela acrescentados no Capítulo 6.

Visando a atender ao desafio de potencializar a metodologia proposta para aplicações de tempo real, o Capítulo 6 apresenta uma revisão bibliográfica sobre metodologias para estimação de elementos da diagonal principal da inversa de uma matriz. A matriz na qual os equivalentes de rede são baseados, a matriz de admitâncias de barras, possui os requisitos para a aplicação dos três métodos investigados. Esta pesquisa foi incorporada na metodologia proposta de cálculo de equivalente de rede apresentada no Capítulo 4.

O Capítulo 7 propõe uma metodologia que inclui o uso de margens de tensão e de potência reativa como critério para avaliação da estabilidade de tensão. Tais margens são disponibilizadas em tempo real devido à aplicação de equivalentes de redes elétricas e à proposta de cálculo de pontos específicos que definem a distância do ponto operativo até o ponto crítico para estabilidade de tensão. A análise conjunta é aplicada nas curvas PV e VQ e visa a substituir as metodologias tradicionais baseadas nas margens de potências ativa e reativa.

O Capítulo 8 descreve as conclusões e as propostas de continuidade identificadas por esta pesquisa. O Apêndice A aborda a contextualização da pesquisa e aspectos de interesse sobre a modelagem das máquinas síncronas. As expressões deduzidas para os módulos da impedância e da fonte de tensão dos equivalentes de rede baseados em medições locais no barramento estão no Apêndice B. Em seguida, no Apêndice C, são apresentadas as expressões das derivadas que implementam o problema de otimização para cálculo dos parâmetros internos dos geradores. Por fim, o Apêndice D mostra os diagramas e os dados dos sistemas de teste utilizados nas simulações e análises.

---

## CAPÍTULO 2

### **ANÁLISE ESTÁTICA DE ESTABILIDADE DE TENSÃO: FERRAMENTAS APLICÁVEIS, MARGENS E EQUIVALENTES DE REDES**

#### **2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Cada seção a seguir constitui uma preparação para as investigações conduzidas na pesquisa. O objetivo é abordar questões mais específicas sobre o desenvolvimento do trabalho nas linhas já introduzidas: equivalentes de redes e o seu uso para avaliação da estabilidade de tensão por meio das margens indicadas pelas curvas PV e VQ.

O primeiro assunto tratado consiste na caracterização da análise estática por meio de técnicas tradicionalmente adotadas para avaliação da estabilidade de tensão. Devido ao fato da adoção de margens de potência ser uma prática comum da análise estática, é incluída seção dedicada exclusivamente à investigação desse tema, reunindo os principais critérios encontrados na literatura. Em sequência, os fundamentos do uso dos equivalentes de redes são abordados, destacando as diferenças nas aplicações nos ambientes de estudo e de tempo real. Técnicas de construção da curva VQ em tempo real são tratadas. Por fim, é apresentada uma caracterização dos ambientes em que as metodologias para estimação dos equivalentes de rede são utilizadas, identificando aquele adotado na pesquisa.

#### **2.2 CARACTERIZAÇÃO DAS FERRAMENTAS DE ANÁLISE ESTÁTICA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO**

A análise estática utiliza formulações baseadas nas equações de fluxo de potência, podendo estimar margens de estabilidade de tensão e fatores que influenciam na estabilidade e simular uma variedade de condições e cenários operativos. Em concordância com tais técnicas, esta pesquisa realiza simulações visando ao estudo da estabilidade de tensão em pequenas perturbações por meio de análises de longa duração, adotando a análise estática.

Entre as ferramentas comumente empregadas na análise estática encontram-se: (a) as decomposições da matriz jacobiana do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson em

---

autovalores e em valores singulares; (b) o uso da matriz jacobiana reduzida; (c) o método da continuação; (d) o cálculo da curva VQ; (e) o método direto por meio de otimização. A partir da aplicação dessas ferramentas é possível, por exemplo, determinar o barramento mais sensível para estabilidade de tensão em um sistema elétrico, identificar o ponto de instabilidade de tensão ou estimar margens de potência. Uma revisão das técnicas citadas é apresentada de forma sucinta a seguir.

#### **A. Decomposições da matriz jacobiana do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson em autovalores e em valores singulares**

Tanto a decomposição em autovalores como em valores singulares da matriz jacobiana do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson ( $J$ ) fornece três matrizes: uma referente aos autovetores ou vetores singulares à direita ( $S$ ), uma aos autovalores ou valores singulares ( $\Sigma$ ) e outra aos autovetores ou vetores singulares à esquerda ( $W$ ). As metodologias para cálculo de cada decomposição e suas propriedades são encontradas em livros de teoria de sistemas lineares, como (CHEN, 1999). A decomposição na forma  $J = W\Sigma S^T$  determina pelo menos um autovetor ou valor singular nulo na matriz de autovalores ou vetores singulares no ponto de máximo carregamento do sistema. Se o determinante de  $\Sigma$  é nulo, então  $J$  não é invertível. Desse modo, à medida que o mínimo autovalor (MAV) ou o mínimo valor singular (MVS) se aproxima da origem, mais próximo o sistema está do máximo carregamento.

Considerando a validade das análises em ambas as decomposições, este texto adota apenas a decomposição em valores singulares. Essa decomposição permite identificar as variáveis de estado ou de controle que mais influenciam no estudo da estabilidade de tensão. O vetor singular à direita relativo ao MVS está associado à sensibilidade das variáveis de estado em relação à carga, podendo ser utilizado para indicar as barras mais críticas à estabilidade de tensão. Os maiores componentes desse vetor em relação às variações de tensão indicam quais barras sofrem a queda mais brusca na tensão. O vetor singular à esquerda relativo ao MVS corresponde à sensibilidade do sistema à injeção de potência nas diferentes barras e, dessa forma, serve de embasamento, por exemplo, para ações de controle. Os maiores componentes desse vetor indicam as grandezas mais sensíveis para o estabelecimento da instabilidade de tensão, ou as mais efetivas para afastar o sistema dessa condição crítica.

---

## B. Cálculo da matriz jacobiana reduzida

O cálculo da matriz jacobiana reduzida de um barramento monitorado é realizado considerando nulas as variações de potência ativa e reativa nas demais barras. Por essa consideração, a matriz jacobiana original pode ser reordenada e manipulada de forma a reduzir sua dimensão, obtendo a jacobiana reduzida. O MAV e o MVS da matriz jacobiana reduzida são mais sensíveis à variação de carga do que aqueles da matriz jacobiana completa. Considerando que a matriz jacobiana reduzida expressa o mal condicionamento de modo mais sensível à medida que o sistema é carregado, ela se mostra interessante na identificação do risco de instabilidade de tensão.

## C. Método da continuação

O método da continuação é empregado em sistemas elétricos de potência para expressar, em um diagrama de bifurcação, a relação do carregamento do sistema e de outra variável, como módulo ou ângulo da tensão de um barramento. Quando o comportamento do módulo da tensão é monitorado ao longo do carregamento do sistema, esse diagrama é comumente chamado de curva PV. Essas curvas mostram o comportamento da tensão e o limite de potência que o sistema pode fornecer às cargas do tipo potência constante, sem que haja perda da estabilidade de tensão. Desse modo, fica estabelecida a associação do ponto de instabilidade de tensão com o ponto de máxima transferência de potência para cargas do tipo potência constante.

Como a matriz jacobiana do fluxo de potência tradicional apresenta mal condicionamento em sistemas muito carregados, a vantagem do método da continuação consiste no tratamento dos problemas de convergência do método de Newton-Raphson, próximo do ponto de instabilidade de tensão.

As etapas do método são a predição, correção e parametrização, como detalhado em (AJJARAPU, 2006). Na primeira etapa do método da continuação pode ser utilizada uma predição tangente ou secante para obtenção de uma estimativa inicial do ponto da curva PV. A etapa de correção consiste em utilizar o ponto estimado pela etapa de predição para determinar um ponto corrigido que seja solução do fluxo de potência e que pertença à curva PV. É nessa etapa que há uma modificação do método de Newton-Raphson tradicional para que não haja problemas de convergência da solução. Isso é feito acrescentando-se uma nova equação no problema de fluxo de potência, o que permite o traçado da curva PV. A etapa de parametrização consiste em encontrar um parâmetro de continuação no passo seguinte de cada ponto operativo. Isso é realizado escolhendo-se a variável normalizada com a maior alteração entre as iterações.

Por esse critério, o carregamento do sistema é o parâmetro de continuação no início do carregamento e pode ser substituído por um módulo ou ângulo de alguma tensão próximo do ponto de instabilidade de tensão.

A Figura 2.1 mostra os pontos obtidos em cada etapa de uma curva PV da barra 9 do Sistema de Teste WSCC 9 Barras, incrementando todas as cargas do sistema.

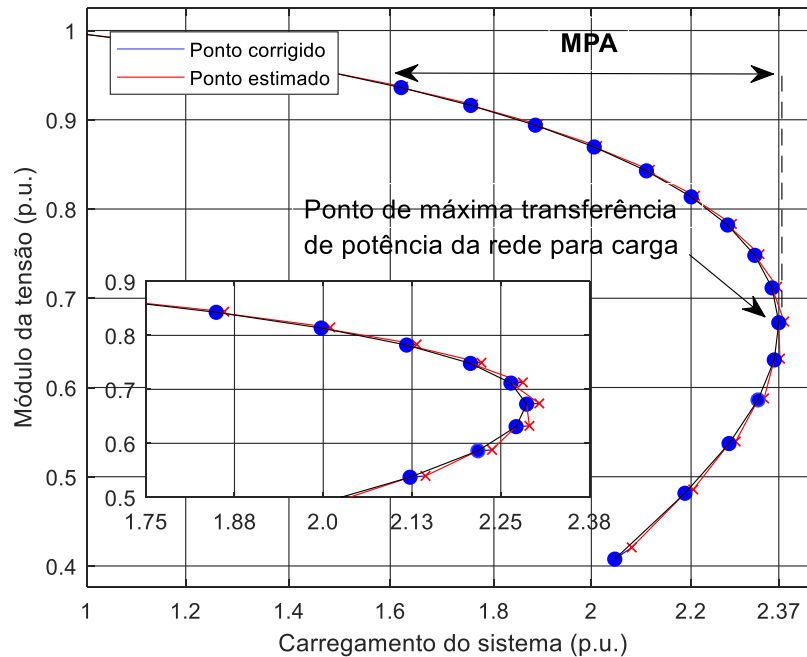


Figura 2.1 – Curva PV obtida pelo fluxo de potência continuado

O *zoom* próximo ao ponto de instabilidade de tensão na Figura 2.1 mostra os pontos estimados e os pontos corrigidos pelas etapas de predição e correção. Além da determinação do ponto de instabilidade de tensão, o método da continuação fornece o vetor tangente. A informação desse vetor se aproxima daquela do autovetor e do vetor singular à direita no ponto crítico, podendo indicar as barras mais propícias a sofrerem a instabilidade.

#### D. Cálculo da curva VQ

A metodologia tradicional para construção da curva VQ é uma técnica em que a potência reativa injetada no barramento de interesse é registrada após variações no módulo da sua tensão. Para isso, um gerador fictício é conectado ao barramento de modo a especificar o módulo da tensão e a identificar a respectiva potência reativa injetada para obtê-lo.

Para exemplificar tal metodologia, a Figura 2.2 mostra parte do Sistema de Teste WSCC 9 Barras, para o qual se deseja determinar a curva VQ do barramento 9.



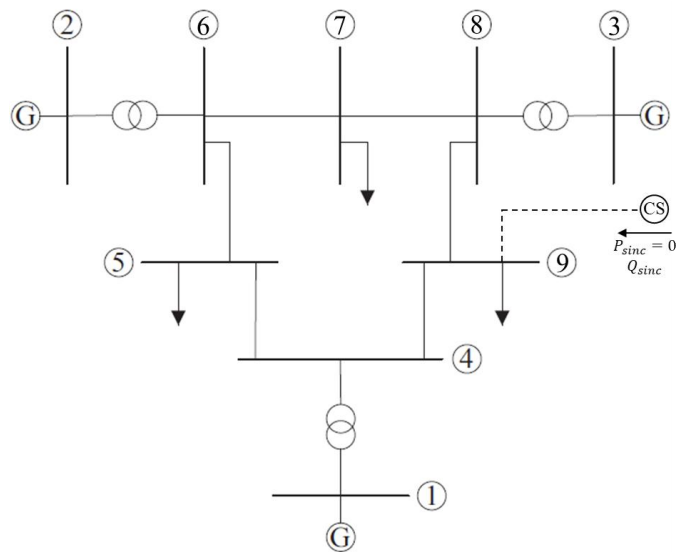


Figura 2.2 – Gerador síncrono fictício inserido no barramento 9 do sistema elétrico

Na barra 9 do diagrama da Figura 2.2, a potência ativa injetada é nula e o módulo da tensão no barramento em cada iteração é fixado. As sucessivas simulações de fluxo de potência para cada módulo de tensão possibilitam registrar as potências reativas injetadas pelo gerador fictício. O valor do módulo da tensão especificada e a potência reativa injetada de cada solução compõem as abscissas e as ordenadas da curva VQ, respectivamente.

A Figura 2.3 mostra a curva VQ obtida para a barra 9 do Sistema de Teste WSCC 9 Barras para carregamentos em relação ao caso base ( $\lambda$ ) de 50%, 100%, 150% e 200%.

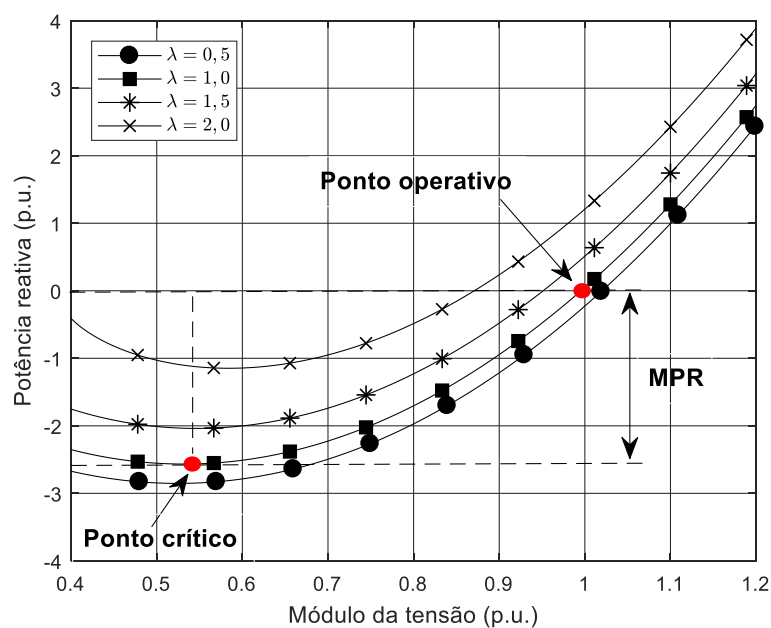


Figura 2.3 – Curvas VQ e indicação de pontos de destaque

Na Figura 2.3, cada nível de carregamento do sistema em relação ao caso base determina uma curva VQ diferente. Para cada curva VQ é possível identificar um ponto operativo e um ponto crítico. O primeiro refere-se à condição de carregamento em que a curva VQ foi traçada. O segundo refere-se ao ponto que separa a região estável da região instável para estabilidade de tensão. Caso a injeção de potência reativa em um barramento cause um aumento do módulo da tensão, esse ponto é dito como estável. Caso essa injeção cause a redução do módulo da tensão, o ponto é instável. Na região estável, a sensibilidade  $dQ/dV$  é positiva, enquanto na região instável ela é negativa. Se  $dQ/dV > 0$ , um aumento na injeção de potência reativa é acompanhado da elevação no módulo da tensão. Por outro lado, situações onde  $dQ/dV < 0$  apresentam uma redução no módulo da tensão quando a potência reativa injetada é aumentada.

### **E. Método direto por meio de otimização**

A avaliação da estabilidade de tensão por meio de otimização consiste em reescrever o chamado método direto como um problema de otimização restrito. A técnica do método direto busca o ponto de instabilidade de tensão diretamente, sem o uso de uma série de soluções do fluxo de potência continuado. Para isso, é necessário determinar a solução de um conjunto de equações relativas ao fluxo de potência e à função de teste do ponto de instabilidade de tensão, como a singularidade da matriz jacobiana.

Ao reescrever esse método como um problema de otimização, a função objetivo corresponde à maximização do carregamento do sistema e as restrições de igualdade são as equações de fluxo de potência. Os métodos implementados em (ROSEHART, 2000) e (MUÑOZ, 2008), para identificação do ponto de instabilidade de tensão, são chamados de formulação padrão e formulação com limites complementares. O intuito da última modelagem é a adequação do sistema quando os limites de reativos dos geradores são atingidos.

## **2.3 DEFINIÇÃO DE MARGENS NAS CURVAS PV E VQ**

A definição de margens de potência se mostra fundamental para garantir a segurança dos sistemas elétricos, devido ao fato destes operarem cada vez mais próximos de seus limites. As margens apresentadas nesta seção são o resultado da aplicação de duas técnicas de análise estática abordadas anteriormente, método da continuação e cálculo da curva VQ.

Em relação à margem de potência ativa na curva PV, é comum o uso dos termos Margem de Segurança de Tensão (MST) e Margem de Estabilidade de Tensão (MET). A primeira indica

a distância mínima entre o ponto operativo e o ponto crítico. De especial interesse para esta pesquisa está a definição estabelecida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) da MST em 4% para a operação em tempo real (ONS, 2021). A segunda, MET, é a distância do ponto operativo até o limite ditado pela MST. Já o termo Margem de Potência Ativa (MPA) é usado para se referir à distância entre o ponto operativo e o ponto crítico. A Figura 2.4 mostra a marcação das regiões da curva PV onde são identificadas a MST, a MET e a MPA.

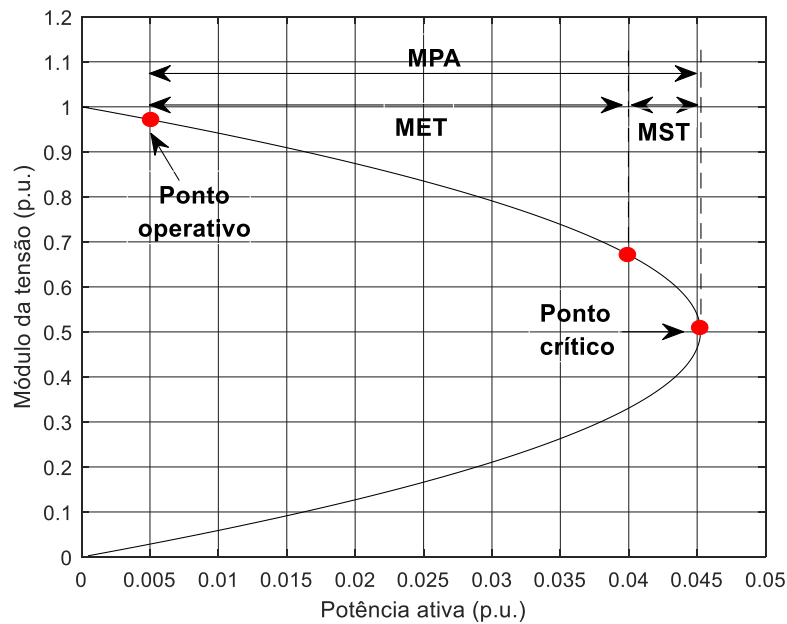


Figura 2.4 – Definição das margens de potência ativa na curva PV

De forma semelhante à construção da curva PV, podem ser obtidas as curvas QV e SV, as quais indicam a capacidade de fornecimento de potências reativa e aparente do sistema para a carga, respectivamente. As curvas QV e SV trazem as mesmas informações que a curva PV, sendo seus pontos de máximo obtidos de forma direta por meio do fator de potência da carga.

A Figura 2.5 mostra uma curva PV onde três retas localizam cargas menor, igual e maior do que a capacidade de transferência de potência do sistema para carga. Em relação ao carregamento do sistema, eixo x, os valores das três cargas estão em 1,50, 2,37 e 2,50 p.u. Na Figura 2.5, o ponto operativo em  $(P_1, V_1)$  possui valores de MET e MPA distantes do ponto crítico para estabilidade de tensão e do ponto limite ditado pela MST. O ponto  $(P_2, V_2)$  possui MET negativa, haja vista que a potência limite da MST foi superada. Por fim, a reta indicada pela carga três não possui ponto operativo em que o sistema consiga atender à carga, não fazendo sentido avaliar uma margem.

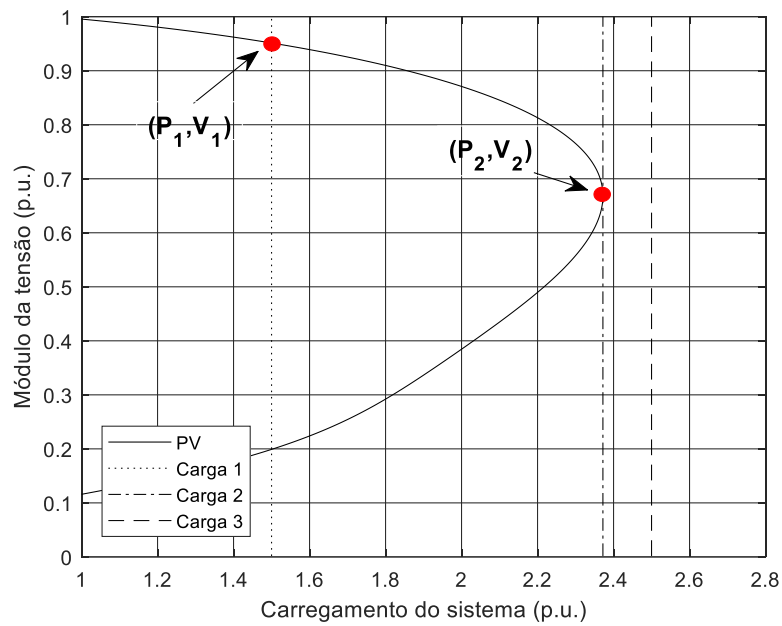


Figura 2.5 – Curva PV e indicação de pontos operativos para três níveis de carregamento

Na Figura 2.6, cada curva VQ foi construída com base nos três níveis de carregamento da curva PV na Figura 2.5. Desse modo, a curva VQ1 corresponde ao nível de carregamento da Carga 1, VQ2 da Carga 2 e VQ3 da Carga 3. As indicações na Figura 2.6, Margem de Potência Reativa (MPR) e déficit de potência reativa, são tratadas a seguir.

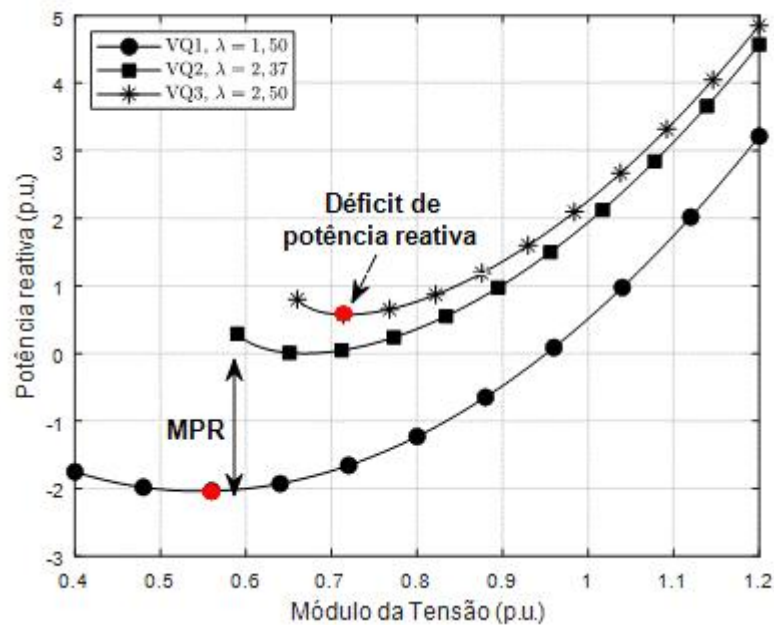


Figura 2.6 – Curvas VQ vista de um barramento em três níveis de carregamento

---

Por meio da curva VQ é possível identificar uma margem ou um déficit de potência reativa no barramento. Caso o mínimo da curva VQ possua valores negativos de potência reativa, então o compensador síncrono fictício tem condições de absorver reativos. O valor correspondente ao ponto de absorção máxima de reativos pelo compensador é a MPR disponível no barramento. Por outro lado, caso o mínimo da curva VQ possua valores positivos de potência reativa, então o compensador está fornecendo reativos ao barramento. Nessa condição há um déficit de potência reativa no barramento, que é suprido pelo compensador síncrono.

## **2.4 AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO POR MEIO DE MARGENS DE POTÊNCIA**

Um estudo aprofundado sobre o tema margens de estabilidade de tensão enfatiza a sua abrangência e complexidade. Muitas vezes, os conceitos se misturam e levam a análises inconsistentes. No contexto da curva PV, as margens MST, MET e MPA são conceitualmente diferentes. Enquanto a MST refere-se a um limite de segurança a ser respeitado, a MET e a MPA procuram quantificar a distância do ponto operativo do sistema ao ponto limite da MST ou ao ponto de máximo carregamento, respectivamente. O valor da MST é normalmente definido, fixado, por uma porcentagem com relação à potência do ponto de máximo carregamento, e a MET e a MPA variam de acordo com a condição operativa. Na curva VQ, a MPR é definida para cada nível de carregamento.

Outro aspecto que traz grande complexidade a essa discussão refere-se às diferenças entre tais margens, quando aplicadas nas atividades de estudo (longo, médio ou curto prazo) ou de tempo real. Sob essa perspectiva, ressalta-se a importância de se considerarem as incertezas envolvidas em cada atividade. Tais incertezas impactam a identificação do próprio ponto de máximo carregamento e, conseqüentemente, das margens.

Dentre as incertezas a serem consideradas nas atividades de estudo encontram-se: entrada em operação de obras planejadas, erro de previsão de demanda, ocorrência de contingências, variação do fator de potência da carga e a variação do despacho da geração (CORTEZ, 2001). Para a operação em tempo real, verifica-se que as incertezas associadas às medições das grandezas elétricas constituem o principal fator na composição de margens a serem adotadas (SILVA, 2015). Desse levantamento surgem duas observações: (i) uma

incerteza associada a uma atividade pode ser irrelevante em outra atividade, tornando seu cômputo não significativo no cálculo da MST; (ii) o valor da MST adotado na atividade de tempo real se apresenta menor do que o adotado na atividade de estudo, devido ao menor grau de incertezas envolvidas.

A discussão acima ressalta a necessidade de definição de valores mínimos das margens de segurança, como o da MST, e a definição de critérios voltados para a decisão sobre a condição de estabilidade de tensão do sistema, com base nas margens MET, MPA e MPR.

No contexto desta pesquisa, já considerando conhecido o valor da margem mínima, o foco está na metodologia para avaliação da estabilidade de tensão por meio das curvas PV e VQ. Esta seção apresenta uma revisão dos trabalhos encontrados na literatura envolvendo a análise conjunta dessas curvas.

Uma das primeiras recomendações para monitoramento das margens de potências ativa e reativa para avaliação da estabilidade de tensão está descrita no artigo (ABED, 1999). Nesse documento é feita a indicação de quatro categorias, denominadas A, B, C e D. Tais categorias estão relacionadas aos critérios de segurança relativos a contingências<sup>2</sup>, sendo a categoria A para o critério N-1, B para perda de um barramento, C para N-2 e D para N-3. Em cada nível são especificados os distúrbios e as margens a serem respeitadas. A margem de potência ativa para a condição operativa N-0, caso base, deve ser pelo menos superior à da categoria A. No caso base, não há menção da margem mínima de potência reativa. O critério para avaliação da estabilidade de tensão pelas curvas PV e VQ é mostrado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Margens para avaliação da estabilidade de tensão segundo WSCC (ABED, 1999)

<b>Categoria</b>	<b>Margem de potência ativa</b>	<b>Margem de potência reativa</b>
A	$\geq 5\%$	Existir margem no cenário de pior contingência com carregamento do caso base incrementado em 5%
B	$\geq 2,5\%$	50% da margem requerida na categoria A
C	$\geq 2,5\%$	50% da margem requerida na categoria A
D	$> 0\%$	$> 0\%$

<sup>2</sup> Os critérios de segurança relativos a contingências estão associados à perda de componentes do sistema elétrico. Os termos “critério N-1, N-2 e N-3” se referem, respectivamente, à perda de um, de dois e de três componentes. As contingências mais comuns são as saídas de linhas de transmissão, de transformadores, de componentes *shunts* ou de cargas e o desligamento de geradores.

---

Ambas as margens da Tabela 2.1 necessitam da identificação da pior contingência para o sistema elétrico. Para a margem de potência ativa na categoria A, uma distância de segurança de 5% do ponto de máximo carregamento da curva PV em N-1 é adotada. De maneira similar, as outras categorias adotam as margens indicadas na Tabela 2.1 a partir do ponto de máximo carregamento de cada categoria. Os valores específicos em cada categoria como 5%, 2,5% e 0% são escolhidos de maneira a considerar as incertezas da previsão de carga. A margem de potência reativa na categoria A é definida na curva VQ após realizar um incremento de carga em relação ao caso base em 5%, ainda para a pior contingência. Nas categorias B, C e D, a MPR corresponde à multiplicação dos valores da Tabela 2.1 pela MPR determinada na categoria A. Segundo (ABED, 1999), a recomendação para monitorar a MPR em tempo real consiste em utilizar *softwares online* e, em caso de falta desses *softwares*, realizar estudos *offline* e determinar nomogramas com as principais informações relativas à estabilidade de tensão.

O trabalho (HUANG, 2007) apresenta uma metodologia para avaliar a estabilidade de tensão com base na sensibilidade da variação da potência reativa e da tensão na curva VQ. Essa metodologia consiste em estimar qual seria o valor obtido em  $dQ/dV$  da curva VQ em relação à margem de potência ativa da curva PV. O método baseado em medições constrói o segmento da curva VQ no ponto operativo e avalia a inclinação da reta nesse ponto, obtida do cálculo de  $dQ/dV$ . Não é apresentado o valor específico para o indicador de sensibilidade  $dQ/dV$  para avaliar a margem de estabilidade de tensão, deixando essa sensibilidade condicionada à correspondência com os 5% que seriam obtidos da curva PV. Em (HUANG, 2007) são conduzidas simulações em um sistema de grande porte pertencente a uma empresa canadense, indicando a possibilidade de uso em sistemas reais.

O trabalho (FERREIRA, 2013) apresenta uma metodologia de avaliação da estabilidade de tensão baseada na solução de fluxo de potência. Segundo os autores dessa metodologia, a redução do esforço computacional na construção das curvas PV e VQ é conseguida por meio de duas estratégias: traçar somente a parte superior da curva PV até o ponto de instabilidade de tensão e utilizar a adaptação do método CRIC<sup>3</sup> no fluxo de potência continuado, conforme proposto pelo mesmo grupo de pesquisadores em (MOHN, 2006). Sendo o vetor tangente disponibilizado como um resultado do fluxo de potência continuado, esse vetor auxilia na identificação dos barramentos considerados mais críticos do ponto de vista da instabilidade de

---

<sup>3</sup> O método CRIC (*Constraint Reactive Implicit Coupling*) realiza modificações na matriz jacobiana para acelerar o cômputo de solução do fluxo de potência.

---

tensão. A partir da análise do vetor tangente, as curvas VQ são calculadas apenas para o conjunto de barramentos indicados como críticos para o sistema.

Com o objetivo de possibilitar a monitoração da estabilidade de tensão em tempo real, os seguintes passos são propostos na metodologia de (FERREIRA, 2013):

- i. Definir conjunto de cenários operativos de interesse;
- ii. Traçar curva PV e utilizar a técnica do vetor tangente na identificação dos barramentos mais críticos;
- iii. Determinar o carregamento máximo;
- iv. Traçar curva VQ para barramentos mais críticos e determinar a tensão mínima aceitável. Essa tensão mínima é definida graficamente como aquela que separa a região estável da instável na curva VQ;
- v. Construir nomogramas contendo o carregamento máximo do sistema e a tensão mínima aceitável com os passos anteriores;
- vi. Verificar se os limites (carregamento e tensão mínima) são violados ou não.

Os passos (i)-(iv) se referem à monitoração *offline*, enquanto os passos (v)-(vi) à *online*. Os nomogramas produzidos na etapa (v), apesar de elaborados em condições operativas diferentes daquelas em tempo real, dão suporte à operação.

O documento divulgado pela empresa *North American Electric Reliability Corporation* aborda orientações de estudos a serem realizados com as curvas PV e VQ (NERC, 2016). Os fatores de segurança e procedimentos adotados são baseados no julgamento dos engenheiros, na experiência dos operadores e na realização intensa de testes. Esse relatório define o valor da margem de potência reativa adequada à capacidade máxima dos equipamentos de injeção controlada de reativos próximos ao barramento. Um exemplo fornecido supõe um barramento de 500 kV com 320 Mvar de margem de potência reativa, que já possua um banco de capacitor *shunt* de 300 Mvar conectado. Nesse caso, a margem de potência reativa é considerada adequada, visto que o barramento ainda teria margem até o ponto de instabilidade de tensão mesmo em caso de falha do banco de capacitor *shunt*. Situações em que a tensão correspondente à potência reativa mínima da curva VQ ocorre em valores muito baixos podem ser redefinidas para um valor maior de tensão. Desse modo, supondo que a tensão no ponto de mínimo da curva VQ seja 0,7 p.u., a margem de potência reativa pode ser definida em relação à potência reativa injetada quando a tensão está em 0,85 p.u. As recomendações descritas por essa empresa estão de acordo com o que foi publicado inicialmente no livro (TAYLOR, 1994).



---

Segundo (ONS, 2021), são definidas MST em MVA para estudos de planejamento da operação e para operação em tempo real. Na primeira atividade, as margens são de 7% e 4% para rede completa e rede incompleta, respectivamente. A rede incompleta é aquela em que existe pelo menos um elemento fundamental para o desempenho do sistema elétrico fora de operação. Já a segunda atividade, operação em tempo real, estabelece uma margem de 4% em relação ao ponto dito como crítico para estabilidade de tensão.

Das metodologias apresentadas nesta seção, somente (HUANG, 2007) mostra um procedimento para avaliação da estabilidade de tensão baseado em medições. As metodologias restantes permitem a avaliação em tempo real, desde que sejam realizados estudos prévios, por meio de instruções operativas ou de nomogramas.

Para atender aos objetivos desta pesquisa, as seções seguintes apresentam como pontos específicos das curvas PV e VQ são obtidos por meio de equivalentes, para, no Capítulo 7, ser proposto um procedimento para avaliação da estabilidade de tensão utilizando essa abordagem.

## **2.5 APLICAÇÃO DE EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA NA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO**

A representação de circuitos elétricos por meio de equivalentes de redes, conforme já introduzido, é um procedimento tradicionalmente adotado na análise de sistemas de potência. Há vários tipos de equivalentes de redes, os quais podem ser caracterizados por meio de diferentes critérios, tais como a sua aplicação, a sua formulação e os dados utilizados na sua construção.

Os equivalentes aplicados na operação em tempo real, em especial aqueles utilizados no monitoramento do comportamento dinâmico do sistema, requerem rápida construção e contínua atualização para acompanhar tal dinamismo. O fator tempo, nesse caso, é crucial para que a aplicação seja efetiva. Em geral, os equivalentes utilizam dados provenientes de medições, como fasores de tensão e de corrente nos barramentos.

Outro aspecto de interesse é o impacto do passo de carga, visto que essa característica pode ser a origem de indeterminações nos parâmetros estimados devido às formulações de cada equivalente. Além disso, são observadas, na literatura, metodologias que se propõem à aplicação em tempo real, porém utilizam formulações típicas do ambiente de estudo, como aquelas baseadas em fluxo de potência.

Outro grupo de equivalentes de redes a ser destacado se constitui daqueles utilizados em análises efetuadas em etapas de estudos, por exemplo, no planejamento da expansão e da operação de sistemas elétricos. Em geral, a construção desse tipo de equivalente requer o conhecimento dos dados do sistema completo, ou seja, dados da topologia atual, dos parâmetros dos componentes e do vetor de estado do sistema elétrico. Embora os equivalentes dessa categoria geralmente apresentem custo de implementação superior aos da categoria anterior, o tempo de construção do equivalente não constitui fator determinante. Observa-se que muitos deles são utilizados para validar as metodologias baseadas em medições locais no barramento.

Percebe-se que os equivalentes adotados nas etapas de estudos e os de tempo real se diferem substancialmente, possuindo modelagens distintas. Uma das principais diferenças entre eles se refere às características dos dados utilizados para representar o sistema. As medições adotadas nos equivalentes de tempo real requerem modelagem que inclua filtragem do erro do tipo ruído<sup>4</sup>, ou seja, das incertezas inerentes aos processos de medição. Já os dados utilizados nos equivalentes no ambiente de estudos não requerem tal modelagem, pois se referem a condições de simulação.

Diversos pesquisadores têm se dedicado à elaboração de técnicas para representar um sistema elétrico de potência visto de um barramento como um equivalente de duas barras. A Figura 2.7 mostra a rede elétrica substituída pelos parâmetros chamados de equivalentes, sendo  $\dot{E}_{EQ}$  e  $\bar{Z}_{EQ}$  a fonte de tensão e a impedância do equivalente e,  $\dot{V}_k$ ,  $\dot{I}_k$ ,  $\bar{Z}_k$  e  $\bar{S}_k$  a tensão, a corrente, a impedância e a potência aparente da barra de carga  $k$ . O objetivo é que as grandezas  $\dot{E}_{EQ}$  e  $\bar{Z}_{EQ}$  da Figura 2.7 (b) representem o sistema elétrico em (a) para cada ponto operativo, independentemente de sua dimensão.

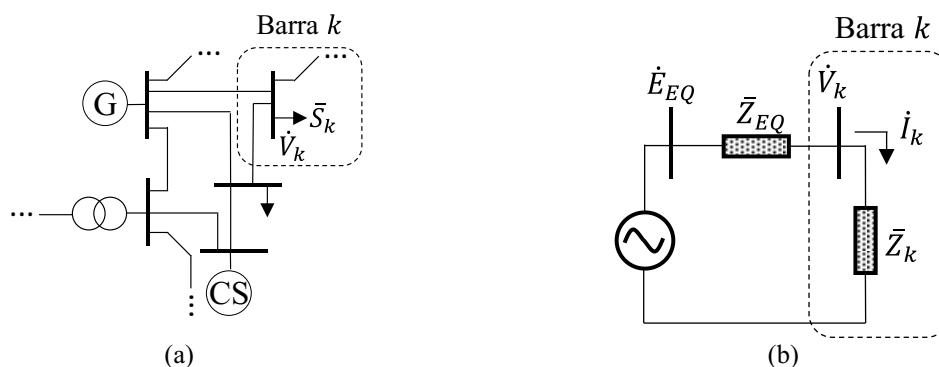


Figura 2.7 – Representação da rede elétrica vista de um barramento  $k$  por um equivalente de rede, sendo: (a) porção da rede completa e (b) equivalente de rede

<sup>4</sup> Erro do tipo ruído está associado às incertezas inerentes aos dados provenientes da medição; modelado como variável aleatória, normalmente distribuída, com valor esperado zero e desvio padrão conhecido.

A premissa para uso de equivalente de rede na avaliação da estabilidade de tensão é que seus parâmetros permaneçam constantes. No entanto, quanto mais significativo for o efeito da variação das tensões e impedâncias vistas do barramento monitorado, mais tal premissa é desrespeitada. Sendo assim, a identificação do ponto crítico por meio de equivalentes está sujeita à intensidade das variações no restante do sistema elétrico. Como no ambiente de tempo real a amostragem é realizada em intervalos curtos, as variações no restante do sistema elétrico são menos significativas.

### 2.5.1 TÉCNICA DE CONSTRUÇÃO DE CURVA PV EM TEMPO REAL

Merece destaque investigar o elo entre a avaliação da estabilidade de tensão considerando a rede completa e aquela baseada no uso de equivalente de rede, no que concerne à identificação do ponto de máxima transferência de potência. Na curva PV, esse ponto é caracterizado por uma potência ativa máxima transferível da rede para a carga ( $P_{max}$ ) e por uma tensão crítica ( $V_{crit}$ ). O cálculo de  $dP_k/d|\bar{Z}_k| = 0$  mostra que a máxima potência transferível da rede para a carga ocorre quando  $|\bar{Z}_k| = |\bar{Z}_{EQ}|$ . Essa condição é referida como ponto de máximo porque  $d^2P_k/d|\bar{Z}_k|^2 < 0$ . A análise apresentada corresponde à aplicação do teorema da máxima transferência de potência no circuito da Figura 2.7 (b), pois determina a carga máxima do tipo potência constante que pode ser alimentada pela rede, na barra  $k$ , considerando constantes a fonte de tensão e a impedância do equivalente visto por essa barra.

Por meio do teorema da máxima transferência de potência aplicado ao circuito da Figura 2.7 (b), o par ( $P_{max}$ ,  $V_{crit}$ ) pode ser calculado pelas equações (2.1) e (2.2).

$$P_{max} = \frac{|\dot{E}_{EQ}|^2 \cos\theta_{Z_k}}{2|\bar{Z}_{EQ}| [1 + \cos(\theta_{Z_{EQ}} - \theta_{Z_k})]} \quad (2.1)$$

$$V_{crit} = \frac{|\dot{E}_{EQ}|}{\sqrt{2 [1 + \cos(\theta_{Z_{EQ}} - \theta_{Z_k})]}} \quad (2.2)$$

Cada ponto operativo do sistema determina um equivalente de rede, motivo pelo qual as equações (2.1) e (2.2) também determinam diferentes pares ( $P_{max}$ ,  $V_{crit}$ ) referentes aos pontos de máxima transferência de potência. Por meio de simulações, isso significa manter cada equivalente de rede fixo e incrementar somente a carga do barramento monitorado até o máximo

das diferentes curvas PV. Desse modo, tanto o cálculo direto de  $(P_{max}, V_{crit})$  por meio de equivalente de rede quanto via simulações baseadas em programas de fluxo de potência possuem o mesmo valor.

Além da monitoração contínua do ponto operativo do sistema pelo cálculo das grandezas do ponto crítico, diversas pesquisas desenvolveram indicadores do risco de perda de estabilidade de tensão. A dissertação de mestrado (SOUSA, 2018) realiza uma análise comparativa de 25 índices aplicados ao circuito da Figura 2.7 (b). Em todas as abordagens é necessário destacar a importância do desenvolvimento de metodologias para cálculo de equivalentes consistentes, haja vista que estes são a base para a avaliação da estabilidade de tensão.

O comportamento das grandezas da barra de carga  $k$ , durante o carregamento do sistema elétrico, está ilustrado na Figura 2.8, onde  $\dot{E}_{EQ} = 1 \angle 0^\circ p.u.$ ,  $\bar{Z}_{EQ} = 0,5 + j2 p.u.$  e  $\bar{Z}_k$  é variada de  $20 + j50 p.u.$  para 0,001 vezes seu valor inicial, mantendo-se o fator de potência constante. As curvas estão normalizadas, para tornar as grandezas de tensão, corrente e potência entregue à carga comparáveis. A corrente de curto-circuito é definida como  $|\dot{I}_{cc}| = |\dot{E}_{EQ}/\bar{Z}_{EQ}|$ .

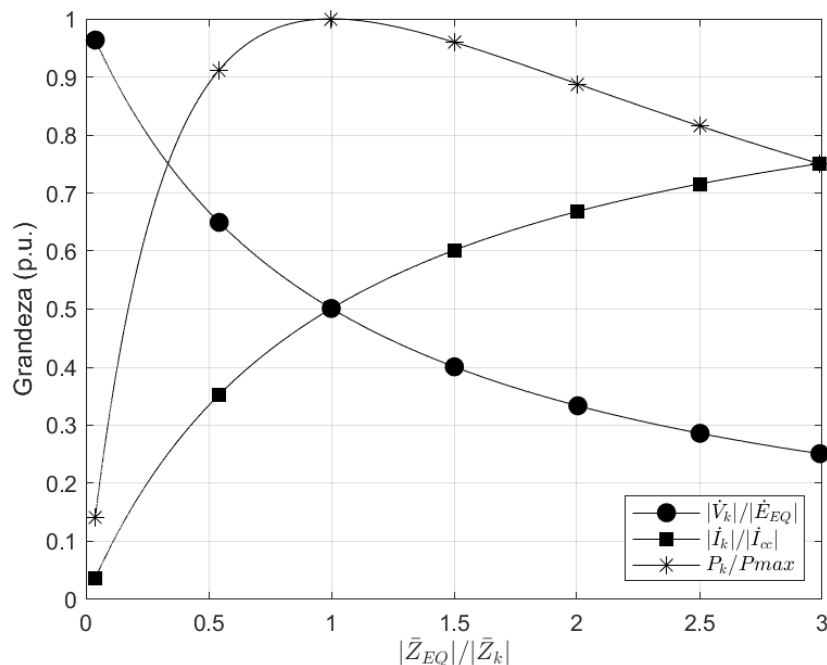


Figura 2.8 – Comportamento das grandezas elétricas da barra de carga pela razão de impedâncias

Três regiões distintas podem ser observadas na Figura 2.8. Até o ponto crítico, onde  $|\bar{Z}_k| > |\bar{Z}_{EQ}|$ , o efeito do aumento da corrente demandada é superior à redução do módulo da

tensão no cálculo de  $P_k$ . Por esse motivo, há o aumento da potência transferida à carga. Na condição  $|\bar{Z}_k| = |\bar{Z}_{EQ}|$ , onde se encontra o ponto de máxima transferência de potência, obtêm-se os valores das grandezas dadas por (2.1) e (2.2). Em seguida, quando  $|\bar{Z}_k| < |\bar{Z}_{EQ}|$ , o impacto do aumento da corrente demandada se torna inferior ao da redução do módulo da tensão no cálculo de  $P_k$ . Ao contrário da primeira região, a potência transferida à carga se reduz. Desse modo, as três regiões citadas referenciam os pontos operativos da curva PV, evidenciando a aplicação do teorema da máxima transferência de potência em redes equivalentes.

### 2.5.2 TÉCNICAS DE CONSTRUÇÃO DE CURVA VQ EM TEMPO REAL

Nesta seção são apresentadas duas metodologias para construção de curva VQ em tempo real. A primeira realiza a construção de trecho da curva VQ próximo do ponto operativo. A segunda calcula todos os pontos da curva VQ e fornece as expressões para o cálculo do ponto de mínimo diretamente. Destaca-se que existem outras abordagens baseadas em fluxo de potência e que não são exploradas neste trabalho, devido à discussão já introduzida sobre a característica do ambiente de tempo real.

Em (HUANG, 2007) é apresentado um método em que a introdução de pequenas variações na potência reativa injetada no sistema é utilizada para gerar um segmento da curva VQ nas proximidades do ponto operativo. Essas variações na potência reativa podem ser originadas a partir do ajuste dos geradores, da impedância de bancos *shunt* ou de compensadores síncronos. A filosofia da metodologia consiste em considerar um elemento responsável por variar a potência reativa injetada e um gerador síncrono fictício ligado à barra de carga. Em seguida, assumindo que o restante do sistema elétrico mantenha as injeções de potência reativa constantes, a potência reativa injetada pelo compensador síncrono fictício é a diferença entre as potências injetadas pelo elemento nos estados atual e original. Ao se isolar o valor da potência reativa gerada pelo compensador síncrono, o segmento da curva VQ para esse ponto operativo é determinado.

A metodologia proposta em (NUNES, 2019) calcula curvas VQ em tempo real com base no uso de equivalentes de rede visto de barramentos do sistema elétrico. O foco do trabalho é a proposta para cálculo de curva VQ e não na técnica adotada para obtenção das grandezas do equivalente de Thévenin e do barramento de interesse. A partir do circuito da Figura 2.9, essa abordagem determina analiticamente a equação para cálculo da potência reativa injetada pelo

gerador fictício representada por  $Q_{sinc}$ . A identificação das grandezas na Figura 2.9 é igual à apresentada na seção anterior.

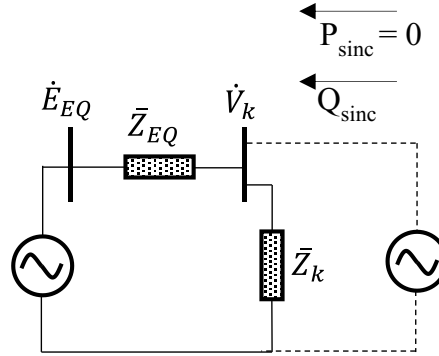


Figura 2.9 – Diagrama do circuito equivalente adequado para cálculo da curva VQ

Considerando o subscrito “1” para o barramento relativo à fonte de tensão equivalente e “2” para o de interesse,  $Q_{sinc}$  é obtida com os passos:

- i. Determinar as potências ativa e reativa que fluem do barramento de interesse para a fonte de tensão equivalente, por meio de equações de fluxo de potência;
- ii. Determinar a diferença angular entre os fasores de tensão do circuito,  $\theta_{21}$ , por meio da igualdade  $0 = P_{21} + P_k$ ;
- iii. Calcular a potência reativa injetada pelo gerador fictício  $Q_{sinc} = Q_{21} + Q_k$ , sendo  $\theta_{21}$  encontrado em (ii).

A potência reativa injetada pelo gerador fictício da Figura 2.9 é dada pela equação (2.3), chamada de função geral para cálculo da curva VQ (NUNES, 2019). Para evitar o cálculo de números complexos em  $Q_{sinc}$  em (2.3), o intervalo no qual  $|\dot{V}_k|$  pode ser variado deve ser obtido do estudo do domínio dessa função irracional.

$$Q_{sinc} = \frac{|\dot{V}_k|^2 \operatorname{sen} \theta_{ZEQ} - \sqrt{|\dot{V}_k|^2 (|\dot{E}_{EQ}|^2 - 2P_k |\bar{Z}_{EQ}| \cos \theta_{EQ}) - P_k^2 |\bar{Z}_{EQ}|^2 - |\dot{V}_k|^4 \cos^2 \theta_{ZEQ}}}{|\bar{Z}_{EQ}|} + Q_k \quad (2.3)$$

O ponto crítico indicado na Figura 2.3 é determinado de maneira direta pelo critério da primeira derivada da função na equação (2.3). O cálculo de  $dQ_{sinc}/d|\dot{V}_k| = 0$  fornece a tensão e a potência reativa injetada pelo gerador fictício no ponto crítico,  $V_{min}$  e  $Q_{min}$ , como mostram as equações (2.4) e (2.5), respectivamente.

$$V_{min} = \sqrt{\frac{|\dot{E}_{EQ}| \operatorname{sen} \theta_{ZEQ} \sqrt{|\dot{E}_{EQ}|^2 - 4P_k |\bar{Z}_{EQ}| \cos \theta_{ZEQ}} + 2P_k |\bar{Z}_{EQ}| \cos \theta_{ZEQ} - |\dot{E}_{EQ}|^2}{-2 \cos^2 \theta_{ZEQ}}} \quad (2.4)$$

$$Q_{min} = \frac{\operatorname{sen} \theta_{ZEQ} (|\dot{E}_{EQ}|^2 - 2P_k |\bar{Z}_{EQ}| \cos \theta_{ZEQ}) - |\dot{E}_{EQ}| \sqrt{|\dot{E}_{EQ}|^2 - 4P_k |\bar{Z}_{EQ}| \cos \theta_{ZEQ}}}{2 |\bar{Z}_{EQ}| \cos^2 \theta_{ZEQ}} + Q_k \quad (2.5)$$

## 2.6 CARACTERIZAÇÃO DO AMBIENTE DE TEMPO REAL SIMULADO

Até esta seção, foram associadas as atividades de planejamento da expansão e da operação ao ambiente de estudo, e a atividade de operação em tempo real ao ambiente de tempo real. Este trabalho propõe a utilização de um ambiente intermediário, apropriado à criação de cenários de estudo que possibilitem análises mais amplas e diversificadas. A partir da caracterização dos dois ambientes citados, a seguir é apresentado o ambiente criado, bem como a motivação para utilizá-lo.

O ambiente de estudo é aquele em que informações da topologia, dos componentes, da carga e do passo de carga são conhecidas. Pela disponibilidade desses dados, o ambiente de estudos é normalmente gerado por meio de programas de fluxo de potência. Diversos cenários podem ser construídos para a análise da estabilidade de tensão nesse ambiente. Em geral, os cenários são criados por incremento sucessivo da potência aparente das cargas, mantendo constante os seus fatores de potência. Esse incremento pode ser especificado para ocorrer em todas as cargas do sistema, em cargas de determinadas áreas, somente na barra monitorada etc.

No ambiente de tempo real, a taxa de atualização e o processamento dos dados devem ser significativamente mais rápidos do que no ambiente de estudo. Essa característica possibilita o rastreamento da dinâmica do sistema, sem que seja necessário esperar ciclos longos para coleta de dados. Ainda nas características intrínsecas ao ambiente, destaca-se que os dados de medições são sempre contaminados pelo erro do tipo ruído. Devido à presença desse tipo de erro nas medições, é importante afirmar que abordagens preparadas para o ambiente de estudo não se mostram apropriadas para serem usadas indistintamente no ambiente de tempo real. As características dos dois ambientes são significativamente diferentes.

Há ainda outros desafios a serem acrescentados na caracterização do ambiente de tempo real, tal como a própria definição de carga. Em muitos barramentos do sistema elétrico a serem monitorados, principalmente naqueles conhecidos como de transferência, não é direta a

---

identificação de qual seria a carga a ele associada, tampouco a especificação de sua potência aparente consumida. Trabalhos como (RIBEIRO, 2011), (LEAL, 2013) e (ANDRADE, 2014) propõem metodologias para estimação de parâmetros de equivalentes onde questões relacionadas à indefinição da carga e à presença de erro do tipo ruído são consideradas e tratadas.

Visando possibilitar novos cenários, além daqueles de medição, detectou-se a necessidade de constituição de um ambiente controlado, como o de estudo, onde os desafios do ambiente de tempo real estivessem implementados.

Como as medições coletadas no ambiente de tempo real possuem erros inerentes ao próprio sistema de medição, o erro do tipo ruído, o trabalho (SILVA, 2015) inseriu seu efeito nos resultados de fluxo de potência. Para isso, os valores dos módulos e dos ângulos de tensão e de corrente calculados pelo fluxo de potência são as médias da distribuição normal, enquanto o valor do desvio padrão corresponde à entrada fornecida pelo usuário. A soma algébrica das soluções do fluxo de potência do ambiente de estudo com os valores aleatórios do erro do tipo ruído define um segundo ambiente. A partir dessa implementação, diversos trabalhos têm explorado o ambiente de tempo real simulado para gerar cenários operativos de interesse.

Esse ambiente intermediário é referido neste trabalho como ambiente de tempo real simulado. A motivação para sua criação e aprimoramento constante decorre da necessidade de uma multiplicidade de cenários que atinjam o ponto de instabilidade de tensão em um ambiente controlado, mantendo as características específicas do ambiente de tempo real.

A Figura 2.10 mostra um exemplo do comportamento do módulo da tensão em ambiente de estudo e em ambiente de tempo real simulado. As simulações apresentam o módulo da tensão da barra 9 do Sistema de Teste WSCC 9 Barras obtido incrementando-se todas as cargas. A modelagem implementada traz avanços significativos para as pesquisas. Uma das vantagens da utilização do ambiente de tempo real simulado é que as condições de simulação permitem testar os equivalentes de tempo real. Várias abordagens de equivalentes apresentadas na literatura, quando submetidas às condições do cenário de tempo real simulado, mostram-se inadequadas.



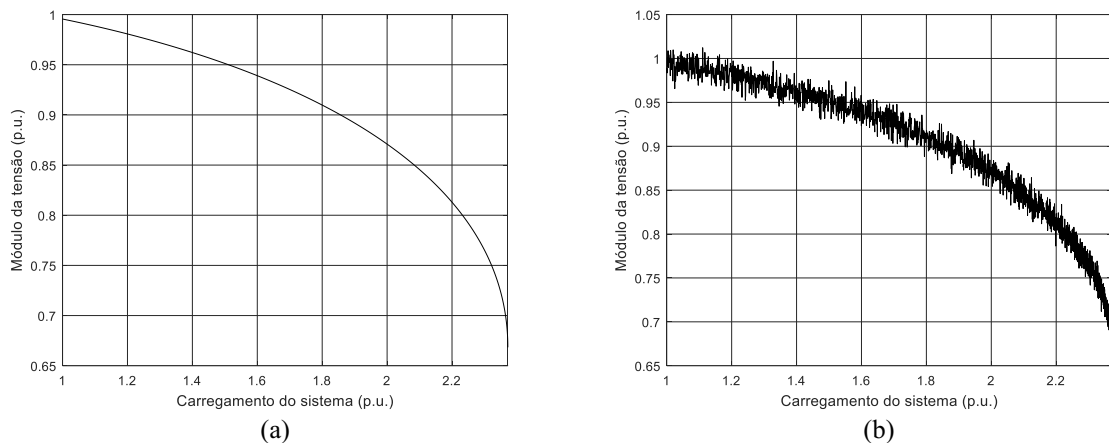


Figura 2.10 – Módulo da tensão nos ambientes: (a) de estudo e (b) de tempo real simulado

## 2.7 PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO – SIMULADOR DE CENÁRIOS OPERATIVOS

O desenvolvimento da plataforma de simulações no contexto desta pesquisa se deu pela necessidade de evolução de ferramenta inicial criada durante o mestrado. Para isso, ocorreu o incremento de módulos no Simulador de Cenários Operativos (SimC), inicialmente apresentado em (SILVA, 2018). O objetivo dessa plataforma é disponibilizar um ambiente de simulação que facilite a criação e o estudo detalhado de diferentes cenários operativos, no contexto da análise estática de estabilidade de tensão. Por meio de interface amigável, projetada especialmente para o desenvolvimento de pesquisas, o SimC, além de fornecer os resultados dos estudos, permite acesso às diversas informações e dados intermediários envolvidos nas simulações. Essa facilidade se mostra extremamente importante para as investigações.

O módulo relativo ao programa fluxo de potência tradicional implementado no SimC em (SILVA, 2018) foi substituído pelo módulo do fluxo de potência continuado. A pesquisa dos principais *softwares* implementados no MATLAB contendo o fluxo de potência continuado detectou duas opções viáveis para a integração no SimC. O primeiro *software* integrado foi o *Power System Analysis Toolbox* (PSAT), inicialmente apresentado em (MILANO, 2005). O PSAT possui código *open-source* e uma interface gráfica para definição de parâmetros do fluxo de potência continuado. A limitação encontrada no PSAT se refere à baixa participação de pesquisadores no fórum de discussões do programa durante o desenvolvimento da pesquisa. O uso do PSAT ocorreu até o momento da disponibilização de uma atualização do segundo *software* utilizado. O *software* adotado na pesquisa é o MATPOWER, inicialmente apresentado em (ZIMMERMAN, 2011). O MATPOWER é um *open-source* sem interface gráfica que

---

possui intensa atividade da comunidade de usuários. Embora a última versão publicada do MATPOWER seja de outubro de 2020, seus desenvolvedores interagem com a comunidade de pesquisadores enviando atualizações pontuais quando necessário.

Deve ser destacado que a implementação disponível no MATPOWER permite a consideração dos limites de geração de potência reativa dos geradores, anteriormente desconsiderado no código original do SimC. O controle realizado no MATPOWER consiste na alteração do tipo de barra quando os geradores atingem os limites especificados como máximo ou mínimo na geração de potência reativa. As funcionalidades seguintes à determinação do estado da rede elétrica no SimC foram mantidas, porém sem a dificuldade de determinação do ponto de máxima transferência de potência devido à singularidade da matriz jacobiana. Adicionalmente às técnicas de análise estática originalmente implementadas no SimC (mínimos valores singulares, vetores singulares à direita e à esquerda e determinante de matriz jacobiana reduzida), a integração do MATPOWER fornece o vetor tangente como ferramenta para identificação de barramentos críticos no sistema para a estabilidade de tensão.

Os códigos implementados no SimC contêm funções que permitem a estimação de equivalentes de redes elétricas (baseados em medições locais no barramento ou em informações completas do sistema) e a execução do critério de avaliação da estabilidade de tensão com base na análise conjunta das curvas PV e VQ. Portanto, a atual plataforma de simulações é composta pelas ampliações desenvolvidas no SimC, em conjunto com as implementações inovadoras provenientes dos desenvolvimentos da pesquisa apresentados nos capítulos seguintes.

## 2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante das questões tratadas neste capítulo, percebe-se a importância de métodos que estimam os parâmetros do equivalente de duas barras fornecerem resultados consistentes, para que a avaliação da estabilidade de tensão em tempo real seja conduzida de maneira adequada. A relevância de uma avaliação consistente deve ser ressaltada, devido à utilização desses parâmetros estimados no cálculo de margens e de índices que indicam a distância do ponto operativo do sistema à condição crítica de perda da estabilidade de tensão.

A avaliação das margens de potência ativa e reativa, tradicionalmente utilizadas em ambientes de estudo, passa a ser determinada também em tempo real, desde que sejam

elaboradas metodologias baseadas no equivalente de duas barras para calcular o ponto crítico das curvas PV e VQ em tempo real de cada barramento monitorado.

Essas discussões reforçam a necessidade de uma profunda investigação dos equivalentes de redes e de melhorias de modelagem para a avaliação da estabilidade de tensão. As propostas do doutorado vêm nessa direção, conforme abordado nos capítulos seguintes deste texto.

---

## CAPÍTULO 3

### EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA BASEADO EM MEDIÇÕES LOCAIS NO BARRAMENTO

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo é realizada uma investigação acerca de diversas metodologias dedicadas à construção de equivalentes de redes elétricas baseadas em medições locais no barramento. Tal investigação compõe parte da primeira linha de pesquisa do trabalho.

O texto do presente capítulo é constituído pelo conteúdo do artigo técnico (SILVA, 2020). As seções seguintes são o extrato da revisão bibliográfica das metodologias para estimação de equivalentes baseadas em medições locais nos barramentos, seguido de investigação da modelagem matemática das abordagens e das simulações e análises.

A partir dos princípios dos métodos para cálculo de equivalentes desse grupo de metodologias, identificam-se aquelas baseadas no Método dos Mínimos Quadrados, no Teorema de Tellegen e em Métodos Adaptativos.

Apesar das abordagens serem destinadas à aplicação em tempo real, é notável a fragilidade das formulações dos métodos frente aos desafios típicos desse ambiente. Como principal desafio, cita-se a presença do erro do tipo ruído nas medições fasoriais de tensão e de corrente. As simulações onde essas metodologias são propostas desconsideram a presença desse tipo de erro, validando-as em um ambiente ideal, como em casos de estudo. Isso motiva o desenvolvimento de uma investigação que objetiva explicitar o impacto das incertezas de medição nas formulações das metodologias e nas simulações dos equivalentes estimados.

A maneira como as metodologias estão apresentadas na literatura não se mostra apropriada para averiguar o impacto do erro do tipo ruído em seus resultados. Em função disso, as equações originais foram reescritas utilizando variáveis simbólicas. Essa escolha tem por finalidade tornar explícito o impacto do erro do tipo ruído nas equações que calculam o equivalente de rede visto de cada barra monitorada.

Espera-se que as análises apresentadas nas seções seguintes sejam uma referência para a melhoria dos métodos já propostos ou para o desenvolvimento de novas abordagens, cumprindo parte do objetivo da pesquisa.

## 3.2 MÉTODOS PARA ESTIMAÇÃO DE EQUIVALENTES POR MEIO DE MEDIÇÕES FASORIAIS NO BARRAMENTO MONITORADO

Este item descreve a formulação original e os aspectos básicos dos métodos selecionados em cada grupo.

### 3.2.1 Métodos dos Mínimos Quadrados

As metodologias contidas neste grupo estimam os parâmetros da rede equivalente vista de um barramento por meio da solução dos sistemas lineares nas equações (3.1) a (3.3). Os subscritos  $r$  e  $i$  indicam as partes real e imaginária das grandezas.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & -I_{k_r} & I_{k_i} \\ 0 & 1 & -I_{k_i} & -I_{k_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{EQ_r} \\ E_{EQ_i} \\ R_{EQ} \\ X_{EQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{k_r} \\ V_{k_i} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$\begin{bmatrix} V_k & 0 & -P_k & -Q_k \\ 0 & V_k & Q_k & -P_k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{EQ_r} \\ E_{EQ_i} \\ R_{EQ} \\ X_{EQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} |\dot{V}_k|^2 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & -dP_k/d|\dot{V}_k| & -dQ_k/d|\dot{V}_k| \\ 0 & 1 & dQ_k/d|\dot{V}_k| & -dP_k/d|\dot{V}_k| \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_{EQ_r} \\ E_{EQ_i} \\ R_{EQ} \\ X_{EQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2|\dot{V}_k| \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

As equações (3.1) a (3.3) correspondem aos sistemas lineares encontrados nos métodos VBNS (VU, 1999), H (HAQUE, 2003) e TGR (TOBÓN, 2015). A tensão da barra de carga é considerada a referência angular nas equações (3.2) e (3.3).

Os sistemas lineares originais possuem duas equações e quatro variáveis desconhecidas. Apesar de duas medições fasoriais consecutivas serem suficientes para determinar a solução do sistema linear, é comum a expansão da janela de dados e a formação de um sistema linear sobredeterminado. A escolha do tamanho da janela de dados influencia tanto a capacidade de filtragem do erro do tipo ruído nas medições de tensão e de corrente quanto o tempo em que os parâmetros da rede equivalente são considerados constantes.

### 3.2.2 Teorema de Tellegen

O método SVG apresentado em (SMON, 2016) usa a forma diferencial do teorema de Tellegen. A impedância equivalente é obtida pela equação (3.4). A tensão equivalente é obtida somando a tensão terminal e a queda de tensão na impedância equivalente.

$$\bar{Z}_{EQ} = \frac{\Delta \dot{V}_k^*}{\Delta \dot{I}_k} \quad (3.4)$$

É estabelecido o limiar mínimo  $\varepsilon$  de variação de  $|\Delta \dot{I}_k|$  para evitar indeterminações numéricas na impedância estimada. Se  $|\Delta \dot{I}_k| < \varepsilon$ , o último par de impedância e de fonte de tensão equivalentes são repetidos. O valor a ser adotar em  $\varepsilon$  em cada barramento monitorado é baseado nas características do sistema de medição fasorial.

### 3.2.3 Métodos Adaptativos

O método apresentado em (CORSI, 2008), denominado CT, define a fonte de tensão equivalente e a fonte de tensão e a corrente na barra de carga como  $\dot{E}_{EQ} = |\dot{E}_{EQ}| \angle \beta$ ,  $\dot{V}_k = |\dot{V}_k| \angle \theta$  e  $\dot{I}_k = |\dot{I}_k| \angle 0^\circ$ , respectivamente. O fasor de corrente medido é ajustado para ser considerado a referência angular do sistema. As equações (3.5) e (3.6) são a base para a estimação do equivalente de rede pelo método CT.

$$|\dot{E}_{EQ}| \cos \beta = R_{EQ} |\dot{I}_k| + |\dot{V}_k| \cos \theta \quad (3.5)$$

$$|\dot{E}_{EQ}| \sin \beta = X_{EQ} |\dot{I}_k| + |\dot{V}_k| \sin \theta \quad (3.6)$$

O método assume que a carga possui característica indutiva e que  $R_{EQ} = 0$ , sendo a última aproximação considerada razoável em redes de extra-alta tensão de acordo com (CORSI, 2008).

Na solução inicial, admite-se  $|\dot{E}_{EQ}|$  como a média dos valores máximos e mínimos  $E_{EQ}^{max^0} = |\dot{V}_k^0| \cos \theta^0 / \cos \beta^0$  e  $E_{EQ}^{min^0} = |\dot{V}_k^0|$ , respectivamente.

O ângulo da fonte de tensão e a reatância equivalentes em cada iteração são determinadas pelas equações (3.7) e (3.8).

$$\beta^i = \cos^{-1} \left( \frac{|\dot{V}_k^i| \cos \theta^i}{|\dot{E}_{EQ}^{i-1}|} \right) \quad (3.7)$$

$$X_{EQ}^i = \frac{|\dot{E}_{EQ}^{i-1}| \sin \beta^{i*} - |\dot{V}_k^i| \sin \theta^i}{|I_k^i|} \quad (3.8)$$

A atualização de  $|\dot{E}_{EQ}|$  ocorre de maneira adaptativa por meio do erro de identificação  $\varepsilon_E$ , conforme (3.9). O parâmetro  $k$  é um dado de entrada único para cada sistema de medição e é escolhido por meio de análise de sensibilidade.

$$\varepsilon_E = \min \left\{ \left| |\dot{E}_{EQ}^{i-1}| - |\dot{V}_k^i| \right|, \left| |\dot{E}_{EQ}^{i-1}| - E_{EQ}^{\max^i} \right|, k |\dot{E}_{EQ}^{i-1}| \right\} \quad (3.9)$$

As etapas do método CT estão expressas no Algoritmo 1.

Algoritmo 1. Método CT para estimação de equivalentes de rede

**Entrada:** Medições fasoriais de tensão e de corrente no barramento em que se deseja calcular o equivalente de rede no instante  $i$

**Saída:** fonte de tensão e reatância equivalentes no instante  $i$

1. Estime  $|\dot{E}_{EQ}^0|$  e  $\beta^0$  usando (3.7)
2. Calcule  $X_{EQ}^0$  usando (3.8)
3. Calcule  $|\dot{E}_{EQ}^i|$  a depender das seguintes condições:
  - a. Se  $|\bar{Z}_k^i| - |\bar{Z}_k^{i-1}| < 0$ , faça:
    - Se  $X_{EQ}^{i*} - X_{EQ}^{i-1} < 0$ , então  $|\dot{E}_{EQ}^i| = |\dot{E}_{EQ}^{i-1}| - \varepsilon_E$
    - Se  $X_{EQ}^{i*} - X_{EQ}^{i-1} > 0$ , então  $|\dot{E}_{EQ}^i| = |\dot{E}_{EQ}^{i-1}| + \varepsilon_E$
  - b. Se  $|\bar{Z}_k^i| - |\bar{Z}_k^{i-1}| > 0$ , faça:
    - Se  $X_{EQ}^{i*} - X_{EQ}^{i-1} < 0$ , então  $|\dot{E}_{EQ}^i| = |\dot{E}_{EQ}^{i-1}| + \varepsilon_E$
    - Se  $X_{EQ}^{i*} - X_{EQ}^{i-1} > 0$ , então  $|\dot{E}_{EQ}^i| = |\dot{E}_{EQ}^{i-1}| - \varepsilon_E$
  - c. Se  $|\bar{Z}_k^i| - |\bar{Z}_k^{i-1}| = 0$ , faça:
    - $|\dot{E}_{EQ}^i| = |\dot{E}_{EQ}^{i-1}|$
4. Atualize  $\beta^i$  e  $X_{EQ}^i$  usando (3.7) e (3.8)
5. Volte ao Passo 3 para a monitoração do próximo instante  $i$

O método D determina os equivalentes de rede utilizando a sensibilidade S-Z, definida em (DUONG, 2016) como  $\zeta = \partial |\bar{S}_k| / \partial |\bar{Z}_k|$ . Os valores de  $\zeta$  podem ser filtrados por um filtro de média móvel. Como dado de entrada, assume-se uma razão  $X/R$  das linhas de transmissão

na área monitorada, atribuindo essa informação a  $\theta_{Z_{EQ}}$ . Definindo  $\gamma = \theta_{Z_{EQ}} - \theta_{Z_k}$ , a impedância equivalente é obtida conforme (3.10).

$$\left(|I_k|^2 - \zeta\right) |\bar{Z}_{EQ}|^2 - (2\zeta |\bar{Z}_k| \cos \gamma) |\bar{Z}_{EQ}| - |\bar{Z}_k|^2 \left(|I_k|^2 + \zeta\right) = 0 \quad (3.10)$$

A solução de (3.10) para  $|\bar{Z}_{EQ}|$  fornece um número real e positivo.

### 3.3 ASPECTOS MATEMÁTICOS DA FORMULAÇÃO DOS MÉTODOS

A validação realizada por artigos que propõem equivalentes de rede para monitoração da estabilidade de tensão baseia-se principalmente na igualdade dos módulos  $|\bar{Z}_{EQ}|$  e  $|\bar{Z}_k|$ . Carece na literatura a análise de outras grandezas dos equivalentes que impactem no cálculo das margens e na avaliação da estabilidade de tensão. Para uma análise completa, em que se analisa o comportamento das demais grandezas do equivalente de rede, foram deduzidas expressões genéricas de cada método por meio de variáveis simbólicas.

Os subscritos  $r$  e  $i$  indicam as partes real e imaginária das grandezas medidas,  $p$  e  $q$  são *timestamps* de quando as medições são coletadas e  $N$  é a dimensão da janela de dados. Os subscritos  $p$  e  $q$  identificam grandezas em *timestamps* diferentes.

Os ângulos das impedâncias equivalentes nas metodologias VBNS, H, TGR e SVG estão expressos nas equações (3.11) a (3.14).

$$\theta_{Z_{EQ_{VBNS}}} = \tan^{-1} \left[ \frac{\sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N (V_{i,p} I_{r,q} - V_{r,p} I_{i,q}) - (N-1) \sum_{p=1}^N (V_{i,p} I_{r,p} - V_{r,p} I_{i,p})}{\sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N (V_{r,p} I_{r,q} + V_{i,p} I_{i,q}) - (N-1) \sum_{p=1}^N (V_{r,p} I_{r,p} + V_{i,p} I_{i,p})} \right] \quad (3.11)$$

$$\theta_{Z_{EQ_H}} = \tan^{-1} \left[ \frac{\sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p}^2 (V_{r,p} V_{r,q} Q_{k,q} - V_{r,q}^2 Q_{k,q})}{\sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p}^2 (V_{r,p} V_{r,q} P_{k,q} - V_{r,q}^2 P_{k,q})} \right] \quad (3.12)$$

$$\theta_{Z_{EQ_{TGR}}} = \tan^{-1} \left[ \frac{\sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p} \frac{dQ_{k,q}}{dV_{r,q}} - (N-1) \sum_{p=1}^N V_{r,p} \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}}}{\sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p} \frac{dP_{k,q}}{dV_{r,q}} - (N-1) \sum_{p=1}^N V_{r,p} \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}}} \right] \quad (3.13)$$

$$\theta_{Z_{EQ_{SVG}}} = \tan^{-1} \left[ \frac{(V_{r,p} - V_{r,q})(I_{i,p} - I_{i,q}) + (V_{i,p} - V_{i,q})(I_{r,p} - I_{r,q})}{(V_{r,p} - V_{r,q})(I_{r,p} - I_{r,q}) + (V_{i,p} - V_{i,q})(I_{i,p} - I_{i,q})} \right] \quad (3.14)$$



A investigação dos métodos VBNS e SVG revela que os ângulos das impedâncias equivalentes podem estar fora do primeiro quadrante do plano complexo de impedâncias. Para uma janela de dados de duas medições, o método VBNS resulta em  $R_{EQ}$  e  $X_{EQ}$  negativas caso  $\Delta V_r \Delta I_r < -\Delta V_i \Delta I_i$  e  $\Delta V_r \Delta I_i > \Delta V_i \Delta I_r$ , respectivamente. De modo similar, no método SVG essa característica ocorre se  $\Delta V_r \Delta I_r > \Delta V_i \Delta I_i$  e  $\Delta V_r \Delta I_i < -\Delta V_i \Delta I_r$ , respectivamente.

Se o primeiro subscrito for definido como o *timestamp* da tensão e o segundo como o *timestamp* da corrente, então o comportamento do ângulo da impedância no método VBNS, para qualquer tamanho de janela de dados, é expresso pela equação (3.15).

$$\theta_{Z_{EQ_{VBNS}}} = \tan^{-1} \left[ \frac{\sum_{p=1}^N \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^N Q_{p,q} - (n-1) \sum_{p=1}^N Q_{p,p}}{\sum_{p=1}^N \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^N P_{p,q} - (n-1) \sum_{p=1}^N P_{p,p}} \right] \quad (3.15)$$

No ambiente de estudo baseado no fluxo de potência continuado, o incremento de carga normalmente ocorre mantendo-se o fator de potência constante. Em tempo real, é possível admitir o fator de potência das cargas constante em uma janela de dados. Como resultado dessas observações, a razão entre os termos  $Q_{p,p}$  e  $P_{p,p}$  em (3.15) ocasiona a igualdade de ângulos entre a impedância equivalente e a impedância da carga. Já os termos de potências  $P_{p,q}$  e  $Q_{p,q}$  ocasionam caminhos diferentes no plano de impedâncias. Assim, as impedâncias equivalentes calculadas pelo método VBNS podem se deslocar por todos os quadrantes, dependendo principalmente da variação entre as componentes real e imaginária dos fasores de tensão e de corrente.

Nos métodos VBNS e SVG não existem restrições matemáticas entre  $\theta_{Z_{EQ}}$  e  $\theta_{Z_k}$ . Essa característica pode prejudicar o cálculo das grandezas associadas ao ponto crítico para estabilidade de tensão. Para exemplificar, o denominador da equação (2.1), dado por  $1 + \cos(\theta_{Z_{EQ}} - \theta_{Z_k})$ , aproxima  $P_{max}$  de infinito caso  $\theta_{Z_{EQ}} = \theta_{Z_k} + 180^\circ$ . Essa situação retrata uma indeterminação numérica na MPA, impedindo que seja monitorada a condição operativa do sistema em relação à estabilidade de tensão.

Os comportamentos dos ângulos das impedâncias equivalentes nos métodos H e TGR podem ser explicitados pelas equações (3.16) e (3.17), onde  $x_p$  são termos de ponderação da janela de dados.

$$\theta_{Z_{EQH}} = \tan^{-1} \left( \frac{\sum_{p=1}^N Q_{k,p} x_p}{\sum_{p=1}^N P_{k,p} x_p} \right) \quad (3.16)$$

$$\theta_{Z_{EQ_{TGR}}} = \tan^{-1} \left( \frac{\sum_{p=1}^N \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} x_p}{\sum_{p=1}^N \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} x_p} \right) \quad (3.17)$$

Em ambos os métodos, há igualdade de ângulos das impedâncias (equivalente e da carga) somente se o fator de potência for constante nos *timestamps*  $p > 1$ . A premissa de fator de potência constante se mostra razoável quando os dados de medição são obtidos das *Phasor Measurement Units* (PMU), com taxa de amostragem elevada. Nessa situação, os termos  $Q_{k,p>1}$  e  $P_{k,p>1}$  podem ser substituídos por  $Q_{k,p=1}$  e  $P_{k,p=1}$  multiplicados por constantes  $\{k_1, \dots, k_{N-1}\}$ . A manipulação dessas equações em (3.18) e (3.19) mostra a igualdade de ângulos entre a impedância equivalente e a impedância da carga.

$$\theta_{Z_{EQH}} = \tan^{-1} \left( \frac{Q_{k,1}x_1 + k_1 Q_{k,1}x_2 + \dots + k_{N-1} Q_{k,1}x_N}{P_{k,1}x_1 + k_1 P_{k,1}x_2 + \dots + k_{N-1} P_{k,1}x_N} \right) = \tan^{-1} \left( \frac{Q_{k,1}}{P_{k,1}} \right) \quad (3.18)$$

$$\theta_{Z_{EQ_{TGR}}} = \tan^{-1} \left[ \frac{Q_{k,1}x_1 + (k_1 Q_{k,1} - Q_{k,1})x_2 + \dots + (k_{N-1} Q_{k,1} - k_{N-2} Q_{k,1})x_N}{P_{k,1}x_1 + (k_1 P_{k,1} - P_{k,1})x_2 + \dots + (k_{N-1} P_{k,1} - k_{N-2} P_{k,1})x_N} \right] = \tan^{-1} \left( \frac{Q_{k,1}}{P_{k,1}} \right) \quad (3.19)$$

Pelas equações (3.18) e (3.19), os ângulos da impedância equivalente e da impedância da carga possuem a mesma inclinação, podendo ser iguais ou simétricos no plano complexo de impedâncias. No caso em que há simetria entre os ângulos das duas impedâncias, observa-se a mesma indeterminação numérica discutida anteriormente, em que  $P_{max}$  se aproxima de infinito.

As expressões para cálculo dos módulos das impedâncias e das fontes de tensão equivalentes foram deduzidas em (SILVA, 2020) e estão no Apêndice B.

Uma maneira de se expressar a relação entre os módulos das tensões do equivalente de rede e da barra de carga é por meio da equação (3.20).

$$\frac{|\dot{E}_{EQ}|}{|\dot{V}_k|} = \sqrt{\frac{(R_k + R_{EQ})^2 + (X_k + X_{EQ})^2}{(R_k + X_k)^2}} \quad (3.20)$$

---

Se as metodologias para estimação dos equivalentes de redes encontrarem valores negativos em  $R_{EQ}$  e  $X_{EQ}$ , o módulo da fonte de tensão equivalente pode ser menor do que a tensão da barra de carga. Essa característica é incomum em sistemas elétricos de potência, apesar de ser possível caso a reatância da carga seja capacitiva.

### 3.4 SIMULAÇÕES E ANÁLISES

Esta seção apresenta os resultados de dois conjuntos de simulações. Os dados das linhas de transmissão, transformadores, compensações *shunt*, geradores e compensadores síncronos dos sistemas elétricos utilizados nas simulações encontram-se no Apêndice D.

No primeiro conjunto de simulações, as equações deduzidas são validadas e usadas para embasar a detecção de inconsistências nas metodologias de estimação de equivalentes. Seguindo a recomendação da *Task Force on Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment*, é escolhido o Sistema de Teste Nordic (CUTSEM, 2020), indicado na Figura 3.1, para a realização das simulações.

No segundo conjunto de simulações, são conduzidos testes para investigar a habilidade de filtragem das metodologias, sendo utilizado o Sistema de Teste IEEE 14 Barras, mostrado na Figura 3.2, cujos parâmetros das impedâncias dos circuitos estão disponíveis no MATPOWER (ZIMMERMAN, 2011).

O cenário de instabilidade de tensão foi obtido por meio do incremento gradual das potências aparentes das cargas em um passo de 0,1%, mantendo o fator de potência constante. Os limites de reativos dos geradores foram considerados. A compensação do aumento da potência ativa demandada foi realizada pela barra de referência. Os limites de carregamento foram determinados na curva PV por meio do fluxo de potência continuado.

As soluções do fluxo de potência continuado foram corrompidas com o erro do tipo ruído. Para isso, foram adotados os desvios padrão de 0%, 0,1%, 0,5% e 1% das soluções do fluxo de potência continuado. O erro do tipo ruído foi considerado nos fasores de tensão e nos fasores de corrente. Esses conjuntos de dados foram usados para gerar medições que seriam obtidas pelas PMU, emulando o ambiente de tempo real simulado.

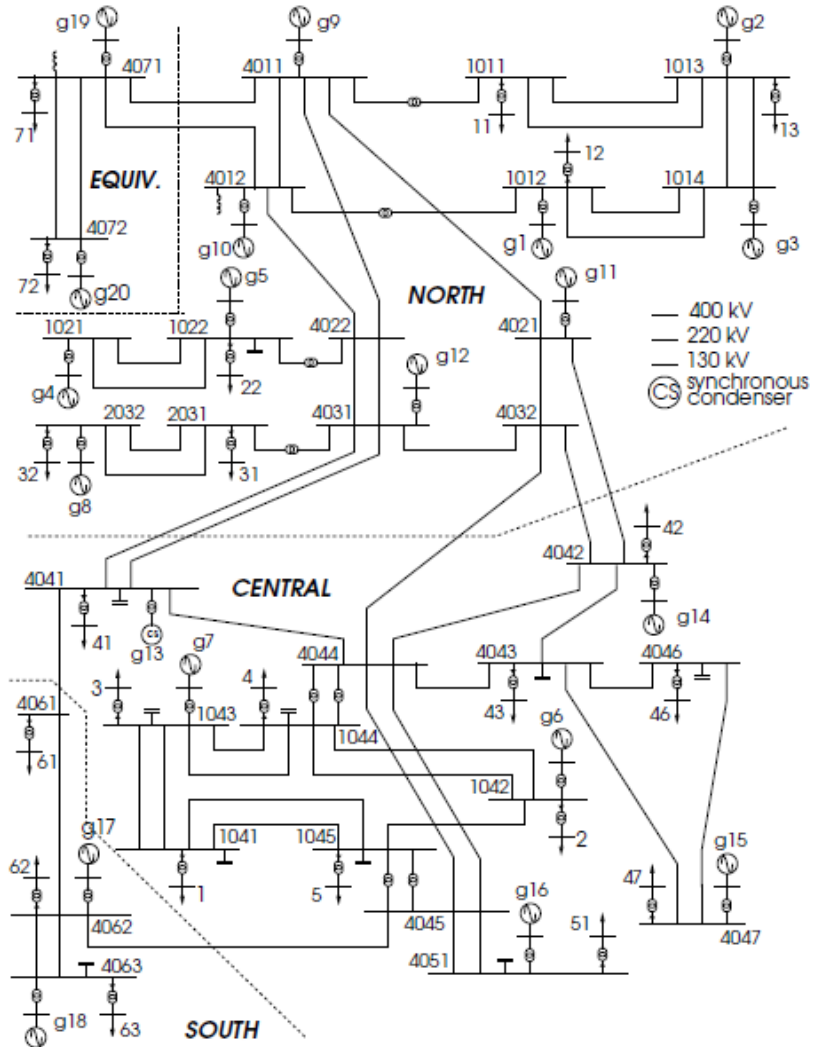


Figura 3.1 – Diagrama do Sistema de Teste Nordico (CUTSEM, 2020)

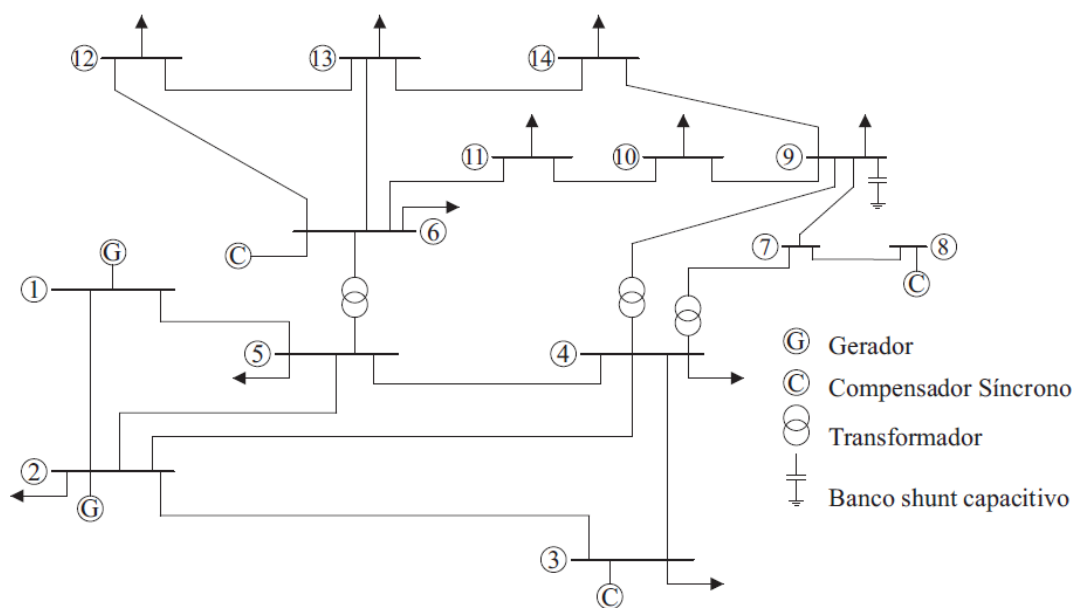


Figura 3.2 – Diagrama do Sistema de Teste IEEE 14 Barras

Os parâmetros adotados em cada simulação estão mostrados na Tabela 3.1. As constantes  $k_0$  e  $k_1$  são valores predeterminados do método CT para a fase de inicialização (primeiras 600 amostras) e para a fase em regime, respectivamente. A dimensão da janela de dados  $N$ , utilizada nos métodos VBNS, H e TGR, foi escolhida por meio de análise de sensibilidade. A razão  $X/R$  foi calculada a partir dos dados das linhas de transmissão da região estudada, conforme recomenda o método D.

Tabela 3.1 – Parâmetros adotados nas simulações envolvendo equivalentes de redes baseados em medições locais nos barramentos

Parâmetros	Rede Nordic	Rede IEEE 14 Barras
$N$	180	180
$\varepsilon$	0,015	0,015
$k_0$	$10^{-3}$	$10^{-3}$
$k_1$	$10^{-5}$	$10^{-5}$
$X/R$	8,4413	1,9699

### 3.4.1 Sistema de Teste Nordic

Somente as cargas da área central do Sistema de Teste Nordic foram incrementadas. Foi encontrada uma MPA de 675 MW. A barra 1 foi escolhida para mostrar os resultados das simulações, por esta ser a barra considerada mais crítica para instabilidade de tensão, de acordo com a análise do vetor tangente.

A Figura 3.3 mostra as impedâncias equivalentes estimadas pelas seis metodologias discutidas anteriormente. Na Figura 3.3 (b) a (d) não foram representados os métodos TGR, SVG e D, devido ao fato destes impossibilitarem a visualização dos resultados dos demais na presença do erro do tipo ruído.

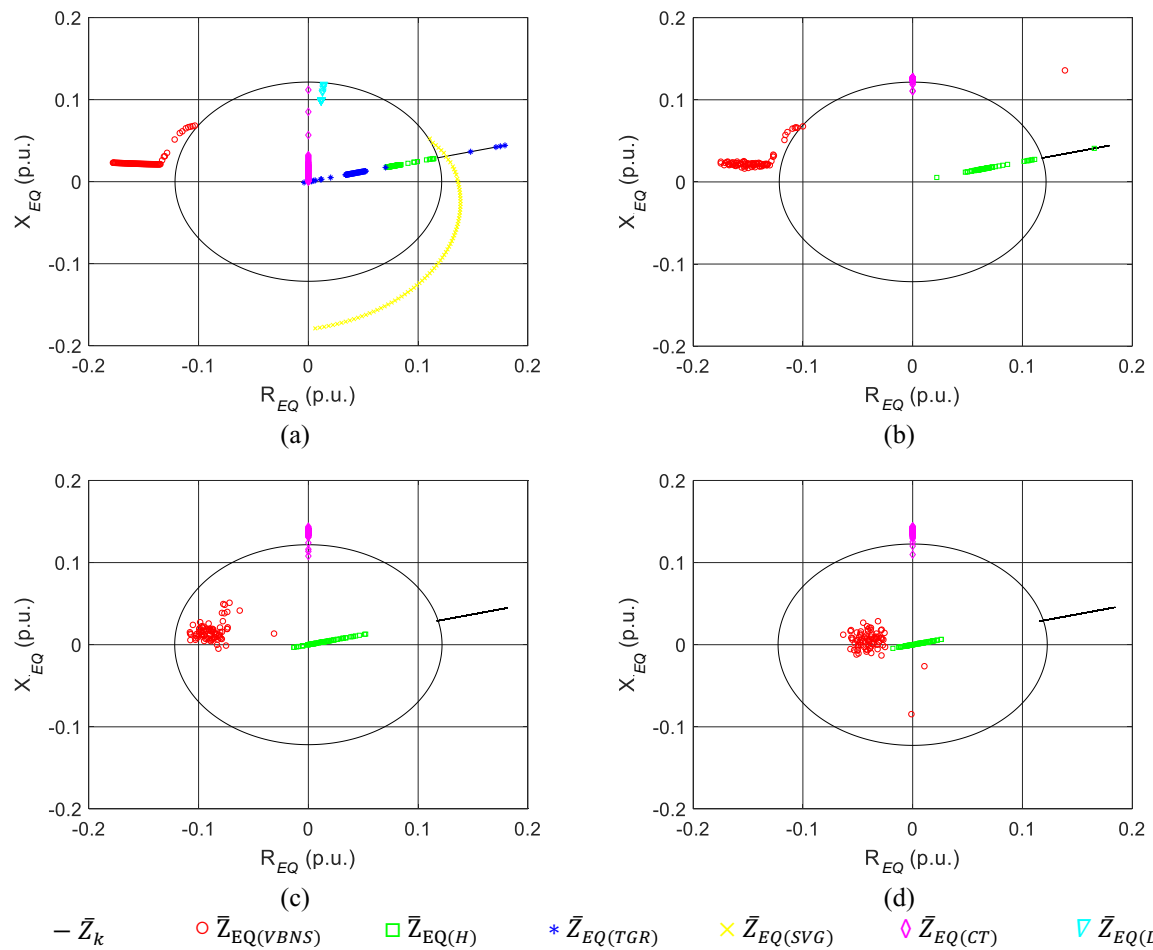


Figura 3.3 – Impedâncias da carga e equivalente visto da barra 1 no plano complexo com desvio padrão: (a) 0%, (b) 0,1%, (c) 0,5% e (d) 1%

A Figura 3.3 mostra a aproximação da impedância equivalente à impedância de carga. O círculo fictício no plano de impedância indica o módulo da impedância da carga associada ao ponto crítico para estabilidade de tensão. Essa abordagem permite verificar a igualdade de módulos das impedâncias e a investigação das possíveis indeterminações numéricas de cada método.

Os métodos VBNS e SVG mostram caminhos que envolvem resistência e reatâncias negativas em um sistema tipicamente indutivo. Tal comportamento não se mostra apropriado para representar os sistemas elétricos reais. De acordo com as equações (3.18) e (3.19), os ângulos das impedâncias equivalentes nos métodos H e TGR são iguais ao ângulo da impedância da carga,  $\theta_{Z_{EQ}} \cong 13,87^\circ$ . Os ângulos das impedâncias nos métodos CT e D são dados de entrada e fixos ao longo do carregamento.

Os gráficos entre a Figura 3.3 (b) e (d) mostram que há diversas indeterminações numéricas na MPA calculada pelo método VBNS devido ao termo  $1 + \cos(\theta_{Z_{TH}} - \theta_{Z_l})$ . À

medida que o desvio padrão das medições teóricas aumenta, a aproximação das impedâncias até a igualdade dos módulos é perdida. Ressalta-se, ainda, que a presença de resistência e reatância negativas reduz o numerador na equação (3.20), ocasionando  $|\dot{E}_{EQ}|/|\dot{V}_k| < 1$ .

A análise do impacto do desvio padrão na razão  $|\dot{E}_{EQ}|/|\dot{V}_k|$  em cada método está indicada na Tabela 3.2. Os métodos CT e D não estão incluídos na análise, porque  $|\dot{E}_{EQ}|/|\dot{V}_k|$  não é influenciado pelo erro do tipo ruído das medições. No método CT,  $\varepsilon_E$  não permite que  $|\dot{E}_{EQ}|/|\dot{V}_k| < 1$ . No método D, a trajetória de  $\bar{Z}_{EQ}$  é definida sobre a inclinação definida por  $X/R$ , resultando em  $|\dot{E}_{EQ}|/|\dot{V}_k| > 1$ .

Tabela 3.2 – Impacto do desvio padrão na razão  $|\dot{E}_{EQ}|/|\dot{V}_k|$

Método	Desvio padrão pequeno	Desvio padrão elevado
VBNS e SVG	Trajetoária de $\bar{Z}_{EQ}$ pode se mover pelos quatro quadrantes e causar $ \dot{E}_{EQ} / \dot{V}_k  < 1$ , baseado na diferença entre os ângulos das impedâncias equivalente e da carga.	Trajetoária de $\bar{Z}_{EQ}$ é perdida e as impedâncias se espalham pelo plano de impedâncias, podendo causar $ \dot{E}_{EQ} / \dot{V}_k  < 1$ .
H e TGR	Trajetoária de $\bar{Z}_{EQ}$ se move pela mesma inclinação de $\bar{Z}_k$ e $ \dot{E}_{EQ} / \dot{V}_k  > 1$ .	$\bar{Z}_{EQ}$ e $\bar{Z}_k$ podem se tornar simétricos no plano de impedâncias e, somente nessa condição, $ \dot{E}_{EQ} / \dot{V}_k  < 1$ .

### 3.4.2 Sistema de Teste IEEE 14 Barras

Os comportamentos dos equivalentes de rede estimados pelas metodologias tratadas neste capítulo estão intimamente relacionados a características das medições coletadas no próprio barramento monitorado. Entre os fatores que podem impactar na saída dos métodos para estimação dos equivalentes destacam-se o fator de potência, a dinâmica da carga e o carregamento do sistema elétrico. Uma análise de sensibilidade, quanto ao fator de potência da barra de carga em relação à avaliação da estabilidade de tensão, permite exemplificar esse aspecto.

A Figura 3.4 mostra o impacto da variação do fator de potência de 0,6 a 1 na carga da barra 14 do Sistema de Teste IEEE 14 Barras, para os desvios padrão de 0% e 1%. A referência

do estudo (valores verdadeiros) é definida como o carregamento do sistema no ponto de máxima transferência de potência e a  $MPA = 0\%$  e  $|\bar{Z}_{EQ}|/|\bar{Z}_k| = 1$ . Os eixos dos gráficos relacionam o impacto do fator de potência (eixo x), a MPA e a razão  $|\bar{Z}_{EQ}|/|\bar{Z}_k|$  (eixo y) e o carregamento do sistema (eixo z).

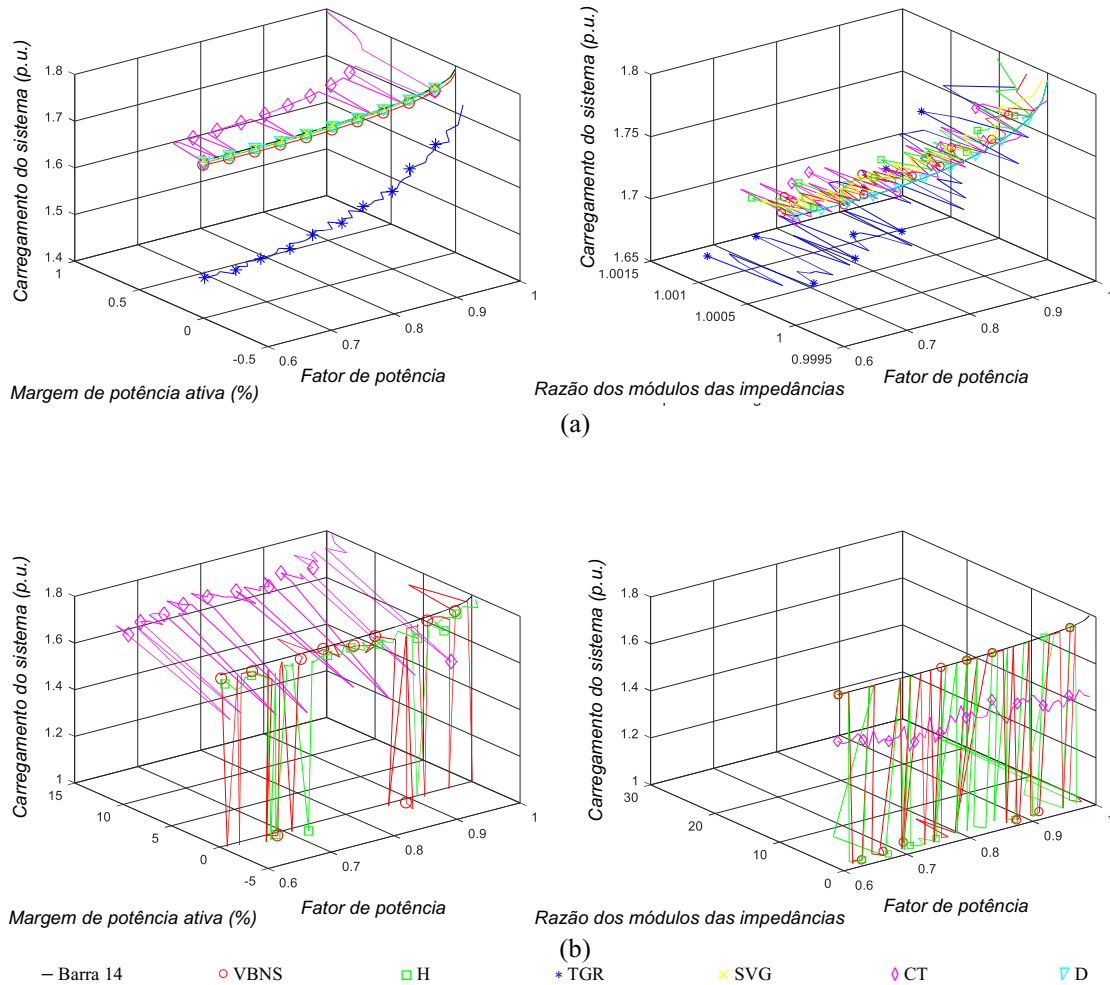


Figura 3.4 – Impacto do fator de potência da barra 14 na MPA e na razão  $|\bar{Z}_{EQ}|/|\bar{Z}_k|$  pelo carregamento do sistema, considerando os desvios padrão: (a) 0% e (b) 1%

O método TGR identifica o ponto de máxima transferência de potência consideravelmente antes do fluxo de potência continuado, resultando em falsos alarmes de instabilidade de tensão. Para exemplificar essa situação, no fator de potência 0,6, a instabilidade de tensão é detectada a 0,25 p.u. do carregamento do sistema antes do ponto identificado pelo fluxo de potência continuado.



---

Para fatores de potência específicos, o método CT diverge, impossibilitando a avaliação da estabilidade de tensão. Além disso, a diferença absoluta para a referência tende a aumentar na presença de desvios padrão elevados, destacando inconsistências locais do método.

Apesar dos métodos VBNS, H, SVG, CT e D poderem detectar o ponto crítico para estabilidade de tensão, o seu comportamento é fortemente dependente do fator de potência da carga. Esses métodos identificam de maneira correta o ponto crítico para a maioria dos fatores de potência testados. No entanto, no carregamento inicial do sistema, há a indicação de falsos alarmes.

Em conjunto às análises apresentadas, (SILVA, 2020) mostra simulações nas redes padronizadas de 9 e 39 barras. As análises desenvolvidas destacam que não há garantias que um método terá sempre a mesma efetividade na identificação do ponto crítico para estabilidade de tensão.

### 3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresenta uma discussão crítica sobre as formulações das metodologias destinadas à estimação de equivalentes de redes baseados em medições locais nos barramentos.

O ângulo de impedância equivalente é o principal parâmetro responsável pela ocorrência de indeterminações numéricas e de descontinuidades na avaliação da estabilidade de tensão. A formulação dos métodos VBNS e SVG permite que a impedância equivalente se desloque pelos quatro quadrantes do plano de impedância. Caso a impedância equivalente estimada seja simétrica à impedância da carga,  $P_{max}$  se aproxima de infinito e impede que a avaliação da estabilidade de tensão seja realizada. Os métodos H e TGR podem apresentar inconsistências semelhantes na presença de erro do tipo ruído. Os métodos CT e D não apresentam esse resultado inesperado devido ao fato do ângulo da impedância ser um dado de entrada. Tal fato, no entanto, atribui ao analista a responsabilidade de possuir o conhecimento prévio de uma grandeza desconhecida.

Quanto às técnicas de filtragem do erro do tipo ruído são identificadas três situações: capacidade de filtragem adequada para aplicações práticas, capacidade inadequada para aplicações prática e a inexistência de técnica de filtragem. Na primeira situação estão as metodologias baseadas no Método dos Mínimos Quadrados e o método CT. Na segunda situação é colocado o método D, porque este filtra somente o termo  $\zeta$ . Por fim, na última

---

situação, o método SVG não implementa nenhuma técnica de filtragem de ruído. Nesse aspecto, os métodos SVG e D não são adequados para aplicações em tempo real.

O desempenho dos métodos está relacionado às características específicas das medições coletadas no barramento de interesse. Entre os fatores que afetam a saída dos métodos estão o fator de potência do barramento de carga, a dinâmica da carga e o nível de carregamento do sistema de potência. Portanto, considerando essa forte dependência com as medições, não há garantia de que um método sempre tenha o mesmo desempenho em diferentes sistemas de potência.

Este capítulo apresentou uma investigação criteriosa dos equivalentes de redes elétricas baseados em medições locais no barramento. Apesar das metodologias se proporem à aplicação em ambiente de tempo real, muitas são significativamente impactadas pelos desafios desse ambiente devido às limitações em seus equacionamentos. Há metodologias impossibilitadas de serem utilizadas em situações práticas devido a indeterminações ou por levarem a avaliações de estabilidade de tensão incorretas, em cenários simulados na presença de erro do tipo ruído.

Com relação à categoria de equivalentes que utilizam informações do sistema completo e não somente do barramento monitorado, as abordagens são apresentadas no capítulo seguinte.

---

## CAPÍTULO 4

# EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA BASEADO EM INFORMAÇÕES DO SISTEMA COMPLETO

### 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta uma síntese da revisão bibliográfica realizada acerca das metodologias que tratam do cálculo de equivalentes de redes elétricas baseados em informações do sistema completo. O objetivo da elaboração dessa síntese é permitir a discussão das questões que envolvem esse assunto, em especial com respeito à modelagem dos geradores.

Para enriquecer a discussão sobre as diferentes abordagens, o capítulo está estruturado em duas partes: descrição individual das metodologias e análise comparativa entre elas.

As metodologias são divididas em três categorias, conforme a semelhança entre elas. A divisão dos grupos se refere ao modo de obtenção dos parâmetros do equivalente de rede, seja por meio do cálculo da matriz de impedâncias, da inversão direta da matriz de admitâncias ou da eliminação de barras da matriz de admitâncias. A seleção dos trabalhos aqui referidos considera a sua relevância no contexto da pesquisa de doutorado, em especial no que tange à proposta de uma metodologia para cálculo de parâmetros internos dos geradores e sua inclusão em uma matriz de admitâncias de barras modificada.

### 4.2 METODOLOGIA BASEADA NA MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS

Nessa categoria está a referência (HAQUE, 1995), onde é apresentada uma metodologia baseada na simplificação do modelo dos geradores em regime permanente e na linearização das cargas do sistema elétrico. A modelagem de tais elementos mostra-se fundamental para o cálculo das impedâncias equivalentes, obtidas dos elementos da diagonal principal da matriz de impedância de barras  $Z$ .

A tensão interna do gerador é ajustada de forma a manter a tensão terminal do barramento no valor especificado. O circuito equivalente adotado no gerador é reduzido a uma fonte de tensão ideal com módulo igual ao valor da tensão terminal, sendo a reatância síncrona

considerada nula. As cargas são representadas pelas impedâncias constantes  $\bar{Z}_k = |\dot{V}_k|^2 / \bar{S}_k^*$ , para barra  $k$ .

Com as representações das cargas e dos geradores definidas, a metodologia calcula a impedância e a fonte de tensão equivalentes vista de um barramento em duas etapas. A primeira consiste em calcular  $\mathbf{Z}$ . Os elementos na diagonal principal dessa matriz não são as impedâncias do equivalente do circuito de duas barras, porque essa impedância contém o efeito da carga do barramento monitorado. Visto da barra de interesse, a impedância da carga e do equivalente estão em paralelo e resultam na impedância obtida da diagonal principal de  $\mathbf{Z}$ . Por esse motivo, a extração do efeito da carga é realizada isolando a impedância equivalente da equação de associação em paralelo. A segunda etapa determina a fonte de tensão do equivalente, de modo que a tensão na barra de carga seja um divisor de tensão entre as duas impedâncias calculadas anteriormente. As equações (4.1) e (4.2) mostram os parâmetros do equivalente de rede vistos de uma barra  $k$ .

$$\bar{Z}_{THk} = \bar{Z}_{EQk} // \bar{Z}_k \rightarrow \bar{Z}_{EQk} = \left( \frac{1}{\bar{Z}_{THk}} - \frac{1}{\bar{Z}_k} \right)^{-1} \quad (4.1)$$

$$\dot{V}_{EQk} = \left( 1 + \frac{\bar{Z}_{EQk}}{\bar{Z}_k} \right) \dot{V}_k \quad (4.2)$$

### 4.3 METODOLOGIAS BASEADAS NA INVERSÃO DIRETA DA MATRIZ DE ADMITÂNCIAS

Os trabalhos pertencentes a este grupo diferem da metodologia em (HAQUE, 1995) pelo tipo de matriz construída como etapa para cálculo do equivalente de rede. Esses trabalhos realizam modificações na matriz de admitâncias de barras para que, ao ser invertida, forneça as impedâncias de Thévenin. Inicialmente, é apresentada a modelagem dos geradores por cada metodologia, seguida da maneira que suas representações são consideradas na matriz de admitâncias de barras.

Em (DUONG, 2013) os geradores são representados de duas maneiras, dependendo de suas condições operativas. A primeira é como uma fonte de tensão ideal e a segunda como uma fonte de tensão de valor fixo em série com a reatância síncrona, quando o limite de reativos é atingido. Essa reatância é incluída em série com o elemento seguinte em que o gerador está ligado, seja um transformador elevador ou uma linha de transmissão. Todas as cargas e

geradores do sistema devem ser considerados para que, ao se obter  $\mathbf{Z}$  por meio da inversão de  $\mathbf{Y}$ , as equações (4.1) e (4.2) calculem as grandezas do equivalente de rede.

O trabalho (DUONG, 2014) se dedica a incluir o efeito do limite de geração de potência ativa dos geradores no equivalente de rede por meio do cômputo de uma reatância fictícia,  $X_G$ . O valor atribuído à reatância é igual ao que seria obtido ao se considerar um circuito de duas barras fictício apenas resistivo e com potência ativa máxima do gerador como aquela consumida pela carga,  $P_{G,max}$ . A equação (4.3) mostra a definição de  $X_G$  por (DUONG, 2014).

$$X_G = \frac{|\dot{V}_G|}{4P_{G,max}} \quad (4.3)$$

A reatância calculada por (4.3) deve substituir a impedância do elemento seguinte ao qual o gerador está ligado. Por exemplo, caso haja um transformador elevador entre a rede elétrica e o gerador, a reatância fictícia em (4.3) deve ser utilizada no lugar da impedância que representa o transformador. Segundo os autores dessa proposta, tal substituição da reatância física de elemento do sistema pela fictícia do gerador insere a limitação de potência ativa das máquinas.

Em (DUONG, 2015) é apresentada uma abordagem para modelar a limitação de potências ativa e reativa injetadas por um gerador. Os geradores são modelados como duas fontes de tensão atrás de reatâncias fictícias ligadas separadamente ao barramento terminal. A Figura 4.1 mostra a representação dos geradores pelo modelo (DUONG, 2015), onde os pares  $(V_P, X_P)$  e  $(V_Q, X_Q)$  são fontes de tensão e as reatâncias fictícias dos limites de injeções de potências ativa e reativa dos geradores, respectivamente.

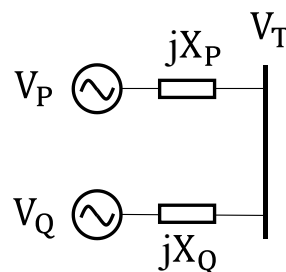


Figura 4.1 – Representação dos geradores pelo modelo (DUONG, 2015)

Para o cálculo de  $X_P$  e  $X_Q$  são assumidos dois circuitos fictícios compostos por uma rede reativa e uma carga resistiva. Com relação a  $X_P$ , a potência ativa máxima capaz de ser gerada é

atribuída à carga puramente resistiva do circuito fictício. O valor de  $X_Q$  é o dobro do resultado que seria obtido seguindo o mesmo raciocínio de  $X_P$ . Essa distinção no cálculo, segundo (DUONG, 2015), foi convencionada com base no estudo do seu impacto na determinação do equivalente de rede e da melhoria na representação dos geradores. As reatâncias fictícias estão definidas nas equações (4.4) e (4.5), sendo  $P_{G,max}$  e  $Q_{G,max}$  as potências ativa e reativa máxima geradas. A inclusão das reatâncias fictícias em  $\mathbf{Y}$  deve ser feita da mesma maneira apresentada em (DUONG, 2014), substituindo a impedância do elemento seguinte em que o gerador está ligado.

$$X_P = \frac{|\dot{V}_G|}{2P_{G,max}} \quad (4.4)$$

$$X_G = \frac{|\dot{V}_G|}{Q_{G,max}} \quad (4.5)$$

Os trabalhos (POLSTER, 2017a) e (POLSTER, 2017b) apresentam duas abordagens para incorporação do efeito dos limites dos geradores em equivalentes de redes, uma denominada de ajuste baseado nos parâmetros dos geradores e outra de barra de geração virtual. Em (POLSTER, 2017b) é mostrado que a primeira metodologia é mais exata, motivo pelo qual é detalhada neste texto. O ajuste baseado nos parâmetros dos geradores também insere diferentes reatâncias fictícias, a depender de qual limite é violado da curva de capacidade de um gerador síncrono sobre-excitado. Para essa finalidade, a corrente de campo ( $I_f$ ), a corrente de armadura ( $I_a$ ) e a potência ativa máxima do gerador ( $P_t$ ) são os parâmetros monitorados. A Figura 4.2 mostra o fluxograma da metodologia de ajuste baseada em parâmetros do gerador.

A diferença mínima de 0,1 na etapa de decisão da Figura 4.2 visa antecipar a adaptação do equivalente de rede para alguma condição operativa com limite atingido. A impedância representada por  $Z'$  é obtida manipulando-se um circuito de duas barras fictício com uma rede reativa e uma carga resistiva.

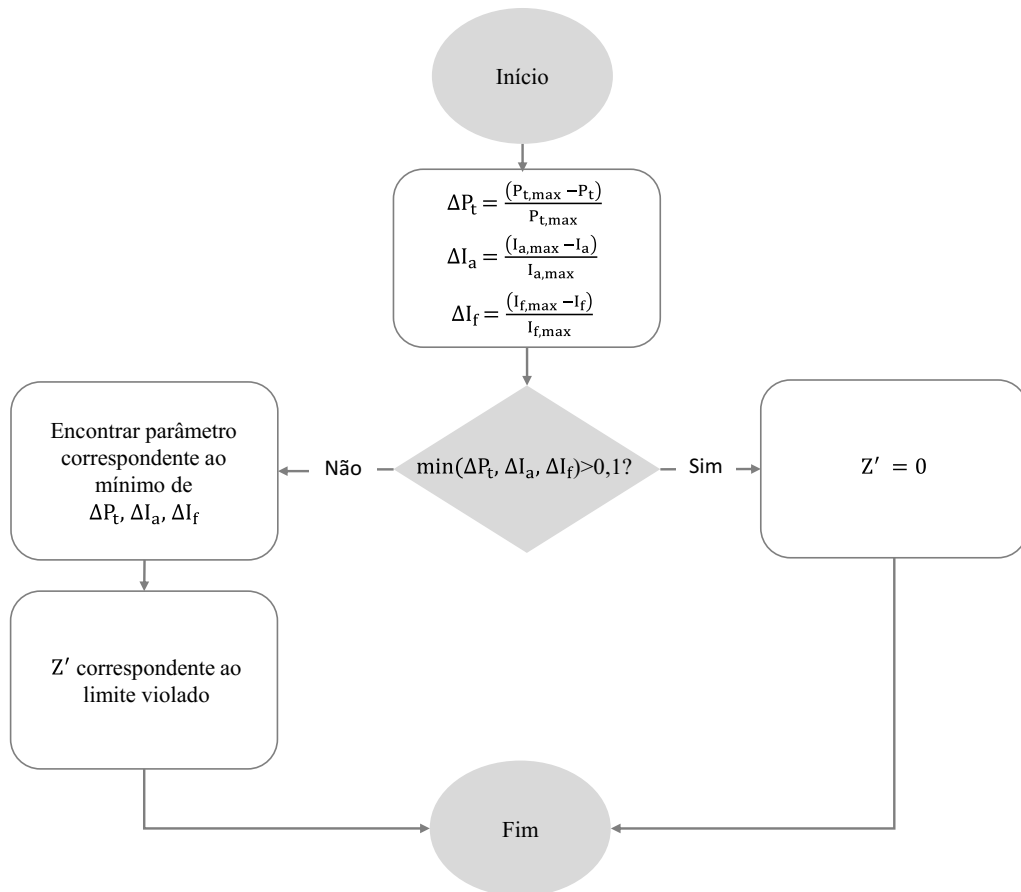


Figura 4.2 – Fluxograma do ajuste baseado em parâmetros dos geradores (POLSTER, 2017b)

As equações (4.6), (4.7) e (4.8) mostram as impedâncias  $Z'$  quando os limites da potência máxima do gerador, da corrente de campo e da corrente de armadura são atingidos, respectivamente. As reatâncias fictícias devem ser inseridas na matriz  $\mathbf{Y}$  de acordo com o critério da Figura 4.2. A grandeza  $V_{nom}$  corresponde à tensão terminal do gerador.

$$Z' = j \frac{V_{nom}^2}{4P_{G,max}} \quad (4.6)$$

$$Z' = j \frac{4V_{nom}}{I_a} \quad (4.7)$$

$$Z' = j \frac{4V_{nom}}{I_{a,nom}} \quad (4.8)$$

As metodologias desta seção modificam a matriz  $\mathbf{Y}$  e realizam a operação  $\mathbf{Z} = \mathbf{Y}^{-1}$ . Os parâmetros do equivalente de rede são determinados pelas equações (4.1) e (4.2), utilizando-se os elementos da diagonal principal de  $\mathbf{Z}$ .

#### 4.4 METODOLOGIAS BASEADAS NA ELIMINAÇÃO DE BARRAS DA MATRIZ DE ADMITÂNCIAS

A abordagem proposta em (WANG, 2011) é denominada equivalente de rede de múltiplas portas. O nome desse método se deve à separação de todas as barras de carga e de geração colocadas externamente à rede elétrica, como mostrado na Figura 4.3. A rede elétrica é representada por uma matriz denominada  $Z_{LL}$ . As grandezas de entrada da metodologia consistem na matriz de admitâncias da rede,  $Y$ , do vetor de tensões terminais especificadas dos geradores,  $V_G$ , e dos vetores das tensões e das correntes nas barras de carga,  $V_L$  e  $I_L$ .

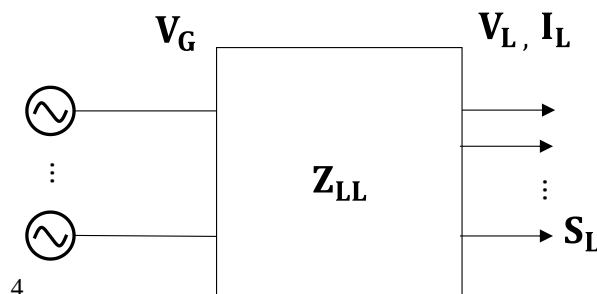


Figura 4.3 – Modelo para rede de múltiplas portas (WANG, 2011)

A separação das barras de carga e de geração mostrada na Figura 4.3 pode ser descrita pela equação (4.9), sendo os subscritos “L”, “T” e “G” usados para indicar barras de carga, de transferência e de geração, respectivamente.

$$\begin{bmatrix} -I_L \\ \mathbf{0} \\ I_G \end{bmatrix} = [Y] \begin{bmatrix} V_L \\ V_T \\ V_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{LL} & Y_{LT} & Y_{LG} \\ Y_{TL} & Y_{TT} & Y_{TG} \\ Y_{GL} & Y_{GT} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L \\ V_T \\ V_G \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Eliminando as barras de transferência em (4.9), a tensão na carga pode ser determinada por (4.10), onde  $K = Z_{LL}(Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TG} - Y_{LG})$  e  $Z_{LL} = (Y_{LL} - Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TL})^{-1}$ . A dimensão de  $K$  é  $n \times m$  e de  $Z_{LL}$  é  $n \times n$ . Ambas as matrizes surgem da aplicação da redução de Kron para remover as barras de transferência de (4.9). As tensões nas barras de carga são obtidas por meio da equação em (4.10).

$$V_L = KV_G - Z_{LL}I_L \quad (4.10)$$

Tomando a equação (4.10) para uma barra  $j$  e fazendo  $\dot{E}_{eq,j} = [KV_G]_j$ ,  $\bar{Z}_{eq,j} = \bar{Z}_{LL,jj}$  e  $\dot{E}_{coupled,j} = \sum_{i=1, i \neq j}^n \bar{Z}_{LL,ji} \dot{I}_{L,i}$ , a tensão na barra de carga é expressa pela equação (4.11).



$$\dot{V}_{L,j} = \dot{E}_{eq,j} - \bar{Z}_{eq,j} \dot{I}_{L,j} - \dot{E}_{coupled,j} \quad (4.11)$$

Em (4.11),  $\bar{Z}_{eq,j}$  corresponde à impedância equivalente da barra  $j$  sem a inclusão das outras cargas do sistema elétrico. Caso a topologia do sistema permaneça constante,  $\bar{Z}_{eq,j}$  não é alterado. O impacto das outras cargas do sistema na barra  $j$  está representado em  $\dot{E}_{coupled,j}$ , chamado de efeito do acoplamento das cargas. A Figura 4.4 mostra a equação (4.11) com elementos representados como componentes do circuito elétrico equivalente.

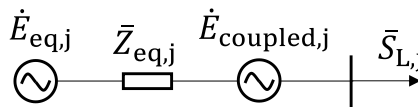


Figura 4.4 – Circuito equivalente do método acoplado (WANG, 2011)

Com a finalidade de adequar o equivalente da Figura 4.4 para estudos de estabilidade de tensão, o efeito de acoplamento  $\dot{E}_{coupled,j}$  deve ser incluído em  $\dot{E}_{eq,j}$  ou em  $\bar{Z}_{eq,j}$ . Para isso, em (WANG, 2011) são apresentadas três alternativas para modelar  $\dot{E}_{coupled,j}$ . As possibilidades envolvem a criação de uma carga extra, de uma fonte de tensão extra ou de uma impedância extra. Considerada a distância do ponto de operação ao ponto de máximo carregamento, segundo os autores do método, apenas a modelagem de  $\dot{E}_{coupled,j}$  como uma impedância extra se mostra adequada. Tal impedância deve substituir  $\dot{E}_{coupled,j}$  na Figura 4.4 e é chamada de impedância virtual,  $\bar{Z}_{c,j}$ , definida pela equação (4.12).

$$\bar{Z}_{c,j} = \frac{\dot{E}_{coupled,j}}{\dot{I}_{L,j}} = \sum_{i=1, i \neq j}^n \bar{Z}_{LL,ji} \frac{\bar{S}_{L,i}^* \dot{V}_{L,j}^*}{\bar{S}_{L,j}^* \dot{V}_{L,i}^*} \quad (4.12)$$

A impedância do equivalente de rede obtida no trabalho (WANG, 2011) é a soma da impedância virtual da equação (4.12) e da impedância equivalente sem a consideração do efeito das cargas,  $\bar{Z}_{eq,j}$ . Portanto, a fonte de tensão e a impedância do equivalente de rede são definidas como  $\dot{E}_{eq,j}$  e  $\bar{Z}_{eq,j} + \bar{Z}_{c,j}$ , respectivamente. Caso os geradores atinjam os limites de reativo, eles devem ser substituídos por fontes de tensão atrás das reatâncias síncronas saturadas, para efeito de consideração na matriz  $\mathbf{Y}$  da equação (4.9).

O trabalho (WANG, 2013) propõe o uso do modelo dinâmico das máquinas para a representação dos geradores no cálculo de equivalentes de redes. Uma breve discussão de considerações normalmente assumidas na simplificação dos modelos das máquinas síncronas,

utilizadas pelo último método citado, está descrita no Apêndice A. A estimação das grandezas internas dos geradores é realizada por meio de métodos de identificação de parâmetros. O objetivo de tais métodos de identificação é estimar grandezas como a resistência da armadura  $r_a$ , a reatância transitória do eixo direto  $x'_d$ , a reatância transitória do eixo em quadratura  $x'_q$  e a reatância de dispersão  $x_l$ . Esses parâmetros são utilizados no cálculo da impedância e da fonte interna dos geradores nas equações (4.13) e (4.14), sendo a tensão terminal e a corrente de armadura dadas por  $\dot{V}_t = (v_d + jv_q)e^{j(\delta-\pi/2)}$  e  $\dot{I}_A = (i_d + ji_q)e^{j(\delta-\pi/2)}$ .

$$\bar{Z}_G = \frac{\dot{E}_G - \dot{V}_t}{\dot{I}_A} = \frac{[r_a i_d - (x'_q - x_l) i_q] + j[r_a i_q + (x'_d - x_l) i_d]}{i_d + ji_q} \quad (4.13)$$

$$\dot{E}_G = \dot{V}_t + \bar{Z}_G \dot{I}_A \quad (4.14)$$

Para o cálculo das grandezas internas dos geradores, (WANG, 2013) faz referência ao trabalho (HUANG, 2010) onde é apresentado modelo caixa cinza baseado no *square-root unscented Kalman filter*. Na metodologia desenvolvida desse último trabalho, observa-se que: o dado de entrada é tomado como a tensão de campo; as variáveis de saída são o ângulo da fonte de tensão interna em relação à referência, a potência ativa terminal e a velocidade síncrona; o vetor de variáveis desconhecidas é composto por constantes de tempo, fator de amortecimento e reatâncias transitórias e de regime permanente em eixo direto e em quadratura.

A partir das grandezas estimadas por métodos de identificação de parâmetros, a inclusão do efeito dos  $n$  geradores presentes na rede se dá pela construção da matriz de admitâncias  $Y_{gg} = \text{diag}(1/\bar{Z}_{G1}, \dots, 1/\bar{Z}_{Gn})$ . A organização dos elementos da matriz em (4.15) coloca de forma explícita as admitâncias das barras de carga e de geração. Como o objetivo é incluir a reatância interna dos geradores e o barramento interno da fonte de tensão na modelagem, a matriz em (4.15) tem sua dimensão aumentada do número de geradores  $n$ .

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_L \\ \mathbf{0} \\ \dot{I}_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{LL} & Y_{LG} & \mathbf{0} \\ Y_{GL} & Y_{GG} + Y_{gg} & -Y_{gg} \\ \mathbf{0} & -Y_{gg} & Y_{gg} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}_L \\ \dot{V}_G \\ \dot{E}_G \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Eliminando o vetor de tensões dos geradores com tensões especificadas  $\dot{V}_G$ , o vetor de corrente da carga se torna  $\dot{I}_L = Y'_{LL} \dot{V}_L - Y'_{LG} \dot{E}_G$ . As matrizes  $Y'_{LL}$  e  $Y'_{LG}$  são iguais a  $Y_{LL} - Y_{LG}(Y_{GG} + Y_{gg})^{-1}Y_{GL}$  e  $Y_{LG}(Y_{GG} + Y_{gg})^{-1}Y_{gg}$ , respectivamente.

O vetor das tensões nos barramentos de carga é dado pela equação (4.16), onde  $\mathbf{Z}'_{LL} = \mathbf{Y}'_{LL}^{-1}$  e  $\mathbf{F}'_{LG} = -\mathbf{Z}'_{LL}\mathbf{Y}'_{LG}$ .

$$\mathbf{V}_L = \mathbf{Z}'_{LL}\mathbf{I}_L + \mathbf{F}'_{LG}\mathbf{E}_G \quad (4.16)$$

Comparando as equações (4.10) e (4.16), a menos da modificação introduzida pela matriz de admitância das impedâncias internas dos geradores, a metodologia deduzida no trabalho (WANG, 2013) determina os parâmetros do equivalente de rede do mesmo modo que foi apresentado em (WANG, 2011). A diferença consiste na inclusão das impedâncias internas dos geradores na matriz  $\mathbf{Y}_{gg}$ .

Em (CUI, 2017) é proposta uma melhoria para o método equivalente de múltiplas portas já apresentado em (WANG, 2011). Essa melhoria consiste em definir duas condições extras para cálculo dos parâmetros do equivalente: uma para satisfazer o fluxo de potência no circuito de duas barras e outra para refletir de maneira adequada a resposta do sistema às variações da carga. Ao unir equações de fluxo de potência ativa e reativa, como em (4.17), há uma infinidade de pares de parâmetros do equivalente que a satisfazem, incluindo o par obtido em (WANG, 2011). A notação em (4.17) é a mesma de (CUI, 2017), sendo  $j$  corresponde ao barramento monitorado.

$$|\dot{V}_j|^4 - |\dot{E}'_{eq,j}|^2 - 2(R'_{eq,j}P_j + X'_{eq,j}Q_j)|\dot{V}_j|^2 + (P_j^2 + Q_j^2)(R_{eq,j}^2 + X_{eq,j}^2) = 0 \quad (4.17)$$

Tomando a função diferencial total de (4.17), (CUI, 2017) deduz as grandezas do equivalente de rede conforme as equações (4.18) e (4.19).

$$\dot{E}'_{eq,j} = \frac{2 + \gamma |\dot{V}_j|/P_j}{1 - \gamma |\dot{V}_j|/P_j} |\dot{V}_j| \cos(\theta_e - \theta) \quad (4.18)$$

$$\bar{Z}'_{eq,j} = \frac{\dot{E}'_{eq,j} - \dot{V}_j}{\dot{I}_j} \quad (4.19)$$

Em (4.18),  $\gamma$  equivale a  $dP_j/d|\dot{V}_j|$ , sendo essa derivada definida pela diferença entre a tensão e potência ativa da carga entre dois instantes consecutivos.

## 4.5 ANÁLISE DAS ABORDAGENS

A Tabela 4.1 mostra as principais características das metodologias para cálculo de equivalentes de redes elétricas. Os campos da Tabela 4.1 correspondem ao que foi considerado em cada proposta, como formulação matricial para representação da rede elétrica e como modelagem dos geradores. O “X” indica a presença da característica analisada. Métodos assinalados com algum dos campos de limite de potência da fonte primária e de corrente de campo ou de armadura substituem a modelagem dos geradores somente quando o correspondente limite operativo é atingido. O método assinalado com parâmetros internos dos geradores recalcula os valores da fonte de tensão e da reatância interna em todos os pontos operativos.

Tabela 4.1 – Características dos trabalhos relacionados a equivalente de rede baseado na topologia do sistema

Referência	Representação da rede elétrica		Modelagem dos geradores		
	Z	Y	Limite de potência ativa	Limite da corrente de campo ou de armadura	Parâmetros internos dos geradores
(HAQUE, 1995)	X				
(DUONG, 2013)		X		X	
(DUONG, 2014)		X	X		
(DUONG, 2015)		X	X	X	
(POLSTER, 2017a)		X	X	X	
(POLSTER, 2017b)		X	X	X	
(WANG, 2011)		X		X	
(WANG, 2013)		X		X	X
(CUI, 2017)		X		X	

Das metodologias apresentadas, somente o método (HAQUE, 1995) calcula diretamente **Z**. A montagem dessa matriz está associada a um grande custo computacional,

---

principalmente em sistemas elétricos de grande porte. Os outros oito trabalhos utilizam propriedades de  $Y$ , como esparsidade e o fato de serem, geralmente, matrizes simétricas, como caminho intermediário à obtenção da impedância de Thévenin. Essa abordagem visa a facilitar a obtenção de  $Z$ , sem necessariamente realizar o seu algoritmo de montagem.

Com relação à representação dos geradores, oito dos nove trabalhos consideram de alguma maneira a representação tradicional dos geradores. A fonte de tensão ideal presente no trabalho (HAQUE, 1995) foi substituída por uma fonte de tensão em série com uma reatância fictícia nos trabalhos seguintes, seja somente quando algum limite é atingido ou em todos os pontos operativos.

Os autores envolvidos nas publicações entre (DUONG, 2013) e (POLSTER, 2017b) participam dos trabalhos de forma conjunta. Pode ser destacada, nos trabalhos desse grupo, a aproximação da rede elétrica por uma resistência durante o cálculo de reatâncias fictícias dos geradores. Tal reatância fictícia foi inserida para considerar o limite atingido no ponto operativo atual, seja o limite da fonte primária ou das correntes de armadura e de campo. No entanto, diante da complexidade dos sistemas elétricos reais, a substituição da rede vista pelos geradores como uma resistência constitui uma limitação para a modelagem.

Os trabalhos (WANG, 2011) e (CUI, 2017) mantêm a modelagem dos geradores como fonte de tensão ideal até a condição operativa em que um gerador atinge seu limite. Neste ponto, a representação do gerador é convertida para o modelo tradicional, sendo a barra do tipo tensão controlada alterada para tensão não controlada em suas formulações matriciais. A adoção de valor fixo para reatância interna do gerador, nos estudos de estabilidade de tensão, impossibilita a captura da dinâmica dos geradores, como mostrado em (WANG, 2013).

No artigo (WANG, 2013), a atualização da fonte de tensão e da reatância interna dos geradores ocorre em todos os pontos operativos por meio de algum método de identificação de parâmetros. Apesar de (WANG, 2013) propor a ideia de estimação dos parâmetros internos com base nesse conjunto de técnicas, a dificuldade encontrada consiste em referenciar a metodologia apresentada em (HUANG, 2010). Isso decorre dessa última publicação citada propor o uso do filtro de Kalman melhorado, necessitando do conhecimento da tensão de campo e do ângulo da fonte de tensão interna para iniciar a estimação dos parâmetros internos restantes. Considerando ser mais adequado essas grandezas serem calculadas durante a etapa de estimação, esse é um ponto que pode limitar a aplicação da metodologia no cálculo de equivalentes de redes.

---

Do exposto, há uma motivação para proposta de metodologia em que a dinâmica de operação dos geradores seja considerada sem a introdução de elevado custo computacional e sem o conhecimento prévio de algum parâmetro interno dos geradores. A revisão dos métodos da Tabela 4.1 justifica investigações no cálculo e na representação dos geradores nos equivalentes de rede. A pesquisa apresentada vai ao encontro das últimas publicações no tema, a fim de incluir a modelagem interna dos geradores.

#### **4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

A discussão apresentada neste capítulo permite identificar pontos que ainda requerem investigação e aprimoramento no cálculo de equivalentes baseados em informações do sistema completo. Dentre esses, podem ser destacados a metodologia para cálculo dos parâmetros internos dos geradores e para o cálculo de uma matriz de admitâncias de barras modificada.

O modelo a ser apresentado pretende atender aos pontos levantados na análise das abordagens deste capítulo, especialmente, em dois aspectos. O primeiro é não assumir circuitos fictícios em condições específicas para cálculo dos parâmetros internos dos geradores. O segundo é não definir uma grandeza a ser calculada pela própria metodologia como dado de entrada. Destaca-se que esses desafios devem ser superados por meio de uma manipulação matricial com custo condizente com as aplicações práticas.

A proposta de uma abordagem satisfazendo esses pontos não dificulta a implementação em sistemas reais, haja vista que a complexidade dos geradores e dos sistemas elétricos é considerada, e que os parâmetros internos dos geradores são calculados somente com informações do sistema completo. Essa identificação enfatiza a relevância da proposta descrita no capítulo que se segue.

---

## **CAPÍTULO 5**

### **METODOLOGIA PARA CÁLCULO DE EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA BASEADO EM INFORMAÇÕES DO SISTEMA COMPLETO**

#### **5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Este capítulo se dedica à apresentação da proposta de metodologia para construção de equivalentes de redes elétricas baseados em informações do sistema completo, relacionada à primeira linha da pesquisa do doutorado.

A proposta se destaca pela modelagem criteriosa dos componentes da rede elétrica, em especial a dos geradores, e, também, pela formatação do equacionamento matricial do equivalente, com a definição de uma matriz de admitâncias de barra modificada. A estimação dos parâmetros internos dos geradores se baseia na solução de um problema de otimização, para posterior inclusão dos valores na matriz de admitâncias de barras modificada.

O modelo desenvolvido constitui importante avanço às abordagens tradicionais, pois permite que o equivalente responda, de maneira mais próxima ao comportamento do sistema, às alterações da rede elétrica. A partir da identificação das etapas que compõem a estrutura básica da metodologia, o capítulo apresenta de forma detalhada todo o equacionamento pertinente.

Vale ressaltar que a metodologia, da forma como apresentada neste capítulo, é denominada metodologia básica. O desenvolvimento da pesquisa levou à identificação de avanços que poderiam ser implementados na solução do sistema matricial envolvido, mais especificamente a aplicação de técnicas de estimação na inversão da matriz de admitâncias de barras. Tais avanços, incorporados aos procedimentos apresentados neste capítulo, compõem a Metodologia Completa, detalhada no Capítulo 6.

#### **5.2 ESTRUTURA BÁSICA DA METODOLOGIA PROPOSTA**

A concepção da metodologia proposta partiu do desafio de lidar com a modelagem dos geradores dentro da perspectiva de análise da rede elétrica completa. Nesse contexto, a

metodologia encontra-se estruturada em um conjunto de passos que possibilitam a conexão dos modelos próprios das máquinas aos da rede elétrica para composição do equivalente. Esta seção apresenta a estrutura básica da metodologia proposta, a qual é definida no fluxograma apresentado na Figura 5.1.

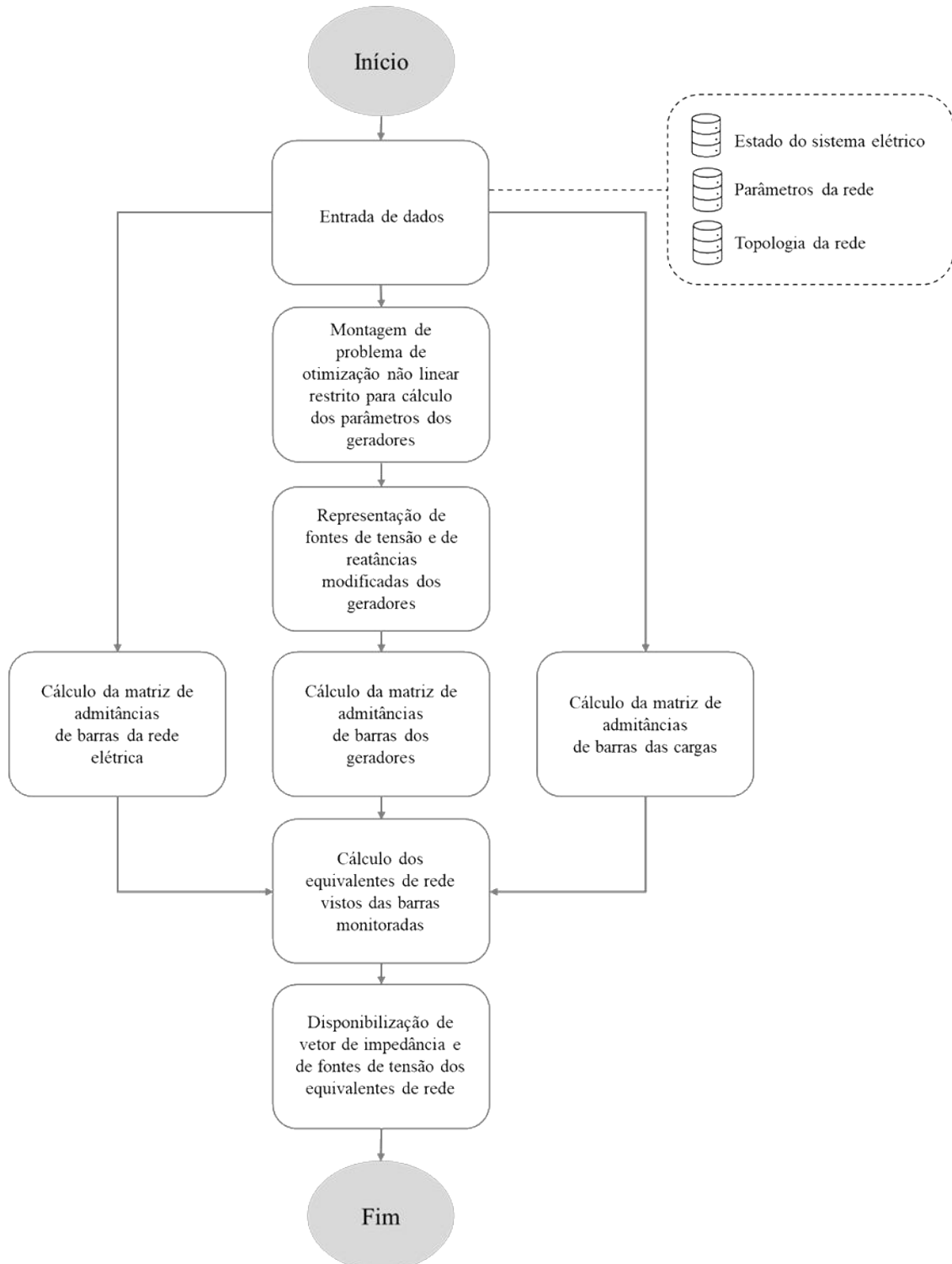


Figura 5.1 – Fluxograma da metodologia para construção de equivalente de rede



---

O fluxograma da Figura 5.1 mostra as etapas a serem seguidas para a obtenção do equivalente de rede elétrica. Tendo disponíveis os dados de entrada, a metodologia é composta por etapas dedicadas à modelagem dos geradores, à construção da matriz de admitâncias de barras modificada e ao cálculo do equivalente da rede.

Com relação à modelagem dos geradores, dois passos são executados: o cálculo dos parâmetros internos, por problema de otimização mono-objetivo restrito, e a representação dos parâmetros internos dos geradores no eixo do sistema.

Quanto à construção da matriz de admitâncias de barras modificada, são realizados os cálculos das matrizes relativas às cargas, à rede elétrica e aos geradores.

A partir da matriz de admitâncias de barras modificada, são calculados os equivalentes de redes elétricas e disponibilizados os vetores de impedância e de fonte de tensão equivalentes.

As seções a seguir se dedicam a apresentar de forma detalhada o equacionamento pertinente às etapas da metodologia.

### **5.3 MODELAGEM DOS GERADORES NA REFERÊNCIA DO SISTEMA ELÉTRICO**

A modelagem de geradores síncronos é baseada na solução de equações diferenciais e algébricas. A solução desse conjunto de equações mostra-se um fator decisivo para a complexidade e para o tempo empregado em seu cálculo. Existem na literatura cinco abordagens conhecidas como modelos de sexta até segunda ordem. O ajuste da exatidão da representação do gerador depende da quantidade de enrolamentos considerados, pois estes determinam o número de reatâncias e de constantes de tempo presentes no modelo. Há modelos adequados para perturbações lentas, por exemplo, que permitem desconsiderar os enrolamentos de amortecimento sem prejuízo para a modelagem do gerador. Além disso, outros modelos admitem variações na fonte de tensão interna também desprezíveis. A adequação dos modelos acompanha o fenômeno em análise. Seguindo o guia (IEEE, 2020), especificamente em relação à estabilidade de tensão, a desconsideração do efeito dos circuitos de amortecimento e a adoção de modelos em regime permanente dos geradores são satisfatórios.

Em regime permanente, os geradores síncronos são representados pelas equações apresentadas em (5.1) e (5.2). Os termos  $(v_d, v_q)$  e  $(i_d, i_q)$  são as tensões e as correntes terminais

deslocadas para a referência do gerador e  $(E_d, E_q)$  e  $(X_d, X_q)$  as tensões internas da máquina e as reatâncias síncronas em eixo direto e em quadratura, respectivamente. As reatâncias síncronas já consideram o efeito da reação da armadura em seus respectivos eixos. A componente  $E_d$  em (5.1) é nula devido à desconsideração da resistência de armadura na simplificação do modelo. Já a componente  $E_q$  em (5.2) se iguala à tensão de campo  $E_{fd}$ , notação adotada em textos como (MACHOWSKI, 2020). A tensão de campo  $E_{fd}$  é proporcional à tensão aplicada ao enrolamento de campo  $v_{fd}$  e define a corrente de campo  $i_{fd} = v_{fd}/R_{fd}$ , sendo  $R_{fd}$  a resistência do enrolamento de campo.

$$E_d = v_d - X_q i_q = 0 \quad (5.1)$$

$$E_q = v_q + X_d i_d \quad (5.2)$$

Em regime transitório ou subtransitório, as equações (5.1) e (5.2) não se aplicam e, por isso, não podem ser utilizadas diretamente. Essas devem ser modificadas pela consideração de reatâncias e de componentes de tensão internas transitórias ou subtransitórias, além da adição de equações diferenciais. No entanto, os modelos adequados a esses regimes não são abordados neste trabalho devido às grandezas de entrada estarem associadas ao regime permanente. As equações (5.1) e (5.2) são suficientes para descrever de maneira pertinente o comportamento dos geradores nos estudos de estabilidade de tensão (IEEE, 2020).

As componentes  $(v_d, v_q)$  e  $(i_d, i_q)$  no eixo  $dq$  são obtidas por meio da matriz de rotação aplicada aos componentes reais e imaginários no plano cartesiano. A matriz de rotação  $\mathbf{T}$ , indicada em (5.3), realiza a rotação da tensão terminal  $\dot{V}_T$  e da corrente de armadura  $\dot{I}_A$  dos geradores para os valores no eixo  $dq$ , segundo (5.4) e (5.5).

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} \text{sen } \delta & \text{cos } \delta \\ -\text{cos } \delta & \text{sen } \delta \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \mathbf{T}^{-1} \begin{bmatrix} V_{Tr} \\ V_{Ti} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen } \delta & -\text{cos } \delta \\ \text{cos } \delta & \text{sen } \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{Tr} \\ V_{Ti} \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \mathbf{T}^{-1} \begin{bmatrix} I_{Ar} \\ I_{Ai} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{sen } \delta & -\text{cos } \delta \\ \text{cos } \delta & \text{sen } \delta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{Ar} \\ I_{Ai} \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

Por meio dos pares  $(v_d, v_q)$  e  $(i_d, i_q)$  são calculadas as projeções da tensão terminal e da corrente de armadura sobre os eixos direto e em quadratura com as equações (5.6) e (5.7). A tensão interna da máquina, já definida em termos de eixo direto e em quadratura, tem a sua

projeção calculada de maneira semelhante, como mostrado em (5.8). Unindo as equações (5.1) e (5.2) e substituindo as componentes projetadas, (5.9) mostra a equação fasorial final.

$$\dot{V}_T = \dot{V}_{T(d)} + \dot{V}_{T(q)} = (v_d + jv_q)e^{j(\delta-\pi/2)} \quad (5.6)$$

$$\dot{i}_A = \dot{i}_{A(d)} + \dot{i}_{A(q)} = (i_d + ji_q)e^{j(\delta-\pi/2)} \quad (5.7)$$

$$\dot{E} = \dot{E}_{(d)} + \dot{E}_{(q)} = (jE_q)e^{j(\delta-\pi/2)} \quad (5.8)$$

$$\dot{E}_q = \dot{V}_T + jX_d\dot{i}_{A(d)} + jX_q\dot{i}_{A(q)} \quad (5.9)$$

A Figura 5.2 mostra o diagrama fasorial obtido da equação (5.9), indicando a posição do eixo de referência síncrona, do eixo em quadratura definido pelo ângulo  $\delta$  e do eixo direto atrasado  $90^\circ$  do eixo em quadratura.

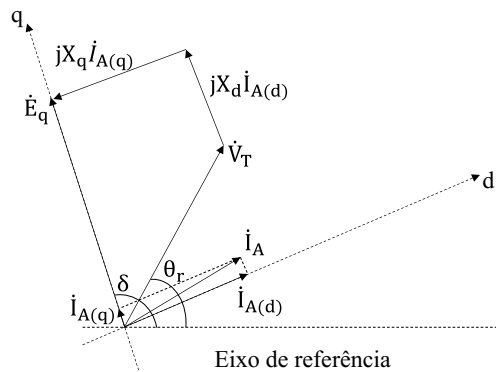


Figura 5.2 – Diagrama fasorial da máquina síncrona

As potências ativa e reativa entregues pela máquina síncrona ao barramento terminal, obtidas fazendo  $S_G = \dot{V}_T \dot{i}_A^* = (v_d + jv_q)e^{j(\delta-\pi/2)}(i_d + ji_q)e^{-j(\delta-\pi/2)} = (v_d + jv_q)(i_d + ji_q)$ , estão colocadas nas equações (5.10) e (5.11). Essas equações utilizam as relações definidas anteriormente em (5.1) e (5.2).

$$P_G = \frac{E_q |\dot{V}_T| \text{sen}(\delta - \theta)}{X_d} + \frac{|\dot{V}_T|^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}[2(\delta - \theta)] \quad (5.10)$$

$$Q_G = \frac{E_q |\dot{V}_T| \cos(\delta - \theta)}{X_d} - |\dot{V}_T|^2 \left[ \frac{\text{sen}^2(\delta - \theta)}{X_q} + \frac{\cos^2(\delta - \theta)}{X_d} \right] \quad (5.11)$$

As expressões em (5.1), (5.2), (5.10) e (5.11) são apropriadas para máquinas síncronas de polos salientes, onde  $X_d \neq X_q$ . No caso de máquinas com polos lisos, essas reatâncias são aproximadamente iguais, o que permite a simplificação das equações citadas.

As equações apresentadas nesta seção são a base para a representação da fonte de tensão e da impedância interna dos geradores no equivalente de rede. As variáveis a serem determinadas e os dados de entrada são  $(E_q, \delta, X_d \text{ e } X_q)$  e  $(\dot{V}_T \text{ e } \dot{I}_A)$ , respectivamente. Cada estado operativo do sistema possui seu conjunto de dados de entrada, que passam por uma ferramenta de cálculo das variáveis. Embora o estado operativo do sistema já seja conhecido, a importância da metodologia consiste na inclusão do efeito dos geradores no equivalente de rede e, conseqüentemente, na avaliação da estabilidade de tensão.

Com o objetivo de montar o vetor de funções para encontrar as incógnitas  $E_q, \delta, X_d$  e  $X_q$ , é necessário reescrever as equações que relacionam essas grandezas aos valores nos terminais das máquinas. Para isso, as tensões e correntes no eixo  $dq$  em (5.1) e (5.2) são substituídas pelas suas correspondentes componentes real e imaginária. O conjunto de equações em (5.12) reflete a relação fasorial e a potência aparente entregue pela máquina em função dos dados de entrada na referência do sistema elétrico.

$$\begin{bmatrix} V_{Tr} \text{sen } \delta - V_{Ti} \text{cos } \delta - X_q (I_{Ar} \text{cos } \delta + I_{Ai} \text{sen } \delta) = 0 \\ E_q - V_{Tr} \text{cos } \delta - V_{Ti} \text{sen } \delta - X_d (I_{Ar} \text{sen } \delta - I_{Ai} \text{cos } \delta) = 0 \\ P_G - \frac{E_q |\dot{V}_T| \text{sen } (\delta - \theta)}{X_d} - \frac{|\dot{V}_T|^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen } [2(\delta - \theta)] = 0 \\ Q_G - \frac{E_q |\dot{V}_T| \text{cos } (\delta - \theta)}{X_d} + |\dot{V}_T|^2 \left[ \frac{\text{sen}^2 (\delta - \theta)}{X_q} + \frac{\text{cos}^2 (\delta - \theta)}{X_d} \right] = 0 \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

O vetor de funções em (5.12) mostra as equações utilizadas no cálculo da impedância e da fonte de tensão interna dos geradores. Nesse conjunto de equações há aquelas relativas às grandezas internas e aquelas que garantem a potência aparente entregue ao terminal da máquina.

#### 5.4 CÁLCULO DOS PARÂMETROS INTERNOS DE GERADORES POR PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO MONO-OBJETIVO RESTRITO

Esta seção aborda a construção de um problema de otimização mono-objetivo e restrito para o cálculo dos parâmetros internos dos geradores. Os problemas de otimização são comumente definidos pela minimização de uma função objetivo sujeito a restrições. Tais

restrições podem ser classificadas como de desigualdade ou de igualdade e como lineares ou não lineares (BAZARAA, 2006). A equação em (5.13) mostra a notação geral adotada para representar a minimização da função objetivo  $f(x)$  sujeito aos vetores das restrições de igualdade  $\mathbf{H}(x)$  e de desigualdade  $\mathbf{G}(x)$ .

$$\begin{aligned} \min_x \quad & f(x) \\ \text{sujeito a:} \quad & \begin{cases} \mathbf{H}(x) = \mathbf{0} \\ \mathbf{G}(x) \leq \mathbf{0} \end{cases} \end{aligned} \quad (5.13)$$

A função objetivo do problema consiste na minimização do módulo da tensão interna do gerador,  $E_q$ , da Figura 5.2. A escolha da função objetivo visa impedir possíveis soluções em que o módulo tensão interna do gerador seja muito elevado, acima de um valor esperado típico. A função a ser minimizada está no lado direito da igualdade da equação (5.14).

$$f(x) = E_q \quad (5.14)$$

As restrições de igualdade  $\mathbf{H}(x)$  do problema de otimização correspondem àquelas mostradas em (5.12). A representação completa dos geradores no sistema elétrico não pode modificar grandezas como tensões terminais e potência aparente entregue, conseguido por meio da imposição das restrições apresentadas.

As restrições de desigualdade visam fornecer intervalos de valores para os parâmetros calculados, de modo a evitar inconsistências elétricas. Tais inconsistências podem ser detectadas ao utilizar apenas as restrições de igualdade, justificando a inclusão de restrições de desigualdade que não provenham da análise do diagrama fasorial ou da potência entregue pelo gerador. São dois tipos de restrições de desigualdade necessários, um relacionado a razão entre as reatâncias síncronas de eixo direto e em quadratura e outra relacionada ao ângulo da fonte de tensão interna do gerador.

A primeira restrição está definida em (5.15) e é justificada pela relutância no entreferro ser mais elevada no eixo em quadratura. Tipicamente,  $X_q$  está entre  $0,6X_d$  e  $0,9X_d$  nos geradores com polos salientes e  $X_d \cong X_q$  nos geradores com polos lisos. A restrição em (5.15) é considerada como a primeira restrição de desigualdade em  $\mathbf{G}(x)$ , sendo  $k_1$  um valor definido para a razão de reatâncias de cada gerador.

$$g_1(E_q, \delta, X_d, X_q) = X_q/X_d \leq k_1 \quad (5.15)$$

Com relação ao ângulo da fonte de tensão interna do gerador, este deve ser tal que a tensão terminal e a corrente de armadura referidas no eixo  $dq$  estejam contidas entre os eixos direto e em quadratura. O intervalo de validade para  $\delta$  pode ser estabelecido tomando as componentes  $(v_d, v_q)$  e  $(i_d, i_q)$  nas equações (5.1) e (5.2), uma vez que tais componentes devem ser positivas. Sem essas condições, as reatâncias síncronas podem ser calculadas com valores negativos e o fasor da tensão interna da máquina não estar sobre o eixo em quadratura. A necessidade das componentes no eixo  $dq$  ser positiva implica as equações (5.16) a (5.19).

$$v_d \geq 0 \rightarrow V_{Tr} \sin \delta - V_{Ti} \cos \delta \geq 0 \rightarrow \delta \geq \text{tg}^{-1}(V_{Ti}/V_{Tr}) \quad (5.16)$$

$$v_q \geq 0 \rightarrow V_{Tr} \cos \delta + V_{Ti} \sin \delta \geq 0 \rightarrow \delta \geq \text{tg}^{-1}[(-V_{Tr})/V_{Ti}] \quad (5.17)$$

$$i_d \geq 0 \rightarrow I_{Ar} \sin \delta - I_{Ai} \cos \delta \geq 0 \rightarrow \delta \geq \text{tg}^{-1}(I_{Ai}/I_{Ar}) \quad (5.18)$$

$$i_q \geq 0 \rightarrow I_{Ar} \cos \delta + I_{Ai} \sin \delta \geq 0 \rightarrow \delta \geq \text{tg}^{-1}[(-I_{Ar})/I_{Ai}] \quad (5.19)$$

As equações (5.17) e (5.19) determinam que  $\delta$  deve ser maior do que os ângulos dos fasores  $-j\dot{V}_T$  e  $-j\dot{I}_A$ , respectivamente. No diagrama fasorial da Figura 5.2, esse ângulo é indicado como  $\delta_1$  e possui valor superior aos ângulos dos fasores  $-j\dot{V}_T$  e  $-j\dot{I}_A$ , sendo considerados ângulos em valores absolutos. Por simetria, visando a facilitar a visualização do intervalo possível de  $\delta$ , as mesmas condições  $v_q \geq 0$  e  $i_q \geq 0$  são atendidas se  $\delta_2$  for inferior aos ângulos dos fasores  $j\dot{V}_T$  e  $j\dot{I}_A$ .

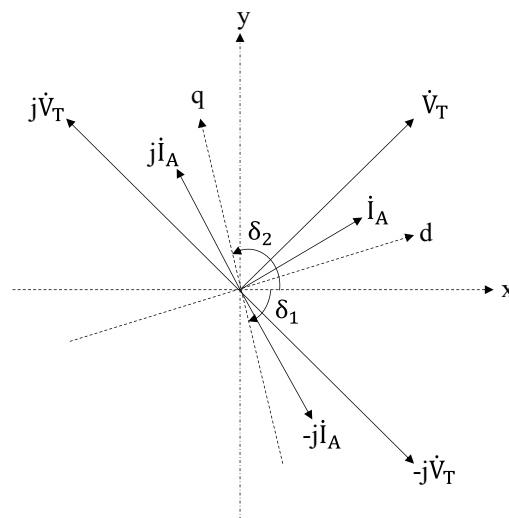


Figura 5.3 – Valores de  $\delta$  em relação aos ângulos dos fasores da tensão terminal e da corrente de armadura

Portanto, o conjunto de restrições de desigualdade apresentado nas equações (5.20) a (5.23) mostram os valores que limitam o ângulo da fonte de tensão interna das máquinas.

$$g_2(E_q, \delta, X_d, X_q) = \delta \geq tg^{-1}(V_{Ti}/V_{Tr}) \quad (5.20)$$

$$g_3(E_q, \delta, X_d, X_q) = \delta \leq tg^{-1}[V_{Tr}/(-V_{Ti})] \quad (5.21)$$

$$g_4(E_q, \delta, X_d, X_q) = \delta \geq tg^{-1}(I_{Ai}/I_{Ar}) \quad (5.22)$$

$$g_5(E_q, \delta, X_d, X_q) = \delta \leq tg^{-1}[I_{Ar}/(-I_{Ai})] \quad (5.23)$$

O problema de otimização para determinação dos parâmetros internos de um gerador está indicado na equação (5.24). Para cada gerador devem ser atendidas quatro restrições de igualdade e cinco de desigualdade, com a finalidade de minimizar a função objetivo estabelecida.

$$\begin{array}{l} \text{minimizar} \\ \text{sujeito a:} \end{array} \left\{ \begin{array}{l} E_q \\ V_{Tr} \text{sen } \delta - V_{Ti} \cos \delta - X_q(I_{Ar} \cos \delta + I_{Ai} \text{sen } \delta) = 0 \\ E_q - V_{Tr} \cos \delta - V_{Ti} \text{sen } \delta - X_d(I_{Ar} \text{sen } \delta - I_{Ai} \cos \delta) = 0 \\ P_G - \frac{E_q |\dot{V}_T| \text{sen}(\delta - \theta)}{X_d} - \frac{|\dot{V}_T|^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}[2(\delta - \theta)] = 0 \\ Q_G - \frac{E_q |\dot{V}_T| \cos(\delta - \theta)}{X_d} + |\dot{V}_T|^2 \left[ \frac{\text{sen}^2(\delta - \theta)}{X_q} + \frac{\cos^2(\delta - \theta)}{X_d} \right] = 0 \\ X_q/X_d \leq k_1 \\ \delta \geq tg^{-1}(V_{Ti}/V_{Tr}) \\ \delta \leq tg^{-1}[V_{Tr}/(-V_{Ti})] \\ \delta \geq tg^{-1}(I_{Ai}/I_{Ar}) \\ \delta \leq tg^{-1}[I_{Ar}/(-I_{Ai})] \end{array} \right. \quad (5.24)$$

As matrizes jacobianas das restrições de igualdade e de desigualdade do problema de otimização proposto estão descritas no Apêndice C.

Ressalta-se que o método de Newton<sup>5</sup> não pôde ser utilizado na estimação dos parâmetros dos geradores por duas razões: a desconsideração das restrições de desigualdade e o mal condicionamento da matriz jacobiana das restrições de igualdade. As sensibilidades das

<sup>5</sup> O método de Newton realiza a aproximação do vetor de funções em  $\mathbf{H}(\mathbf{x})$  pela expansão da série de Taylor de maneira linear. Nesse método iterativo cada passo da solução pretende calcular variáveis  $\mathbf{x}$  para  $\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$ . Em problemas de fluxo de potência, o critério de parada pode ser definido por uma tolerância pré-definida, uma variação mínima da função objetivo ou pelo número máximo de iterações. Seja uma função genérica  $h(x)$  no caso monovariável, esta pode ser reescrita pela aproximação linear  $h(x + \Delta x) \cong h(x) + h'(x)\Delta x$ . Partindo da iteração  $k$ , o valor de  $x^{k+1}$  é calculado fazendo  $h(x^k) + h'(x^k)\Delta x^k \cong 0$ . Desse modo,  $\Delta x^k = -h(x^k)/h'(x^k)$  e o valor de  $x^{k+1}$  é atualizado por  $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$ . O caso multivariável tem um desenvolvimento semelhante, fazendo  $\Delta \mathbf{x}^k = -\nabla \mathbf{H}(\mathbf{x}^k)^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}^k)$  e  $\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \Delta \mathbf{x}^k$ , sendo  $\nabla \mathbf{H}(\mathbf{x}^k)$  a matriz jacobiana.

funções envolvendo as grandezas  $\delta$  e  $X_q$  em  $\nabla H(\mathbf{x})$  são significativamente superiores. Todas as possibilidades de matrizes jacobianas experimentam mal condicionamento como empecilho. Isso decorre do fato das matrizes jacobianas apresentarem duas colunas com sensibilidades elevadas ao ponto de impossibilitar a formação de dominância diagonal. Com base na característica de formação da matriz jacobiana do problema, por vezes o método de Newton diverge e por vezes  $\nabla H(\mathbf{x})$  pode não ser invertível. As simulações realizadas no Sistema de Teste WSCC 9 Barras calcularam parâmetros inconsistentes em relação ao que é esperado em sistemas elétricos. Pelos motivos apresentados, a aplicação do método de Newton-Raphson está descartada como meio para solução do sistema de equações não linear.

## 5.5 CIRCUITO ELÉTRICO PARA REPRESENTAÇÃO DOS PARÂMETROS INTERNOS DOS GERADORES

Tradicionalmente os geradores são modelados por meio de uma fonte de tensão em série com a reatância síncrona na análise em regime permanente. Essa representação é expandida quando são considerados os eixos direto e em quadratura, pois as quedas de tensão dadas por  $jX_d\dot{I}_{A(d)} + jX_q\dot{I}_{A(q)}$  ocorrem em eixos diferentes. Desse modo, os eixos são separados em dois circuitos, em paralelo, como mostra a Figura 5.4, adaptada de (MACHOWSKI, 2020).

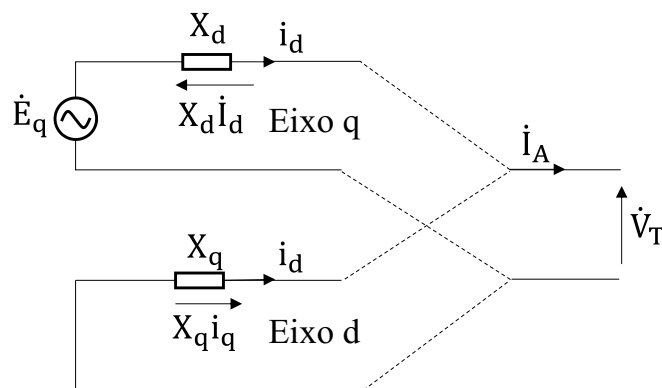


Figura 5.4 – Representação de gerador em eixo direto e em quadratura (MACHOWSKI, 2020)

As reatâncias  $X_d$  e  $X_q$  na Figura 5.4 estão representadas como resistências para que a queda de tensão esteja em fase com a corrente, recompondo as equações (5.1) e (5.2). As grandezas à esquerda do pontilhado são números reais e à direita são complexos. As correntes  $i_d$  e  $i_q$  são as componentes dos fasores  $\dot{I}_{A(d)}$  e  $\dot{I}_{A(q)}$  nos respectivos eixos. Apesar desse circuito



atender às equações nos eixos  $dq$ , o seu uso no cálculo de equivalentes de rede é impossibilitado pelo fato das componentes à esquerda do pontilhado não estarem na mesma referência do sistema elétrico à direita.

Esta seção propõe uma representação para conexão dos parâmetros internos estimados ao barramento terminal, independentemente do tipo gerador (polos lisos ou polos salientes). O objetivo é determinar um circuito modificado que seja percorrido pela corrente de armadura e resulte na tensão terminal.

O desenvolvimento dos termos  $jX_d\dot{I}_{A(d)} + jX_q\dot{I}_{A(q)}$  fornece a equação (5.25), sendo  $\dot{I}_{A(d)} = i_d e^{j(\delta-\pi/2)}$  e  $\dot{I}_{A(q)} = j i_q e^{j(\delta-\pi/2)}$ .

$$jX_d\dot{I}_{A(d)} + jX_q\dot{I}_{A(q)} = X_d i_d (\cos \delta + j \sen \delta) - X_q i_q (-\sen \delta + j \cos \delta) \quad (5.25)$$

Sejam as reatâncias  $X_+$  e  $X_-$  definidas pelas equações (5.26) e (5.27).

$$X_+ = \frac{X_d + X_q}{2} \quad (5.26)$$

$$X_- = \frac{X_d - X_q}{2} \quad (5.27)$$

A multiplicação das reatâncias  $X_+$  e  $X_-$  por incógnitas  $x$  e  $y$ , como em  $jX_+x + jX_-y$ , e a comparação com os termos apresentados em (5.25) resultam no sistema de equações (5.28).

$$\begin{cases} \frac{jX_d}{2}(x+y) = X_d i_d (\cos \delta + j \sen \delta) \\ \frac{jX_q}{2}(x-y) = X_q i_q (-\sen \delta + j \cos \delta) \end{cases} \quad (5.28)$$

A partir do sistema de equações em (5.28) são obtidos que  $x = \dot{I}_{A(d)} + \dot{I}_{A(q)}$  e  $y = \dot{I}_{A(d)} - \dot{I}_{A(q)}$ . O desenvolvimento dos termos em  $jX_+(\dot{I}_{A(d)} + \dot{I}_{A(q)}) + jX_-(\dot{I}_{A(d)} - \dot{I}_{A(q)})$  recompõe a equação (5.25), com a vantagem do termo  $(\dot{I}_{A(d)} + \dot{I}_{A(q)})$  se igualar à corrente de armadura. O circuito elétrico modificado possui uma fonte de tensão interna, seguida pelas quedas de tensão em  $jX_+(\dot{I}_{A(d)} + \dot{I}_{A(q)})$  e  $jX_-(\dot{I}_{A(d)} - \dot{I}_{A(q)})$ .

Se a queda de tensão em  $jX_-(\dot{I}_{A(d)} - \dot{I}_{A(q)})$  for incorporada à tensão interna, fazendo  $\dot{E}'_q = E_q \angle \delta - jX_-(\dot{I}_{A(d)} - \dot{I}_{A(q)})$ , a representação dos geradores pode ser determinada como uma fonte de tensão em série com uma reatância síncrona modificada percorrida pela corrente de

armadura. A Figura 5.5 ilustra a representação final dos geradores com base nas etapas discutidas.

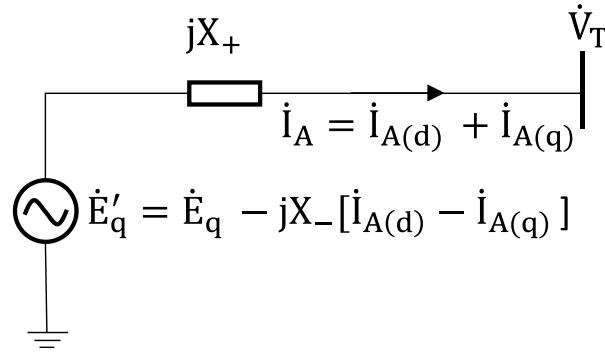


Figura 5.5 – Circuito equivalente dos geradores pela metodologia proposta

Na Figura 5.5 é mostrado um circuito elétrico para geradores considerando os eixos direto e em quadratura de forma semelhante à representação tradicional. Se forem calculados valores de  $X_d$  e  $X_q$  iguais, comum em geradores de polos lisos, a representação da Figura 5.5 se simplifica para o modelo tradicional, haja vista que  $X_+ = X_d$  e  $\dot{E}'_q = E_q \angle \delta$ . Essa representação proposta é a adotada nas ferramentas para determinação dos sistemas de equações não lineares para cálculo das variáveis do modelo equivalente.

## 5.6 DETERMINAÇÃO DE EQUIVALENTES POR MEIO DE MATRIZ DE ADMITÂNCIAS DE BARRAS MODIFICADA

O método para cálculo dos equivalentes de rede demanda o conhecimento da topologia atual, dos parâmetros dos componentes e do vetor de estado do sistema elétrico. Esses dados são a base para o cálculo das matrizes de impedâncias que representam os componentes do sistema. Os elementos que compõem a rede elétrica e que impactam na impedância do equivalente de rede são inseridos na matriz de admitâncias de barras modificada  $\mathbf{Y}_B^{MOD}$ , conforme descrito a seguir.

A matriz de admitâncias de barras,  $\mathbf{Y}_B$ , é composta pelos componentes representados pelo circuito  $\pi$ -nominal, como linhas de transmissão, transformadores e elementos *shunt*. As matrizes de admitâncias dos geradores e das cargas,  $\mathbf{Y}_B^G$  e  $\mathbf{Y}_B^C$ , contêm as reatâncias internas dos geradores e das cargas conectadas ao sistema elétrico. Nas três matrizes citadas é

convencionado o sobrescrito “G” para os barramentos que possuem tensão controlada e “C” para os que não possuem tensão controlada.

Seja  $n_G$  o número de barramentos com tensão controlada, a equação (5.29) mostra como os elementos  $jX_+$  definem  $\mathbf{Y}_B^G$ . Para um sistema com  $n$  barramentos, (5.30) mostra a composição de  $\mathbf{Y}_B^C$  pelas impedâncias  $\bar{Z}_k = |\dot{V}_k|^2 / \bar{S}_k^*$  de cada barramento  $k$ . O termo  $D()$  indica a formação de uma matriz com os elementos inseridos na diagonal principal.

$$\mathbf{Y}_B^G = D(1/jX_{+,1}, 1/jX_{+,2}, \dots, 1/jX_{+,n_G}) \quad (5.29)$$

$$\mathbf{Y}_B^C = D(1/\bar{Z}_{k,1}, 1/\bar{Z}_{k,2}, \dots, 1/\bar{Z}_{k,n}) \quad (5.30)$$

A matriz de admitâncias modificada em (5.31) é definida pela alteração dos elementos da diagonal principal da matriz de admitâncias do sistema elétrico. Tal alteração insere o efeito dos geradores e das cargas. As linhas e colunas de  $\mathbf{Y}_B^{MOD}$  são ordenadas para separar em blocos as matrizes com tensão controlada e com tensão não controlada.

$$\mathbf{Y}_B^{MOD} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{B,GG} + \mathbf{Y}_B^G + \mathbf{Y}_{B,GG}^C & \mathbf{Y}_{B,GC} \\ \mathbf{Y}_{B,CG} & \mathbf{Y}_{B,CC} + \mathbf{Y}_{B,CC}^C \end{bmatrix} \quad (5.31)$$

Visando monitorar somente o conjunto de barras de tensão não controlada, definem-se a submatriz  $\mathbf{Z}_{TH}^C$  como a inversa do bloco correspondente a  $\mathbf{Y}_{B,CC} + \mathbf{Y}_{B,CC}^C$  e matriz de impedâncias das cargas como  $\mathbf{Z}_B^C = D(\bar{Z}_{k,1}, \bar{Z}_{k,2}, \dots, \bar{Z}_{k,n})$ . O efeito da carga conectada ao próprio barramento deve ser removido, a fim de disponibilizar o circuito equivalente de duas barras adequado ao estudo de estabilidade de tensão. Para isso, deve-se notar que cada impedância de Thévenin em  $\mathbf{Z}_{TH}^C$  corresponde à associação paralela entre as impedâncias do equivalente de rede ( $\mathbf{Z}_{EQ}$ ) e da carga ( $\mathbf{Z}_B^C$ ), como mostrado na Figura 5.6.

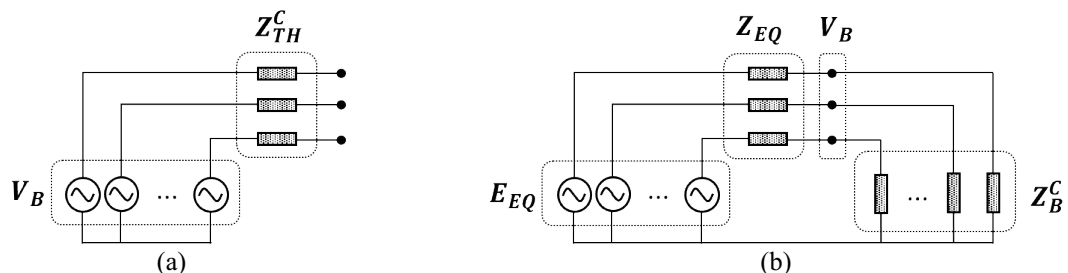


Figura 5.6 – Identificação das matrizes de impedâncias de Thévenin, das cargas e equivalentes e os vetores de tensões nodais e de Thévenin em: (a) rede equivalente de Thévenin e (b) rede equivalente de duas barras

As impedâncias equivalentes do sistema elétrico vistas de cada barramento, excluindo o efeito da carga diretamente conectada a ele, é expresso pela equação nodal em (5.32).

$$\mathbf{Z}_{EQ} = (\mathbf{Z}_B^C - \mathbf{Z}_{TH}^C)^{-1} \mathbf{Z}_B^C \mathbf{Z}_{TH}^C \quad (5.32)$$

Considerando que as tensões nodais dos barramentos estão aplicadas sobre as cargas, as fontes de tensão dos equivalentes de rede no circuito de duas barras são calculadas por meio de divisor de tensão. Para isso, as fontes de tensão devem sofrer quedas de tensão nas impedâncias  $\mathbf{Z}_{EQ}$  de modo a resultarem nas tensões nodais das barras de carga. A equação (5.33) mostra como é calculado o vetor de tensões dos equivalentes de rede ao isolar essa variável no divisor de tensão, sendo  $\mathbf{I}$  a matriz identidade. Essa equação resulta em um vetor com tensões dos equivalentes de rede do circuito de duas barras vistas de cada barramento.

$$\mathbf{E}_{EQ} = (\mathbf{I} + \mathbf{Z}_B^{C-1} \mathbf{Z}_{EQ}) \mathbf{V}_B \quad (5.33)$$

As equações (5.32) e (5.33) envolvem operações com matrizes diagonais e vetores. Para a implementação desses cálculos, recomenda-se a transformação das matrizes diagonais em vetores, seguida da execução de operações termo a termo entre vetores.

## 5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo cumpre o objetivo do doutorado relativo à proposta de um modelo consistente e inovador, para a criação de equivalente de rede baseado em informações do sistema completo, correspondendo à primeira linha da pesquisa desenvolvida.

No capítulo é apresentada uma metodologia para cálculo de parâmetros internos dos geradores e para a inclusão de tais parâmetros em uma matriz de admitâncias de barras modificada. Como resultado da inclusão desses parâmetros internos, duas significativas contribuições podem ser identificadas. A primeira diz respeito ao módulo da impedância equivalente da rede elétrica, que passa a apresentar aumentos, indicando que o carregamento da rede diminui a capacidade de transmissão de potência do sistema para a carga. Essa implementação introduz a possibilidade da rede elétrica ser degradada, à medida que o sistema é carregado, deixando de atribuir somente à carga a aproximação da igualdade de módulos de impedâncias e, conseqüentemente, a identificação do ponto crítico. A segunda contribuição

consiste na aproximação dos pontos críticos, para estabilidade de tensão, identificados por meio do equivalente de rede e pelo cálculo de fluxo de potência continuado.

Durante o desenvolvimento da metodologia e sua aplicação nos estudos de casos, um novo desafio se apresentou à pesquisa: o questionamento sobre a possibilidade de se explorarem as características das matrizes envolvidas no cálculo do equivalente, visando potencializar a sua implementação em tempo real.

Observando que a inversão direta da matriz de admitâncias de barras constitui um passo que poderá requerer tempo elevado para o ambiente de tempo real, principalmente na solução de sistemas elétricos de maior porte, tal tema passou a ser investigado, gerando uma nova versão mais avançada da metodologia básica detalhada neste capítulo. Tais avanços se mostram positivos, conforme detalhado no Capítulo 6.

---

## CAPÍTULO 6

### EVOLUÇÃO DA PROPOSTA BÁSICA DE CÁLCULO DE EQUIVALENTE DE REDE: APLICAÇÃO DE TÉCNICAS ESPECIAIS PARA ESTIMAÇÃO DA DIAGONAL PRINCIPAL DA INVERSA DA MATRIZ DE ADMITÂNCIAS

#### 6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A implementação de aplicativos no ambiente de tempo real, quando é exigida a capacidade de acompanhar a dinâmica dos sistemas elétricos, demanda um trabalho relacionado à computação de alto desempenho. Seguindo os avanços tecnológicos, os ambientes computacionais dedicados aos centros de supervisão e controle dos sistemas elétricos devem contar com facilidades de última geração, incluindo, dentre outras, a estrutura de equipamentos, as plataformas de desenvolvimento de aplicativos e as equipes de programação altamente especializadas.

Contudo, mesmo havendo uma estrutura computacional bem-preparada, o algoritmo inicial começa com o conhecimento do analista na área relacionada ao problema elétrico a ser solucionado. As especificidades da questão elétrica envolvida são levantadas pelo analista do sistema elétrico, as quais serão utilizadas no desenvolvimento do aplicativo final a ser implantado nas plataformas de tempo real.

No contexto do tema deste trabalho, percebeu-se a carência de se investigar a complexidade computacional associada à determinação dos equivalentes de rede, por meio da modificação e da inversão da matriz de admitâncias de barras. Visando contribuir nesse sentido, a metodologia para cálculo de equivalente apresentada neste capítulo apresenta uma evolução da metodologia básica descrita no capítulo anterior, incluindo técnicas especiais de álgebra linear.

Dentre as motivações para se investir nessa evolução, destacam-se a exploração das características da matriz de admitâncias de barras, no sentido de diminuir o esforço computacional envolvido na sua inversão, e a possibilidade de se obterem os equivalentes vistos por cada barra individualmente, sem a necessidade de se inverter a matriz completa.

---

Adicionalmente, observa-se que a literatura tem apresentado publicações relacionadas a essa questão, elaboradas por equipes que atuam na área de sistemas de energia elétrica.

O capítulo está estruturado em seções iniciais que abordam diversas técnicas de estimação de elementos da diagonal principal da inversa de matrizes, e sua aplicação na metodologia proposta de cálculo de equivalentes. Uma discussão sobre a simetria da matriz de admitâncias de barras é apresentada.

Considerando o uso da técnica de estimação selecionada, o texto detalha os resultados e as análises efetuadas para avaliação e aplicação da metodologia proposta.

## **6.2 TÉCNICAS PARA ESTIMAÇÃO DE ELEMENTOS DA DIAGONAL PRINCIPAL DA INVERSA DE UMA MATRIZ APLICADAS NA DETERMINAÇÃO DE EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA**

Esta seção apresenta técnicas destinadas a estimar elementos da diagonal principal da inversa de matrizes, sem a realização de inversão explícita. Parte-se das definições iniciais sobre complexidade computacional para, em seguida, tratar das técnicas que podem ter aplicação na matriz de admitâncias de barras.

### **6.2.1 Definições Básicas**

Conforme já salientado, a programação de alto desempenho envolve diversas questões, as quais abrangem, de forma integrada, o conhecimento dos analistas do sistema elétrico e os aspectos computacionais. Sendo assim, torna-se importante abordar alguns conceitos de interesse para a análise.

Nesta seção, para formalizar as definições adotadas no texto, inicialmente são abordados conceitos envolvendo o termo eficiência de algoritmos. A eficiência espacial diz respeito à memória utilizada pelos algoritmos no armazenamento de dados, como vetores e matrizes. Já a eficiência temporal quantifica o tempo gasto na execução das tarefas, dependendo de fatores como a memória disponível, a taxa de transferência de dados e o número de operações de ponto flutuante por segundo (*flops*) (JUSTO, 2020).

---

A representação de um sistema com  $N$  barramentos por meio da matriz de admitâncias de barras requer a alocação de  $N^2$  elementos. Essa quantidade de elementos pode ser reduzida, significativamente, ao considerar as características de simetria e de esparsidade da matriz de admitâncias. Caso essa matriz seja estruturalmente e numericamente simétrica, somente  $N(N + 1)/2$  elementos de sua porção triangular superior precisam ser armazenados. Já as técnicas de esparsidade podem minimizar a quantidade de memória requerida e reduzir o número de operações nas manipulações. Destaca-se, nessas técnicas, o armazenamento somente de elementos não nulos, por meio de vetores e apontadores de posição (SOMAN, 2002). A aplicação desses conceitos, simetria e esparsidade de matrizes, vai ao encontro da melhoria da eficiência espacial, especialmente voltada à representação de sistemas de grande porte.

Em (GLOVER, 2017) é abordada a redução no custo de armazenamento por meio de técnicas de esparsidade. Para exemplificar a aplicação de técnica de esparsidade, o espaço necessário para criação da matriz de admitâncias de um sistema de 1000 barramentos pode ser reduzido duzentas vezes, utilizando armazenamento compacto de admitâncias. Caso seja possível se utilizar da propriedade da simetria da matriz, somente cerca de metade do espaço anterior seria necessário para criação da matriz de admitâncias do sistema.

A complexidade de tempo pode ser estimada pela contagem de *flops* executadas por um algoritmo. Uma maneira para exprimir a complexidade de tempo se dá pela notação assintótica chamada *Big-O*. Por essa notação, o tempo máximo requerido para processamento das tarefas é relacionado com a dimensão das entradas. Quanto mais rapidamente crescer o número de operações para finalização das tarefas, maior a complexidade associada ao algoritmo. Desse modo, essa notação expressa o quão escalável é o tempo computacional gasto em um algoritmo.

A notação *Big-O* mostra a complexidade de um algoritmo para uma entrada com tamanho  $N$ . Cada operação matricial está associada a um grau de complexidade. Para exemplificar, tanto a multiplicação quanto o cálculo da inversa de matrizes quadradas de dimensão  $N$  possuem complexidade  $O(N^3)$ . O número *flops* e o tempo gasto nessas tarefas apresentam significativo aumento ao se incrementar a dimensão das matrizes. Por outro lado, considera-se que operações com complexidades  $O(1)$ ,  $O(\log N)$  e  $O(N)$  (constante, logarítmica e linear) possuem eficiência temporal mais apropriadas para aplicações com sistemas de grande porte, justamente pelo custo não ser ou ser pouco incrementado pelo aumento da dimensão do problema (JUSTO, 2020).



## 6.2.2 Estimação de Elementos da Diagonal Principal da Inversa de Matrizes

Esta seção se dedica a apresentar os métodos para estimação de elementos da diagonal principal da inversa de matrizes com aplicação na pesquisa. Embora existam trabalhos na literatura destinados a matrizes reais e diagonalizáveis, como visto em (FIKA, 2019), eles não são aqui abordados. Este texto descreve somente os trabalhos em que matrizes de admitâncias de barras satisfazem às premissas básicas das metodologias, como ser uma matriz complexa, invertível, simétrica e esparsa.

### 6.2.2.1 Métodos de Decomposição Matricial – *Divide-and-Conquer* e *Domain Decomposition*

Em (TANG, 2011) é apresentado o método chamado *divide-and-conquer*. Dada uma matriz  $A$  simétrica e não singular, o cálculo da diagonal principal de sua inversa inicia-se pela decomposição mostrada na equação (6.1). A matriz  $C$  é composta pelos blocos  $C_1 \in \mathbb{C}^{m \times m}$  e  $C_2 \in \mathbb{C}^{(n-m) \times (n-m)}$  e  $L$  é uma matriz com posto  $q$ , sendo composta por  $E \in \mathbb{C}^{n \times q}$ . A dimensão das submatrizes em (6.1) deve respeitar a relação  $0 < q < m < n$ .

$$A = C - L, \quad \text{sendo } C = \begin{bmatrix} C_1 & \\ & C_2 \end{bmatrix}, L = EE^T \quad (6.1)$$

Definindo  $U := C^{-1}E$  e  $R := I_q - E^T U$ , a fórmula de Sherman-Morrison-Woodbury mostra que  $A^{-1} = C^{-1} + UR^{-1}U^T$ . O método de *divide-and-conquer* em (TANG, 2011) calcula a diagonal principal da inversa da matriz original por meio de (6.2). A solução de  $q$  sistemas lineares em  $CU = E$  determinam a matriz  $U$ .

$$D(A^{-1}) = D(C^{-1}) + D(UR^{-1}U^T) \quad (6.2)$$

O método *domain decomposition*, também proposto em (TANG, 2011), reordena linhas e colunas para encontrar uma matriz  $A$  conforme mostrado em (6.3), sendo  $B_j \in \mathbb{C}^{n_j \times n_j}$ ,  $F_j \in \mathbb{C}^{n_j \times n_G}$  e  $G \in \mathbb{C}^{n_G \times n_G}$ .

$$A = \begin{bmatrix} B_1 & & & F_1 \\ & B_2 & & F_2 \\ & & \ddots & \vdots \\ & & & B_p & F_p \\ F_1^T & F_2^T & \dots & F_p^T & G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B & F \\ F^T & G \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

A inversão dos blocos da matriz original e a definição de  $S := G - F^T B^{-1} F$  permitem determinar a diagonal principal de  $A$  pela equação em (6.4). O computo de  $H$  é realizado pela solução de  $p$  sistemas de equações lineares  $B_j H_j = F_j$  para  $j = 1, 2, \dots, p$ .

$$D(A^{-1}) = \begin{bmatrix} D(B^{-1}) + D(HS^{-1}H^T) & \\ & D(S^{-1}) \end{bmatrix}, \quad \text{sendo } S = G - \sum_{j=1}^p F_j^T H_j \quad (6.4)$$

O cálculo de  $D(HS^{-1}H^T)$  inicia-se pela solução dos sistemas lineares  $SX_j = H_j^T$  para  $j = 1, 2, \dots, p$ . A matriz diagonal resultante de  $D(HS^{-1}H^T)$  é calculada diretamente por meio da equação (6.5).

$$D_k(H_j X_j) = h_k S^{-1} h_k^T = h_k x_k, \quad \text{sendo } k = 1, 2, \dots, n_j, j = 1, 2, \dots, p \quad (6.5)$$

A complexidade dos dois métodos citados é expressa por  $O(N_{submat}^2 N)$ , sendo  $N_{submat}$  a dimensão das submatrizes  $U$  (*divide-and-conquer*) e  $H$  (*domain decomposition*) e  $N$  a dimensão da matriz original.

### 6.2.2.2 Método da Sondagem – *Probing Method*

O trabalho (TANG, 2012) estima os elementos da diagonal principal da inversa de uma matriz por meio de vetores de prova, abordagem chamada de método da sondagem (*probing method*). Seja a matriz  $A$  esparsa, complexa e simétrica, a equação (6.6) mostra como são estimados os elementos da diagonal principal de sua inversa,  $B = A^{-1}$ , sendo  $B \in \mathbb{C}^{n \times n}$ ,  $V_s = [v_1, \dots, v_s] \in \mathbb{R}^{n \times s}$  composto por vetores de prova e  $s \in \mathbb{N}$ . A equação (6.6) é satisfeita se a matriz  $V_s$  possuir linhas mutuamente ortogonais<sup>6</sup>, resultando na matriz  $V_s V_s^T$  diagonal e na estimação de  $D(B)$  sem a contribuição de elementos fora da diagonal principal de  $B$ .

$$D(B) = D(BV_s V_s^T) [D(V_s V_s^T)]^{-1} \quad (6.6)$$

<sup>6</sup> Um conjunto de vetores é dito ser mutuamente ortogonal se o produto escalar de qualquer par de vetores distintos do conjunto é nulo.

Destacam-se duas características da inversa de uma matriz esparsa: formação de uma matriz densa e a possível propriedade de decaimento de seus elementos a partir de sua diagonal principal. Isso implica negligenciar elementos da matriz inversa caso estes sejam inferiores a uma tolerância  $\varepsilon$ , conforme (6.7).

$$B_\varepsilon = \begin{cases} b_{i,j}, & \text{se } |b_{i,j}| \geq \varepsilon \\ 0, & \text{se } |b_{i,j}| < \varepsilon \end{cases} \quad (6.7)$$

A definição em (6.7) permite obter uma matriz  $B_\varepsilon$  com esparsidade aproximadamente igual a de uma potência da matriz  $A$ . O valor de um expoente  $p$  que satisfaz a relação de esparsidade  $S(B_\varepsilon) = S(A^p)$  pode ser extraído da análise de  $Ax_j = e_j$ ,  $1 \leq j \leq n$ , onde  $e_j$  corresponde à  $j$ -ésima coluna da matriz identidade. O decaimento dos valores de  $x_j$  indicam o valor  $p$  a ser selecionado.

A formação da matriz  $V_s$  é realizada em duas etapas: uma baseada na coloração de grafo e outra na criação dos vetores de prova.

A coloração do grafo associado a  $B_\varepsilon$ , ou seja, coloração do grafo de  $A^p$ , deve garantir que dois vértices adjacentes não tenham a mesma cor. O método para coloração de grafos indicado em (TANG, 2012) é o chamado *greedy algorithm*<sup>7</sup>. Formam-se, a partir do *greedy algorithm*, conjuntos contendo associações entre as cores utilizadas e os vértices do grafo.

Os vetores de prova que compõem  $V_s$  são definidos pela equação (6.8), onde as linhas de  $V_s$  se referem ao número do vértice do grafo e as colunas se referem as  $s$  cores resultantes do *greedy algorithm*. Como cada cor relaciona um conjunto de vértices, aqueles que possuem a mesma cor recebem 1 nas linhas correspondentes aos seus números,  $cor(j) = k$ . Vértices que não são coloridos com a mesma cor atribuem 0 a  $V_s$ ,  $cor(j) \neq k$ .

$$V_s = \begin{cases} 1, & \text{se a } cor(j) = k \\ 0, & \text{se a } cor(j) \neq k \end{cases} \quad (6.8)$$

Sendo  $A$  a matriz original e  $X_s$  a matriz diagonal aproximada de  $B$ , então o computo de  $X_s = [x_1, \dots, x_s] = B_\varepsilon V_s$  é feito pela solução dos sistemas  $Ax_j = v_j$ , com  $j = 1, 2, \dots, s$ . Como  $[D(V_s V_s^T)]^{-1} = I$ , a diagonal principal da inversa de  $A$  é  $D(B) \approx D(B_\varepsilon V_s V_s^T) = D(X_s V_s^T)$ .

<sup>7</sup> O *greedy algorithm* é uma técnica de coloração que faz escolhas locais em cada vértice do grafo na esperança de que essa escolha leve até a solução ótima global.

---

O Algoritmo 2 mostra a implementação do método em (TANG, 2012).

---

Algoritmo 2. *Probing method* para cômputo da diagonal da matriz inversa

---

**Entrada:**  $A \in \mathbb{C}^{n \times n}$  que seja esparsa, invertível e simétrica

**Saída:** Aproximação de  $D(B) \in \mathbb{C}^{n \times n}$ , sendo  $B = A^{-1}$

---

1. Selecione  $\varepsilon$
  2. Resolva  $Ax_j = e_j$  para um dado  $j$
  3. Determine  $p$  por meio de  $x_j$
  4. Colora os vértices do grafo da matriz adjacência associada a  $A^p$  pelo *greedy algorithm*
  5. Construa  $V_s := [v_1, v_2, \dots, v_s]$  pela equação
  6. Resolva os sistemas lineares  $Ax_j = v_j$  para  $j = 1, \dots, s$
  7. Construa  $X_s := [x_1, x_2, \dots, x_s]$
  8. Compute  $D(B_\varepsilon) := D(X_s V_s^T)$
  9. Aproxime  $D(B)$  por  $D(B_\varepsilon)$
- 

A complexidade associada às etapas 2 e 6 depende de fatores como a escolha do método iterativo e de seus pré-condicionadores, do grau de esparsidade de  $A$ , do número de iterações etc. Segundo (TANG, 2012), o uso de método de subespaço de Krylov<sup>8</sup> nessas etapas possui complexidade da ordem de  $O(\gamma N)$  e  $O(\gamma s N)$  sendo  $\gamma$  dependente da média de iterações necessárias para resolver o sistema linear. O cômputo da  $S(A^p)$  possui complexidade  $O(m^p N)$ , sendo  $m$  o grau máximo associado a cada vértice do grafo de  $A$ . (TANG, 2012) destaca que a complexidade linear do algoritmo pode se tornar elevada devido ao fator  $m^p$ . Já o produto interno para cada  $s$  de  $X_s V_s^T$  possui complexidade  $O(N)$  flops.

### 6.2.3 Comentários sobre as Técnicas

A literatura técnica sobre as metodologias *divide-and-conquer*, *domain decomposition* e *probing method* avaliam o desempenho desses três métodos em relação ao tempo de processamento em segundos e em relação à norma euclidiana da diferença entre os valores estimados e os calculados pela inversão direta. Para as matrizes avaliadas, os autores concluem

---

<sup>8</sup> O método de subespaço de Krylov tem sido amplamente adotado na resolução de sistemas lineares  $Ax = b$ , onde  $A$  é uma matriz de grande porte. No artigo (TANG, 2012), o método de subespaço de Krylov escolhido é chamado de Método Iterativo Resíduo Mínimo Generalizado (GMRES). O objetivo do GMRES é a minimização do vetor de resíduo  $r = Ax - b$  para a obtenção de uma solução aproximada para o sistema.

---

que os dois primeiros métodos são eficientes caso a matriz considerada seja pelo menos aproximadamente diagonal dominante. No caso específico da matriz ser fortemente diagonal dominante, todos os métodos apresentam desempenhos semelhantes (TANG, 2012).

### **6.3 ANÁLISE DA APLICAÇÃO DAS TÉCNICAS DE ESTIMAÇÃO DOS ELEMENTOS DA DIAGONAL PRINCIPAL DA MATRIZ DE ADMITÂNCIAS DE BARRAS**

Esta seção vai ao encontro dos dois desafios introduzidos anteriormente: disponibilização de elementos da inversa de uma matriz de grande porte com dinâmica compatível com aplicações de tempo real; estimação de elementos necessários para cálculo de equivalentes de redes. As metodologias anteriormente citadas são discutidas com a finalidade de embasar a aplicação no cálculo de equivalentes de redes.

Quanto à aplicação do *probing method*, cabem duas discussões: uma a respeito do expoente que garante a esparsidade da matriz de admitâncias se aproximar da esparsidade da matriz de impedâncias,  $p$ , e outra sobre o número máximo de conexões entre barramentos,  $m$ .

A matriz de admitâncias de barras atende às premissas descritas no *probing method*. No entanto, não é verificada em sua inversa, matriz de impedâncias de barras, a propriedade de decaimento dos elementos fora da diagonal principal. Esse comportamento é oposto ao esperado para *probing method*, uma vez que não há decaimento progressivo nos valores das impedâncias à medida que se afasta da diagonal principal.

A Figura 6.1 mostra o comportamento do módulo das matrizes de impedâncias de cinco sistemas elétricos. Os elementos mais escuros indicam impedâncias com módulos maiores. Em cada mapeamento, o número de elementos não-nulos (nnz) mostra que a matriz não é esparsa. Embora seja possível identificar nessas matrizes blocos com propriedade de decaimento, isso não pode ser generalizado.

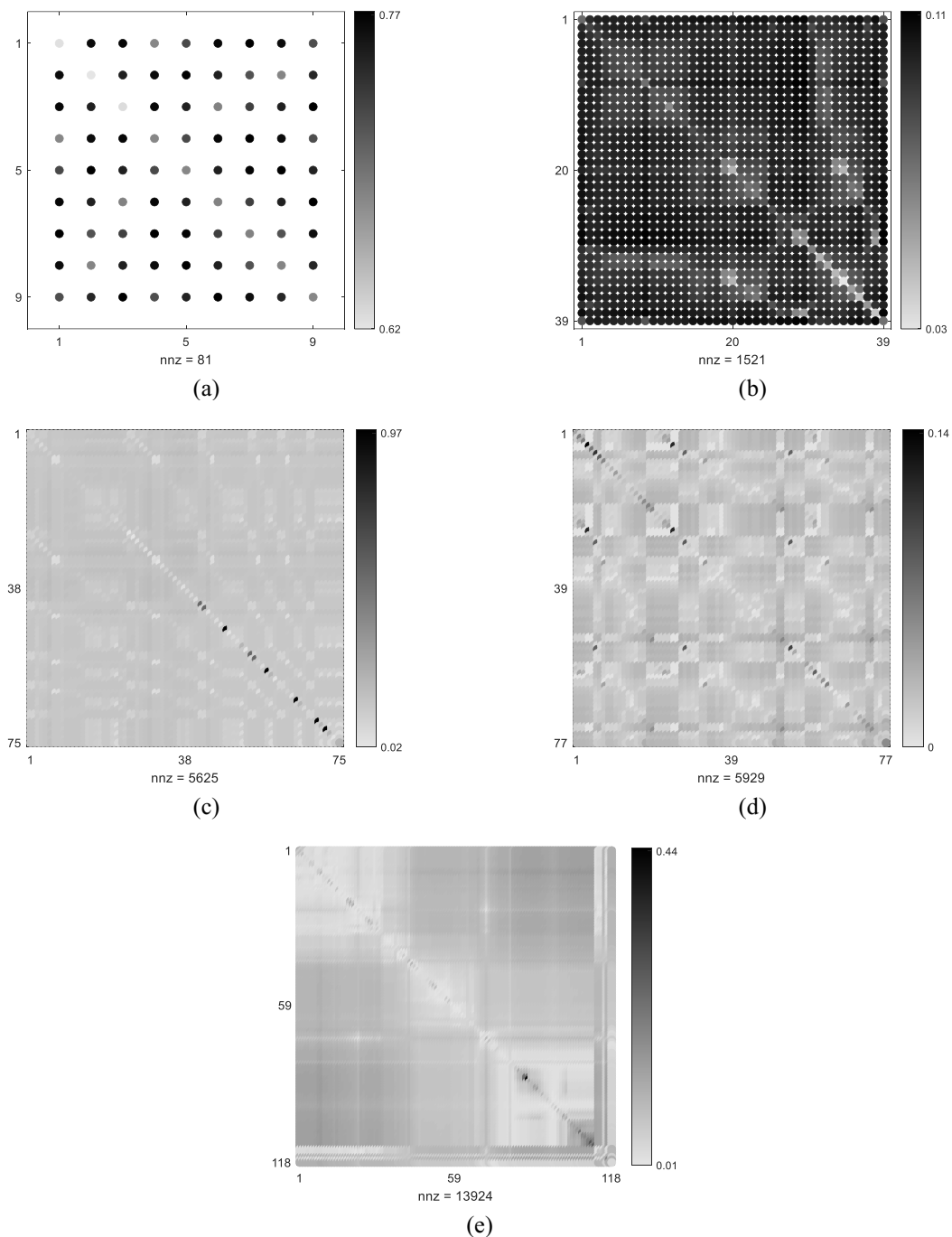


Figura 6.1 – Módulo dos elementos de matrizes de impedâncias de barras dos sistemas: (a) WSCC 9 Barras, (b) IEEE 39 Barras, (c) Nordic32, (d) RVS e (e) IEEE 118 Barras

Como a propriedade de decaimento nos elementos da matriz de impedâncias não é verificada, o *probing method* identifica um expoente  $p$  elevado. Isso implica a necessidade de potenciação da matriz de admitâncias diversas vezes até que se satisfaça a relação de esparsidade  $S(Z_{B_\epsilon}^p) = S(Y_B^p)$ .

No contexto do sistema elétrico, as arestas (ramos) incidentes em um vértice (nó) de um grafo são refletidos pelas linhas de transmissão, transformadores e bancos *shunt* indutivo ou

---

capacitivo conectados a um barramento. O maior número de arestas conectadas ao mesmo vértice é identificado como o grau máximo do grafo, definido como  $m$ . Os grafos das redes elétricas podem apresentar diversos graus máximos. Isso pode ser notado na quantidade de conexões de um barramento na matriz de admitâncias de barras.

A complexidade associada à etapa 4 do Algoritmo 2, *probing method*, dada por  $O(m^p N)$ , quando aplicada em matrizes do sistema elétrico, possui as características discutidas acima: elevada quantidade de conexões entre os barramentos na matriz de admitâncias e ausência de propriedade de decaimento da matriz de impedâncias. Essas observações impactam os valores da base e do expoente  $m$  e  $p$ , tornando a complexidade associada a  $m^p$  onerosa.

Os métodos baseados na decomposição matricial facilitam a obtenção de equivalentes de redes vistos dos barramentos de interesse. Como critério para decomposição, é indicada a permutação de linhas e colunas de modo elaborar submatrizes que contêm conexões entre barras com tensão controlada, entre barras com tensão não controlada e entre barras com tensão controlada e não controlada. Esse critério visa disponibilizar equivalentes de redes em barramentos de transferência e em barramentos que alimentam cargas, ou seja, do tipo tensão não controlada.

A partir das análises apresentadas, é notável o potencial de aplicação de técnicas especiais para estimação da inversa da diagonal principal da matriz de admitâncias de barras. Ressalta-se que o *probing method* foi implementado e apresentou resultados semelhantes ao método *domain decomposition*, quanto à estimação de impedâncias equivalente. No entanto, a aplicação do *probing method* não foi mantida na evolução da proposta original devido à matriz de impedâncias não possuir propriedade de decaimento, tornando a aplicação do método onerosa. As seções seguintes apresentam a aplicação da metodologia original já contendo a implementação do método *domain decomposition*.

#### **6.4 APLICAÇÃO DO MÉTODO *DOMAIN DECOMPOSITION* PARA ESTIMAÇÃO DA DIAGONAL PRINCIPAL DA INVERSA DA MATRIZ DE ADMITÂNCIAS**

Esta seção aborda como o método *domain decomposition* pode ser utilizado na metodologia de estimação dos equivalentes de rede. Primeiro, é discutida a desconsideração da assimetria da matriz de admitâncias de barras quando existem transformadores defasadores no

sistema elétrico. Em sequência, são apresentadas as equações envolvendo a decomposição da matriz de admitâncias e a estimação das impedâncias equivalentes.

Embora  $\mathbf{Y}_B$  seja estruturalmente simétrica, a modelagem dos transformadores defasadores impede que suas submatrizes  $\mathbf{Y}_{B,GC}$  e  $\mathbf{Y}_{B,CG}^T$  sejam também numericamente simétricas. A presença desse elemento entre barras  $k$  e  $m$  é representada na porção superior e inferior de  $\mathbf{Y}_B$  como  $\bar{y}_{k,m}/te^{-j\varphi_{k,m}}$  e  $\bar{y}_{k,m}/te^{j\varphi_{k,m}}$ , respectivamente, sendo  $te^{j\varphi_{k,m}}$  correspondente *tap* do transformador. A assimetria numérica introduzida nas matrizes de admitâncias devido aos transformadores defasadores são desprezadas nessa metodologia de cálculo de equivalente de rede elétrica. As submatrizes citadas podem ser consideradas, portanto, estrutural e numericamente simétricas nesta proposta. Essa consideração permite a aplicação das técnicas de aproximação de inversa de matrizes citadas no Capítulo 5, mantendo o rigor das impedâncias equivalentes estimadas.

A modificação inserida em  $\mathbf{Y}_B$  vista em (5.31) visa calcular a impedância equivalente pelo teorema de Thévenin incluindo as reatâncias dos geradores e impedâncias das cargas. A inversão de  $\mathbf{Y}_B^{MOD}$  fornece a matriz de impedâncias de barras modificada,  $\mathbf{Z}_B^{MOD}$ , sendo as impedâncias de Thévenin vistas de cada barramento obtidas de sua diagonal principal.

O princípio do método *domain decomposition* aplicado ao cálculo de equivalentes demanda a reordenação de linhas e de colunas da matriz de admitâncias como mostrado em (6.9). Adotando a notação desse método, definem-se  $\mathbf{B} = \mathbf{Y}_{B,GG} + \mathbf{Y}_B^G + \mathbf{Y}_{B,GG}^C$ ,  $\mathbf{F} = \mathbf{Y}_{B,GC}$  e  $\mathbf{G} = \mathbf{Y}_{B,CC} + \mathbf{Y}_{B,CC}^C$ . Os barramentos monitorados estão localizados em  $\mathbf{S} = \mathbf{G} - \sum_{j=1}^{n_G} \mathbf{F}_j^T \mathbf{H}_j$ , sendo  $\mathbf{H}_j$  obtido de  $\mathbf{B}_j \mathbf{H}_j = \mathbf{F}_j$  para  $j = 1, 2, \dots, p$  e  $p$  a quantidade de barramentos com tensão controlada. Ressalta-se que  $\mathbf{D}(\mathbf{B}^{-1}) + \mathbf{D}(\mathbf{H}\mathbf{S}^{-1}\mathbf{H}^T)$  não contém barramentos a serem monitorados e o seu cálculo é desnecessário.

$$\mathbf{Y}_B^{MOD} = \begin{bmatrix} \mathbf{B} & \mathbf{F} \\ \mathbf{F}^T & \mathbf{G} \end{bmatrix} \rightarrow \mathbf{D}(\mathbf{Z}_B^{MOD}) = \begin{bmatrix} \mathbf{D}(\mathbf{B}^{-1}) + \mathbf{D}(\mathbf{H}\mathbf{S}^{-1}\mathbf{H}^T) & * \\ * & \mathbf{D}(\mathbf{S}^{-1}) \end{bmatrix} \quad (6.9)$$

A matriz contendo impedâncias de Thévenin das barras sem tensão controlada é definida por  $\mathbf{Z}_{TH}^C = [\mathbf{D}(\mathbf{S}^{-1})]$ . Cada impedância de Thévenin é obtida pela solução do sistema linear em (6.10) para  $\mathbf{Z}_{TH}^C$ , sendo  $\mathbf{e}_k$  correspondente à  $k$ -ésima coluna da matriz identidade e  $n_C$  à quantidade de barramentos sem tensão controlada.

$$\mathbf{S}_k \mathbf{Z}_{TH,k}^C = \mathbf{e}_k, \quad \text{para } k = 1, \dots, n_C \quad (6.10)$$



---

Segundo a equação (6.10), cada barramento do sistema elétrico pode ter seu equivalente de rede calculado de modo independente dos outros. A vantagem dessa abordagem é permitir a monitoração em barramentos considerados críticos ou significativos do ponto de vista da estabilidade de tensão. Caso seja de interesse a seleção de barras a serem analisadas, a identificação de barramentos com prioridade de monitoração pode ser baseada em observações anteriores da avaliação da estabilidade de tensão em tempo real ou de estudos prévios.

## 6.5 SIMULAÇÕES E ANÁLISES

Esta seção ilustra o avanço na avaliação da estabilidade de tensão por meio da metodologia apresentada. As simulações são realizadas na plataforma Simulador de Cenários Operativos (SimC), implementada no MATLAB®. A técnica do fluxo de potência continuado é componente do SimC por meio de sua integração com o *software open-source* MATPOWER (ZIMMERMAN, 2011).

Seguindo a recomendação da *Task Force on Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment*, o Sistema de Teste RVS foi o escolhido para a realização da presente simulação e análise, por este ser considerado representativo para avaliação dos limites de estabilidade de tensão (CUTSEM, 2020). O diagrama unifilar do sistema está mostrado na Figura 6.2. Os dados das linhas de transmissão, transformadores, compensações *shunt*, geradores e compensador síncrono encontram-se no Apêndice D.

O cenário de instabilidade de tensão é obtido ao se incrementarem as cargas do sistema elétrico, mantendo o fator de potência constante. Os pontos operativos até a máxima transferência de potência do sistema para a carga são identificados pelas sucessivas soluções de fluxo de potência continuado. Tais soluções são a base para o cálculo da matriz de admitâncias de barras modificada e para a determinação dos equivalentes vistos dos barramentos monitorados.

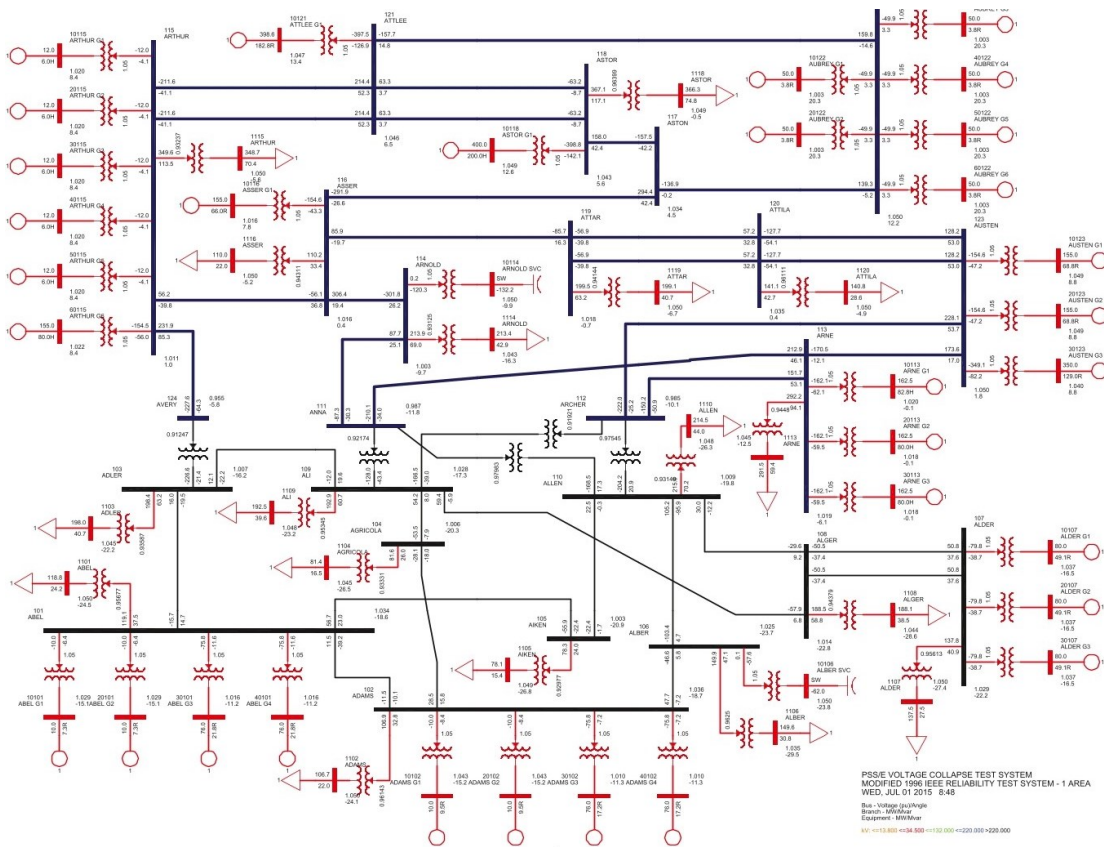


Figura 6.2 – Diagrama unifilar do Sistema de Teste RVS (CUTSEM, 2020)

Abaixo são descritos os resultados de três validações sobre a premissa de simetria numérica da matriz de admitâncias de barras, os valores estimados das reatâncias de eixo direto e em quadratura e as grandezas nos terminais dos geradores após inclusão de suas representações. Em seguida, seguem as simulações e as análises relativas à estimação dos equivalentes de rede utilizando a metodologia proposta e o seu impacto na avaliação da estabilidade de tensão.

### 6.5.1 Validação da Metodologia Proposta

Conforme mostrado na equação (6.9), o método *domain decomposition* deve ser aplicado em matrizes simétricas tanto estrutural quanto numericamente. Como introduzido, a simetria numérica não é verificada na matriz de admitâncias de barras na presença de transformadores defasadores. Isso leva à investigação sobre o impacto dessa assimetria na solução das metodologias que a consideram. No contexto deste trabalho, torna-se relevante verificar a sensibilidade dessa assimetria na determinação das impedâncias de Thévenin obtidas pelo método *domain decomposition*.

A partir do caso base do Sistema de Teste RVS foram construídos cenários com 2, 3 e 5 transformadores defasadores, visando ilustrar o impacto desses elementos na estimação das impedâncias de Thévenin. Em cada cenário foram escolhidos transformadores do caso base para serem modificados por meio da inclusão de defasagem angular de  $5^\circ$  em cada um. No primeiro cenário foram modificados os transformadores 230/138 kV entre as barras 103-124 e 109-111. No segundo, além dos dois transformadores já modificados, foi inserida defasagem no transformador 230/138 kV entre os barramentos 109-112. O terceiro cenário incluiu a defasagem entre os dois transformadores 230/138 kV entre os barramentos 110-111 e 110-112. A Tabela 6.1 mostra a variação percentual das resistências e das reatâncias de Thévenin nos barramentos nos três cenários em relação ao caso base monitorados do Sistema de Teste RVS.

Tabela 6.1 – Variação percentual da impedância de Thévenin dos barramentos monitorados por inserção de assimetria numérica na matriz de admitâncias

Barramento	Variação entre cenário 1 e caso base		Variação entre cenário 2 e caso base		Variação entre cenário 3 e caso base	
	$\Delta R_{TH}$ (%)	$\Delta X_{TH}$ (%)	$\Delta R_{TH}$ (%)	$\Delta X_{TH}$ (%)	$\Delta R_{TH}$ (%)	$\Delta X_{TH}$ (%)
1101	0,0000	0,0000	0,0425	0,0530	1,0668	1,3006
1102	0,0000	0,0000	0,0248	0,0311	1,0521	1,2885
1103	0,0000	0,0000	0,0381	0,0373	0,9852	1,2329
1104	0,0000	0,0000	0,0362	0,0246	1,0568	1,2923
1105	0,0000	0,0000	0,0336	0,0087	1,1725	1,3883
1106	0,0000	0,0000	0,0024	0,1698	1,0311	1,2710
1107	0,0000	0,0000	0,0030	0,1672	1,0276	1,2681
1108	0,0000	0,0000	0,0029	0,1703	1,0676	1,3013
1109	0,0000	0,0000	0,0120	0,1561	0,8816	1,1469
1110	0,0000	0,0000	0,0277	0,1045	1,1609	1,3787
1113	0,0000	0,0000	0,0251	0,0950	1,2082	1,4180
1114	0,0000	0,0000	0,0408	0,0779	1,2728	1,4716
1115	0,0000	0,0000	0,0493	0,0555	1,3334	1,5220
1116	0,0000	0,0000	0,0496	0,0468	1,2851	1,4818
1118	0,0000	0,0000	0,0503	0,0481	1,2264	1,4331
1119	0,0000	0,0000	0,0483	0,0462	1,2830	1,4801
1120	0,0000	0,0000	0,0435	0,0211	1,2002	1,4114

A Tabela 6.1 mostra que foram necessários 5 transformadores defasadores para se observar uma variação percentual máxima de 1,5220% nas impedâncias de Thévenin estimadas. Caso existam menos transformadores defasadores, não há variação percentual, para quatro casas decimais, nas impedâncias estimadas.

Verificado o impacto nos valores das impedâncias, torna-se importante analisar sua influência na determinação do ponto crítico de instabilidade. As simulações realizadas considerando a maior diferença dos valores das impedâncias mostram ser possível negligenciar assimetrias na matriz de admitâncias de barras sem que a premissa do método *domain decomposition* seja violada para fins de cálculo de equivalentes de rede, mesmo com presença de transformadores defasadores no sistema.

O impacto da presença dos transformadores defasadores no cálculo do ponto crítico para estabilidade de tensão é mostrado na Tabela 6.2. As grandezas indicadas se referem ao ponto crítico visto na curva PV (par  $P_{max}$  e  $V_{crit}$ ) e na curva VQ (par  $Q_{min}$  e  $V_{min}$ ), vistas da barra 1115. A escolha dessa barra se deve ao fato de ser, dentre aquelas monitoradas, a que possui a maior variação percentual nas impedâncias de Thévenin estimadas nos três cenários simulados.

Tabela 6.2 – Erro relativo na identificação do ponto crítico para estabilidade de tensão após inserção de assimetria numérica na matriz de admitâncias

Grandeza	Varição entre cenário 1 e caso base (%)	Varição entre cenário 2 e caso base (%)	Varição entre cenário 3 e caso base (%)
$P_{max}$	0,0000	0,2312	0,2965
$V_{crit}$	0,0000	0,1159	0,2023
$Q_{min}$	0,0000	0,9505	1,0380
$V_{min}$	0,0000	0,0271	0,0375

A Tabela 6.2 indica que a desconsideração da assimetria da matriz de admitâncias resulta em erros relativos no ponto crítico para estabilidade de tensão de ordens semelhantes aos observados nas impedâncias de Thévenin. O estudo sobre esse impacto aponta a necessidade de uma investigação sistemática relacionando a quantidade e o tipo de assimetria na matriz de admitâncias com a identificação do ponto crítico para estabilidade de tensão. Há um compromisso entre a fidelidade dos resultados obtidos pelo método *domain decomposition*, caso exista uma assimetria significativa na matriz, e as suas vantagens na aplicação prática.

As análises foram realizadas no Sistema de Teste RVS (75 barramentos e 90 ramos), o qual pode ser considerado de pequeno porte, se comparado a sistemas reais. Foram incluídos até 5 transformadores defasadores, número este considerável, mesmo para sistemas de dimensões elevadas. Sendo assim, os resultados se mostram válidos, no sentido de se desprezarem as assimetrias na matriz de admitâncias trazidas por esses equipamentos. Contudo, observa-se que, caso a presença de transformadores defasadores aumente de forma expressiva com relação à dimensão do sistema, a assimetria da matriz merece atenção.

Em (CUTSEM, 2020) encontram-se as reatâncias de eixo direto e em quadratura nas bases de tensão e de potência dos geradores. Tais reatâncias na condição operativa do caso base podem ser utilizadas para validar os valores estimados pela solução do problema de otimização. A Tabela 6.3 mostra a comparação entre os valores de referência e os valores estimados das reatâncias dos geradores, por meio do erro relativo.

Tabela 6.3 – Comparação dos valores de reatâncias síncronas obtidas de (CUTSEM, 2020) e das estimativas da metodologia para o ponto operativo do caso base

Nome	Valores de referência (CUTSEM, 2020)		Valores estimados		Erro relativo	
	Xd (p.u.)	Xq (p.u.)	Xd (p.u.)	Xq (p.u.)	Xd (%)	Xq (%)
Gerador 1	6,9498	6,6304	7,0559	6,6515	1,5048	0,3174
Gerador 2	7,3957	7,0967	7,5302	7,0986	1,7858	0,0261
Gerador 3	1,7317	1,7076	1,7439	1,6623	0,7008	2,7222
Gerador 4	1,0055	0,9058	0,9914	0,9350	1,4231	3,1211
Gerador 5	11,5874	10,4303	11,5238	10,6159	0,5517	1,7477
Gerador 6	1,3174	1,2490	1,3216	1,2464	0,3188	0,2055
Gerador 7	0,4191	0,3310	0,4152	0,3322	0,9347	0,3413
Gerador 8	0,3927	0,3063	0,3852	0,3081	1,9704	0,6012
Gerador 9	1,6479	1,5013	1,6412	1,4889	0,4094	0,8309
Gerador 10	0,9434	0,9216	0,9424	0,9115	0,1065	1,1012
Gerador 11	7,3026	6,7891	7,2732	6,8563	0,4040	0,9802
Gerador 12	7,0871	6,9940	7,2507	6,8352	2,2567	2,3232
Gerador 14	1,7254	1,6593	1,7385	1,6572	0,7557	0,1292
Gerador 15	0,9953	0,9334	0,9883	0,9321	0,7040	0,1420
Gerador 16	11,3935	10,5538	11,5238	10,6159	1,1309	0,5846
Gerador 17	1,6386	1,5164	1,6412	1,4889	0,1561	1,8487
Gerador 18	0,9325	0,9206	0,9426	0,9117	1,0760	0,9808
Gerador 19	1,7674	1,6612	1,7607	1,6661	0,3858	0,2923
Gerador 20	1,7320	1,6551	1,7552	1,6610	1,3212	0,3552
Gerador 21	1,7611	1,6496	1,7630	1,6805	0,1084	1,8367
Gerador 22	0,5429	0,5055	0,5416	0,5108	0,2402	1,0279
Gerador 23	11,5102	10,6605	11,5238	10,6159	0,1178	0,4203
Gerador 24	1,6227	1,4835	1,6412	1,4889	1,1308	0,3603
Gerador 25	1,0413	0,9553	1,0368	0,9778	0,4376	2,2948
Gerador 26	1,7835	1,7166	1,7607	1,6661	1,2950	3,0306
Gerador 27	1,7763	1,6544	1,7552	1,6610	1,1993	0,3947
Gerador 28	11,5855	10,4784	11,5238	10,6159	0,5358	1,2950
Gerador 29	1,6797	1,5064	1,6412	1,4889	2,3473	1,1759
Gerador 30	11,6372	10,4996	11,5238	10,6159	0,9842	1,0948
Gerador 31	1,6478	1,4785	1,6412	1,4889	0,3999	0,6979
Gerador 32	1,3165	1,2375	1,3216	1,2464	0,3893	0,7125

As reatâncias estimadas nos eixos direto e em quadratura possuem erros relativos inferiores a 3,1211%.

A Tabela 6.4 mostra o impacto das diferenças entre os valores das reatâncias obtidas de (CUTSEM, 2020) e das reatâncias estimadas no cálculo do ponto crítico para estabilidade de tensão, visto tanto na curva PV (par  $P_{max}$  e  $V_{crit}$ ) quanto na curva VQ (par  $Q_{min}$  e  $V_{min}$ ), vistas da barra 1115.

Tabela 6.4 – Erro relativo na identificação do ponto crítico para estabilidade de tensão devido à estimação das reatâncias dos geradores

<b>Grandeza</b>	<b>Erro percentual (%)</b>
$P_{max}$	0,0074
$V_{crit}$	0,0005
$Q_{min}$	0,0088
$V_{min}$	0,0017

Na Tabela 6.4, observa-se que há um erro máximo, em p.u., de 0,0001 p.u. na identificação do ponto crítico para estabilidade de tensão, considerando a diferença dos valores verdadeiros das reatâncias e os valores estimados pelo problema de otimização.

Os resultados das simulações apresentados nas Tabela 6.3 e Tabela 6.4 indicam que a solução do problema de otimização visando ao cálculo de equivalentes de rede são consistentes.

A inclusão dos parâmetros internos dos geradores não deve alterar as tensões terminais e as potências injetadas por eles. À exceção do barramento de referência, aqueles barramentos em que existem geradores conectados são inseridos na rede, como no circuito da Figura 5.5. Para validar o impacto da inclusão dos parâmetros estimados, a rede original é modificada conforme (SILVA, 2001). As alterações consistem em introduzir um barramento anterior à cada barra de tensão controlada já existente, para incluir os parâmetros internos dos geradores. Nesse novo barramento, o módulo da tensão é especificado como o módulo da tensão interna do gerador ( $E_q$ ) e a potência ativa como o valor injetado na rede original. Entre o barramento adicional e o de tensão terminal do gerador, a reatância  $X_+$  é inserida como elemento série. Essa representação dos geradores é denominada modelo PE e pode ser resumida em três etapas: alteração do tipo do barramento original de potência ativa e tensão especificadas para potência ativa e reativa especificadas; inclusão de novo barramento com tensão e potência ativa especificadas; inclusão da reatância  $X_+$  entre os dois barramentos.

Para as análises aqui apresentadas, foram selecionadas as simulações contendo os barramentos cujas reatâncias dos eixos direto e em quadratura mais sofrem variação ao longo do aumento de carga do sistema. Os gráficos exibidos se referem aos barramentos terminais dos geradores números 9, 11, 12, 19, 21 e 23, do Sistema de Teste RVS. É adotada a seguinte convenção: grandezas que não possuem o sobrescrito “\*” na legenda se referem ao caso base, antes da modificação na representação dos geradores; grandezas com o sobrescrito “\*” indicam barramentos após a modificação da rede com o modelo PE (SILVA, 2001).

A Figura 6.3 mostra o comportamento da potência aparente injetada e do fasor de tensão na barra terminal dos geradores antes e após a modificação de sua representação no fluxo de potência e no cálculo dos equivalentes de rede.

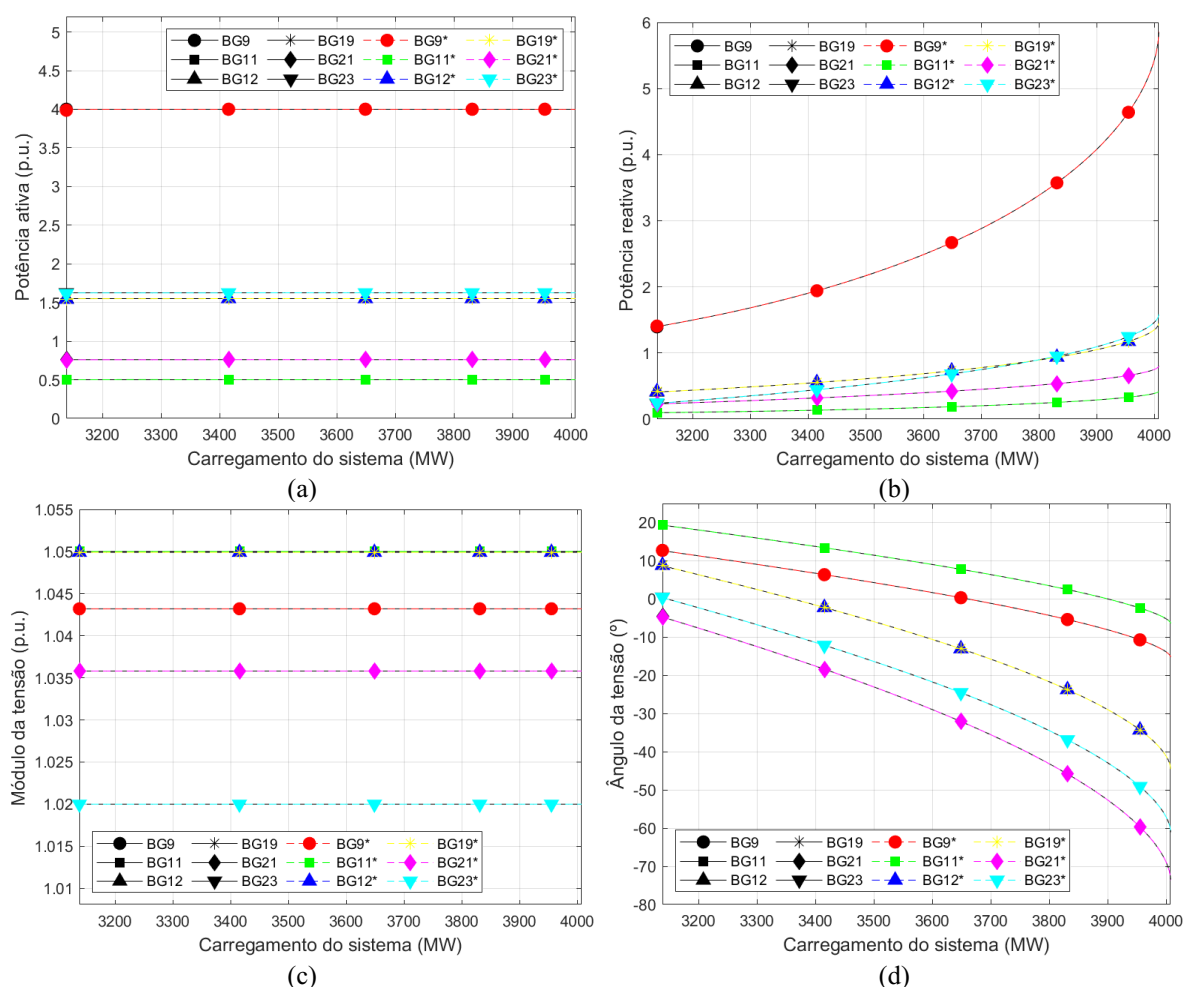


Figura 6.3 – Grandezas calculadas pela solução do fluxo de potência antes (sem asterisco) e após (com asterisco) a representação dos geradores: (a) potência ativa injetada no barramento terminal, (b) potência reativa injetada no barramento terminal, (c) módulo da tensão terminal e (d) ângulo da tensão terminal

Caso as restrições de igualdade em (5.24) sejam satisfeitas, o vetor de estados e as potências ativa e reativa entregues pelos geradores à rede elétrica são mantidos. Na Figura 6.3,

essa observação é verificada pelas curvas dos barramentos escolhidos antes e após a modificação na representação dos geradores. Como não há alteração nas grandezas terminais desses barramentos, o impacto da representação dos parâmetros internos dos geradores ocorre somente no cálculo do equivalente de rede.

### 6.5.2 Parâmetros Estimados dos Geradores Síncronos

O comportamento da injeção de potência nos barramentos terminais dos geradores, Figura 6.3 (a) e (b), indica que há variações em seus parâmetros internos ao longo do aumento do carregamento do sistema. Como a aplicação da metodologia se dá em dados provenientes do fluxo de potência continuado, os geradores conectados em barramentos de tensão e potência ativa controladas têm somente suas potências reativas incrementadas. Esse incremento pode ser associado ao comportamento da corrente de armadura, visto no plano complexo da Figura 6.4.

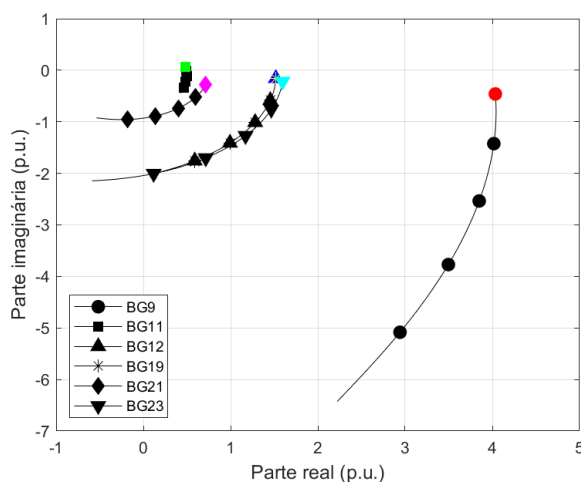


Figura 6.4 – Plano complexo da corrente de armadura dos geradores ao longo do carregamento do sistema com módulos menores no caso base (marcadores coloridos) e maiores no ponto de máxima transferência de potência

Os gráficos nas Figura 6.3 e Figura 6.4 são a base para compreender a estimação dos valores das fontes de tensão interna e das reatâncias de eixo direto e em quadratura.

O aumento da corrente de armadura na Figura 6.4 indica a tendência da tensão interna do gerador. As correntes de armadura se tornam mais atrasadas e os geradores operam no modo sobre-excitados, injetando mais potência reativa. Para essa condição operativa, o aumento da corrente de armadura implica comportamento proporcional ao módulo da tensão interna do gerador.



O ângulo da tensão interna dos geradores está acoplado aos fasores de tensão terminal e da corrente da armadura, por meio do cálculo do ângulo de  $jX_+ \dot{I}_A + \dot{V}_T$ .

Em (BAN, 1998) é mostrado que o fluxo resultante é aumentado à medida que a corrente de armadura é incrementada e a tensão terminal é mantida constante. O aumento do fluxo resultante satura as reatâncias de eixo direito e em quadratura, causando a sua redução.

A Figura 6.5 mostra o comportamento das grandezas estimadas pelo método de otimização.

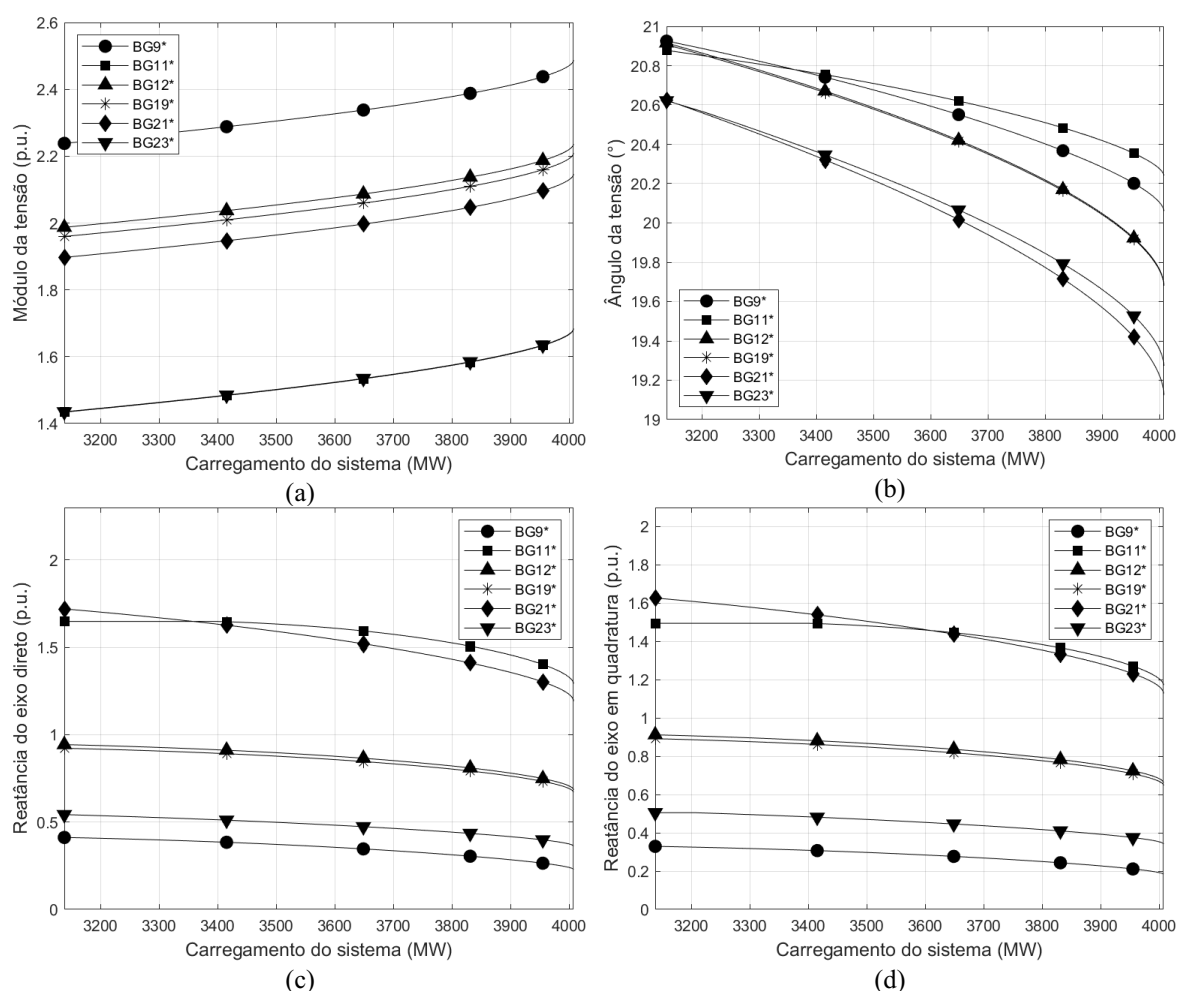


Figura 6.5 – Grandezas calculadas pela solução do problema de otimização: (a) módulo da tensão interna do gerador ( $E_q$ ), (b) ângulo da tensão interna do gerador ( $\delta$ ), (c) reatância do eixo direto ( $X_d$ ) e (d) reatância do eixo em quadratura ( $X_q$ )

As quatro grandezas estimadas são a base para a elaboração do circuito elétrico utilizado no cálculo de equivalentes de rede. Os ajustes na tensão e na reatância no eixo  $dq$  visam referir o circuito com esses elementos ao eixo real e imaginário do sistema elétrico. Na Figura 6.6 estão os parâmetros modificados conforme discutido na Seção 5.6.

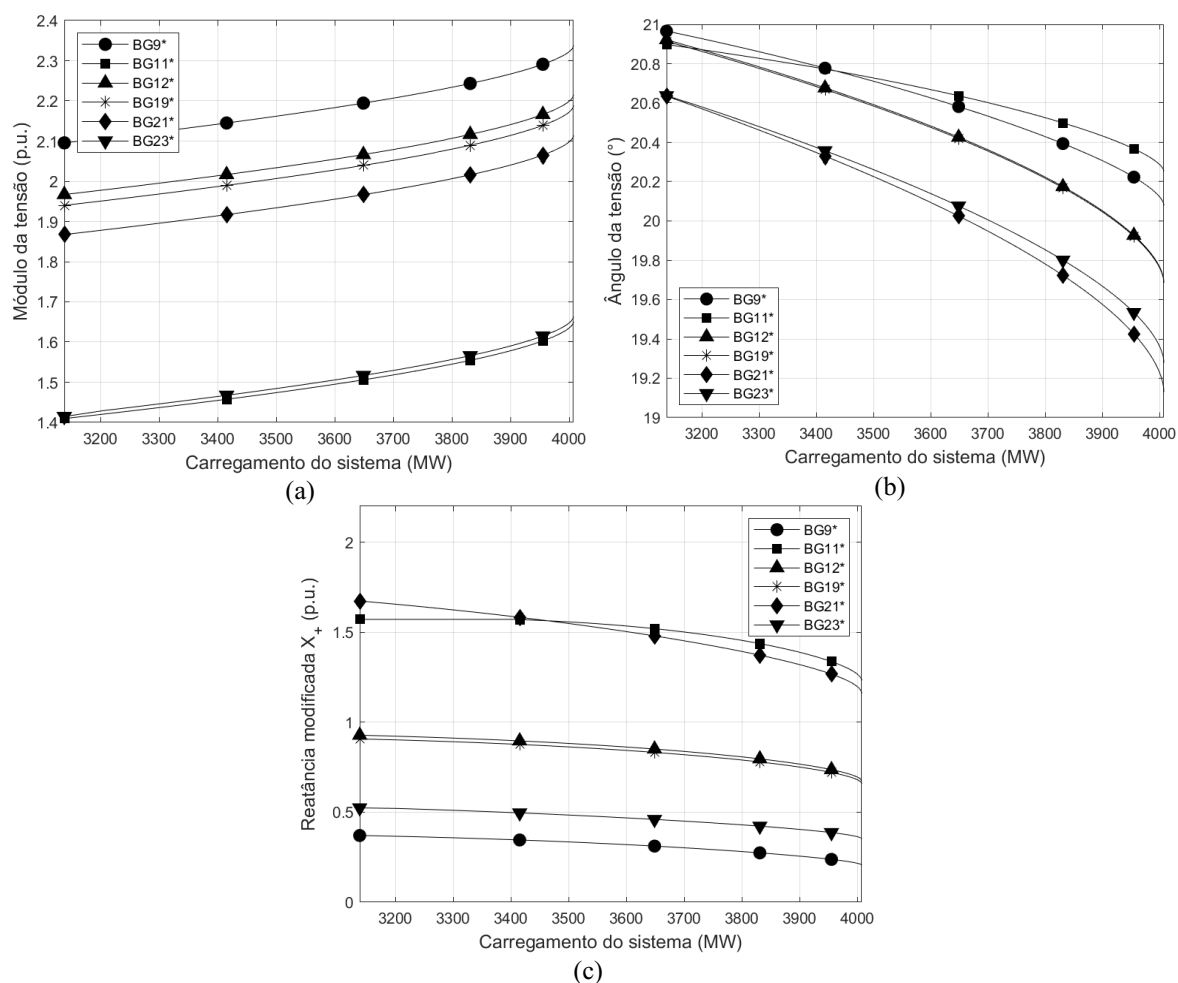


Figura 6.6 – Grandezas calculadas para representar os geradores no cálculo de equivalentes de rede: (a) módulo da tensão interna modificada ( $\tilde{E}'_q$ ), (b) ângulo da tensão interna modificada ( $\delta'$ ) e (c) reatância modificada ( $X_+$ )

### 6.5.3 Disponibilização de Equivalente de Rede Elétrica

Foram selecionados seis barramentos para mostrar as simulações dos equivalentes de rede calculados. A análise do vetor tangente indica os barramentos 1103, 1104, 1110, 1115, 1109 e 1114, do Sistema de Teste RVS, como críticos para instabilidade de tensão.

A Figura 6.7 ilustra a distância dos módulos da impedância do equivalente de rede e da carga dos seis barramentos do sistema elétrico. A trajetória da carga é a de redução até o ponto de máxima transferência identificado pelo fluxo de potência continuado. Nesse ponto crítico é traçado um círculo fictício para verificar a igualdade de módulos das impedâncias. As impedâncias em formato quadrado mostram os equivalentes de rede vistos de cada barramento considerando os geradores modelados como fontes de tensão ideal. Na matriz  $\mathbf{Y}_B^G$ , essa consideração corresponde a definir os elementos em que há barras de tensão controlada como

admitâncias infinitas, para representar o curto-circuito das fontes independentes. Os pontos em círculo são as impedâncias equivalentes obtidas ao utilizar a modelagem proposta neste trabalho para a representação dos geradores.

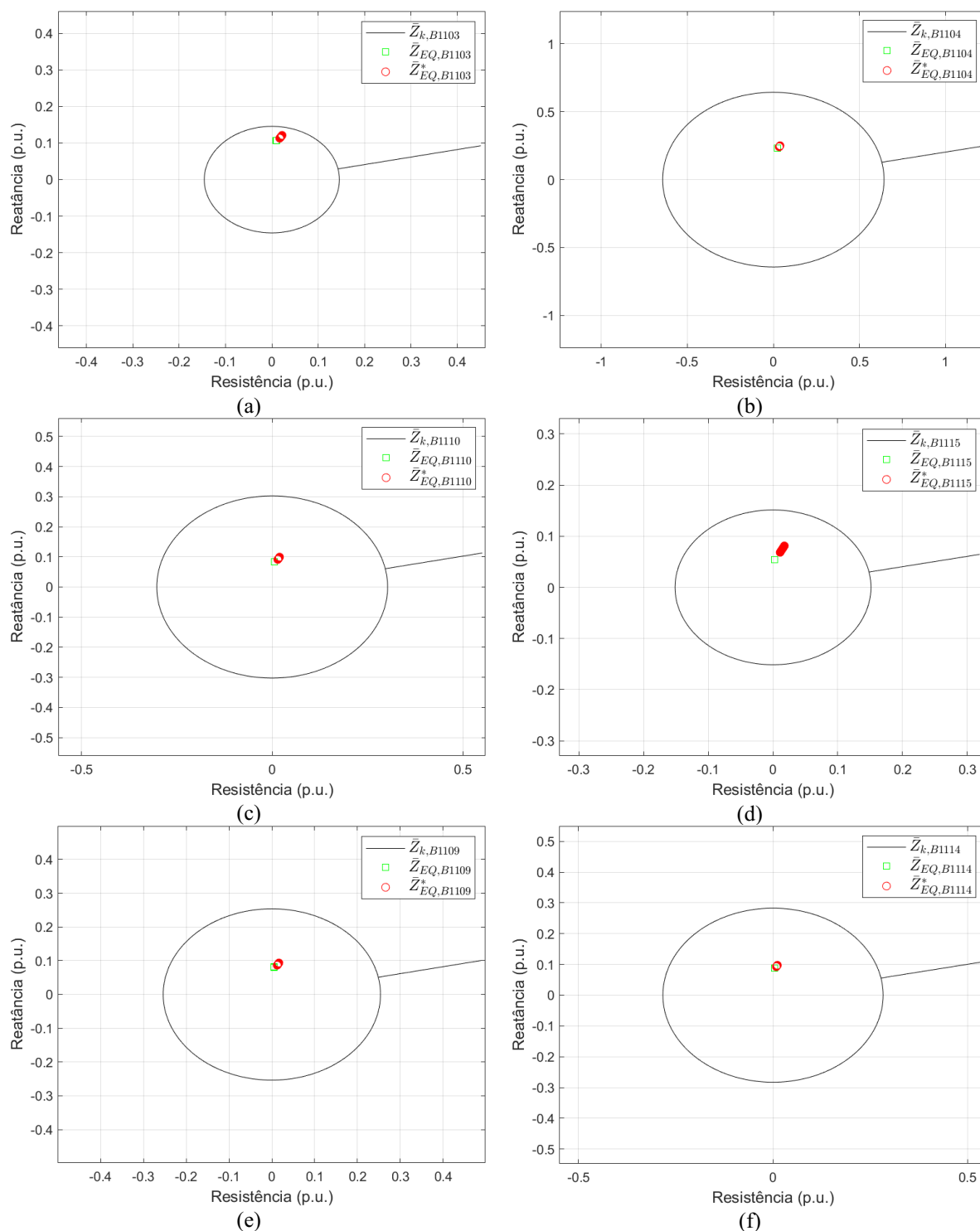


Figura 6.7 – Plano complexo das impedâncias da carga e equivalente: (a) barra 1103, (b) barra 1104, (c) barra 1110, (d) barra 1115, (e) barra 1109 e (f) barra 1114

---

A modelagem dos geradores como fonte de tensão ideal resulta na estimação de impedâncias dos equivalentes de rede concentradas no mesmo ponto. Por esse fato, apenas a elevação da carga aproximaria significativamente o sistema do ponto de instabilidade de tensão. Metodologias que inserem reatâncias síncronas fixas apresentam característica semelhante à atribuição da reatância síncrona nula, visto que a degradação da capacidade do sistema é atribuída somente ao aumento da carga.

A inclusão das reatâncias  $X_+$  dos geradores na matriz de admitâncias de barras modificada explicita a diminuição da capacidade de transferência de potência da rede para a carga. Nessa abordagem, a redução do módulo da impedância da carga e o aumento do módulo das impedâncias dos equivalentes de rede contribuem para aproximação do ponto operativo ao ponto crítico para estabilidade de tensão. Esse avanço no cálculo dos equivalentes de rede mostra que o enfraquecimento da rede elétrica deve ser atribuído tanto ao incremento das cargas como ao comportamento dos geradores.

## 6.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A metodologia descrita neste capítulo apresenta significativo avanço ao monitoramento da condição operativa do sistema em tempo real. Dentre os avanços, destacam-se a disponibilização dos elementos da inversa da matriz de admitância de barras e a possibilidade de se evitar o cálculo desnecessário de elementos que não são efetivamente utilizados.

Observa-se que, embora a inversão da matriz de admitâncias de barras, como caminho para a obtenção dos equivalentes, ser comum nas abordagens apresentadas na literatura, o desafio de se disponibilizarem elementos da sua inversa, com dinâmica compatível ao tempo real, não é mencionado. Neste trabalho, essa questão é tratada por meio da aplicação de técnicas de estimação dos elementos da diagonal principal da inversa da matriz de admitâncias.

Os avanços destacados são fundamentais, pois se refletem nos indicadores para avaliação de risco de instabilidade que se baseiam no uso de equivalentes de redes, uma vez que uma avaliação só se mostra consistente quando os parâmetros do equivalente também o são.

Os resultados positivos, obtidos com o desenvolvimento do equivalente de redes descrito neste capítulo, motivaram a proposição de uma metodologia inovadora, para avaliação da estabilidade de tensão, a qual é descrita no capítulo seguinte.

---

## CAPÍTULO 7

### **AValiação DA ESTABILIDADE DE TENSÃO EM TEMPO REAL BASEADA NA ANÁLISE CONJUNTA DAS CURVAS PV E VQ**

#### **7.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS**

Este capítulo apresenta uma metodologia para análise conjunta das curvas PV e VQ, para avaliação do risco de instabilidade de tensão dos sistemas elétricos, na operação em tempo real. Tal metodologia apresenta, como principal característica inovadora, a integração das informações fornecidas pelas curvas PV e QV, de forma consistente e aplicável na prática da operação.

A literatura apresenta abordagens para cálculo das curvas PV e VQ e de pontos operativos nessas curvas que procuram facilitar a monitoração do sistema em tempo real. As abordagens baseadas em soluções de fluxo de potência, por exemplo, geralmente são reservadas à avaliação *offline*. Por outro lado, como alternativa, o cálculo de margens a partir de equivalentes de redes é entendido como apropriado para a avaliação em tempo real. Isso se justifica pela necessidade de monitoramento condizente com a rápida dinâmica do sistema elétrico.

Verifica-se que a relevância das curvas PV e VQ já é reconhecida. Contudo, a utilização conjunta de suas informações não é trivial, pois a construção delas envolve diferentes conceitos que exigem uma análise criteriosa e consistente.

Neste capítulo, inicialmente é apresentada uma discussão acerca das características das metodologias encontradas na literatura, com a finalidade de enfatizar os avanços que podem ser obtidos por uma nova proposta. Em seguida, é detalhada a metodologia proposta, incluindo o registro das simulações e análises dos estudos realizados. Um dos aspectos inovadores da proposta é a definição de margens de tensão e de potência que, atuando nas curvas PV e VQ, possibilitam uma análise conjunta e consistente das informações, no monitoramento da condição operativa do sistema elétrico.

## 7.2 ANÁLISE DE ABORDAGENS PRESENTES NA LITERATURA

A Tabela 7.1 resume as características predominantes das cinco metodologias para análise das margens de potências ativa e reativa introduzidas no Capítulo 2.

Tabela 7.1 – Características dos trabalhos relacionados à análise conjunta das curvas PV e VQ

Referência	Avaliação <i>offline</i>	Avaliação em tempo real	Há indicação de valores para as margens
(ABED, 1999)	X	X*	X
(HUANG, 2007)	X	X	
(FERREIRA, 2013)	X	X*	
(NERC, 2016)	X		X
(ONS, 2021)	X	X*	X

As cinco metodologias citadas mostram-se adequadas para avaliação da estabilidade de tensão em ambiente *offline*. Três delas podem ser aplicadas em ambiente de tempo real desde que sejam realizados estudos prévios, motivo por estarem assinaladas com “X\*”. Esses estudos prévios disponibilizam instruções de operação ou nomogramas. Dessa maneira, o comportamento do sistema elétrico corresponde àquele previsto e não ao observado instantaneamente.

Apesar do método de (HUANG, 2007) permitir avaliar a margem de potência reativa em tempo real, essa é feita pela inclinação do segmento da curva VQ próximo do ponto operativo.

A metodologia desenvolvida neste trabalho determina a margem de potência reativa a partir da curva VQ completa, calculada pela formulação de (NUNES, 2019).

A definição de valores de referência, para as margens de potência nas curvas PV e VQ, é um tema que sempre mereceu atenção, porém não constitui foco de estudo deste trabalho. Investigando a literatura pertinente, percebe-se uma faixa de valores para margens de potência ativa da curva PV entre 4% e 5%, para avaliação da estabilidade de tensão em tempo real. Na curva VQ não se tem definida uma faixa de valores de referência, deixando a sua aplicação associada à avaliação da disponibilidade de potência reativa local.

### 7.3 ESTUDOS DE CASO: AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO POR MEIO DE MARGENS DE POTÊNCIAS ATIVA E REATIVA

O objetivo das análises realizadas nesta seção é evidenciar a necessidade de desenvolvimento de novos procedimentos para avaliação da estabilidade de tensão, tendo em vista que as abordagens tradicionalmente utilizadas nem sempre apresentam resultados satisfatórios.

Na avaliação das margens de potência não é necessário o traçado completo das curvas PV e VQ, uma vez que é suficiente comparar apenas dois pontos: o operativo e o limite para perda de estabilidade de tensão. No entanto, para facilitar a visualização das margens e a apresentação da proposta, todos os níveis de carregamento da curva PV e todas as curvas VQ correspondentes são calculados.

As análises elaboradas se baseiam no estudo de três cenários. A Tabela 7.2 mostra, para os três casos, os parâmetros dos componentes utilizados na construção das curvas PV e VQ e os valores obtidos para as margens de potência ativa e reativa, MPA e MPR. O sistema que dá origem ao cenário identificado como caso 1 corresponde ao equivalente de rede do caso base visto da barra 9 do Sistema de Teste WSCC 9 Barras, disponível no MATPOWER (ZIMMERMAN, 2011). Os casos 2 e 3 são obtidos por meio de modificações nos parâmetros do equivalente de rede original, o caso base. As modificações implementadas podem ser provenientes de compensação *shunt* capacitiva ou indutiva e de compensação série capacitiva. Observa-se que as potências do ponto de máximo carregamento são idênticas nos três casos, e a tensão crítica é a mesma nos casos 1 e 2.

Tabela 7.2 – Parâmetros dos circuitos elétricos e resultados da avaliação da estabilidade de tensão, em p.u.

Caso	$\dot{E}_{EQ}$	$\bar{Z}_{EQ}$	$ \dot{V}_k $	$V_{crit}$	$P_k$	$P_{max}$	MPA	MPR
1	$1,0534 \angle 1,7077^\circ$	$0,0075 + j0,0861$	1,0085	0,6184	1	4,1108	3,1108	3,1545
2	$1,1561 \angle 0,0000^\circ$	$0,0386 + j0,0773$	1,0910	0,6184	1	4,1108	3,1108	3,9767
3	$1,0000 \angle 0,0000^\circ$	$0,0289 + j0,0578$	0,9437	0,5349	1	4,1108	3,1108	4,0037

A Figura 7.1 mostra as curvas PV e VQ e os pontos de interesse para avaliação das margens MPA e MPR dos três casos indicados na Tabela 7.2. A construção dessas curvas

considera os parâmetros do equivalente de rede constantes, promovendo modificações somente na carga e na tensão do próprio barramento monitorado.

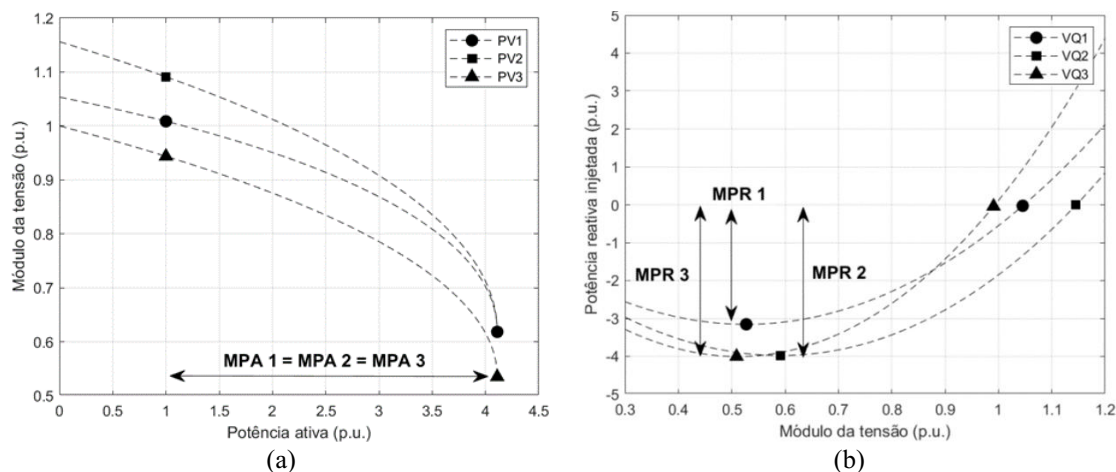


Figura 7.1 – Indicações de pontos operativos utilizados na avaliação de estabilidade de tensão do estudo de caso: (a) curvas PV e (b) curvas VQ

A aplicação da abordagem tradicional resulta em avaliações semelhantes das três curvas PV da Figura 7.1 (a). Como o critério de análise na curva PV é baseado na medição da margem de potência ativa, os três sistemas, com características significativamente distintas, possuem MPA iguais com o valor de 3,1108 p.u. Nesse tipo de avaliação, a distância da tensão no ponto crítico aos limites da faixa operativa é desconsiderada. Tal observação motiva a incorporação da distância, em tensão, do ponto crítico para a tensão atual do barramento. Diante da incapacidade de apenas a margem de potência ativa informar a segurança do sistema, torna-se necessário realizar análises complementares.

A Figura 7.1 (b) mostra informações adicionais obtidas por meio das curvas VQ. Dois aspectos se destacam: (i) sistemas com a mesma margem de potência ativa podem apresentar margens de potência reativa diferentes; (ii) sistemas com mesma tensão crítica na curva PV podem apresentar diferentes tensões mínimas na curva VQ. Tais informações, no entanto, não são consideradas nos critérios tradicionais de análise.

A seguir é apresentada uma breve discussão das análises dos três cenários simulados ao se aplicarem as metodologias da Tabela 7.1.

Os três sistemas analisados apresentam MPA iguais e, por esse motivo, possuem o mesmo risco para perda de estabilidade de tensão em relação às metodologias da Tabela 7.1.

A avaliação pelo critério em (ABED, 1999) não indica diferenças significativas entre MPR2 e MPR3. Essa observação também é válida para a metodologia de (HUANG, 2007), na



qual as inclinações da segunda (caso 2) e da terceira (caso 3) curvas VQ são de 0,0100 e de 0,0096 no ponto operativo, respectivamente.

Segundo (FERREIRA, 2013), calcula-se a curva PV até o ponto de perda de estabilidade de tensão, sendo o carregamento correspondente utilizado na obtenção da curva VQ. A tensão crítica é considerada como a tensão mínima aceitável do sistema e não há avaliação de margem de potência reativa. Ressalta-se que a tensão crítica da curva VQ se iguala ao valor observado na curva PV apenas no ponto de máximo carregamento.

Segundo (NERC, 2016), a avaliação da distância para perda da estabilidade de tensão está baseada na margem de potência reativa em 0,85 p.u. de tensão. Embora a distância em tensão do ponto crítico até a faixa operativa seja maior no caso 3, na curva VQ, no nível de tensão 0,85 p.u., isso não é verificado. Para esse nível de tensão, a margem de potência reativa da curva do caso 3 seria inferior à da curva do caso 2, promovendo uma reclassificação de risco de perda de estabilidade particularizada para o ponto escolhido.

O procedimento em (ONS, 2021) não indica especificamente a margem de potência reativa a ser mensurada na curva VQ. A margem estabelecida por esse documento possui unidade MVA, referindo-se à margem da curva SV.

O fato dos sistemas relativos aos casos 1 e 2 possuírem o mesmo ponto crítico (potência ativa e tensão) e margens de potência reativa diferentes sugere a possibilidade de separar a análise das curvas PV e VQ em duas etapas. A primeira é realizada na curva PV e identifica a distância do ponto operativo até o crítico em relação à tensão. Essa análise visa tratar casos de redes com tensão crítica elevada, como visto nos casos 1 e 2. A segunda etapa é realizada na curva VQ de forma a identificar, além da disponibilidade de reativos na rede, a distância até o ponto de instabilidade de tensão.

Da análise feita nesta seção, percebe-se a necessidade de se evoluir para o desenvolvimento de novas abordagens, como aquela proposta neste trabalho, descrita a seguir.

#### **7.4 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO POR MEIO DE MARGENS DE TENSÃO E DE POTÊNCIA REATIVA**

Os passos básicos do procedimento proposto para análise conjunta das curvas PV e VQ são mostrados no fluxograma da Figura 7.2. A metodologia encontra-se detalhada nas seções a

seguir. É importante destacar que a primeira etapa não poderia ser realizada na curva VQ, porque o ponto de mínimo em tensão nessa curva corresponde ao crítico da curva PV somente quando o sistema se encontra no ponto de instabilidade de tensão. Em outros pontos operativos, os valores críticos de tensão nas curvas PV e VQ são diferentes.

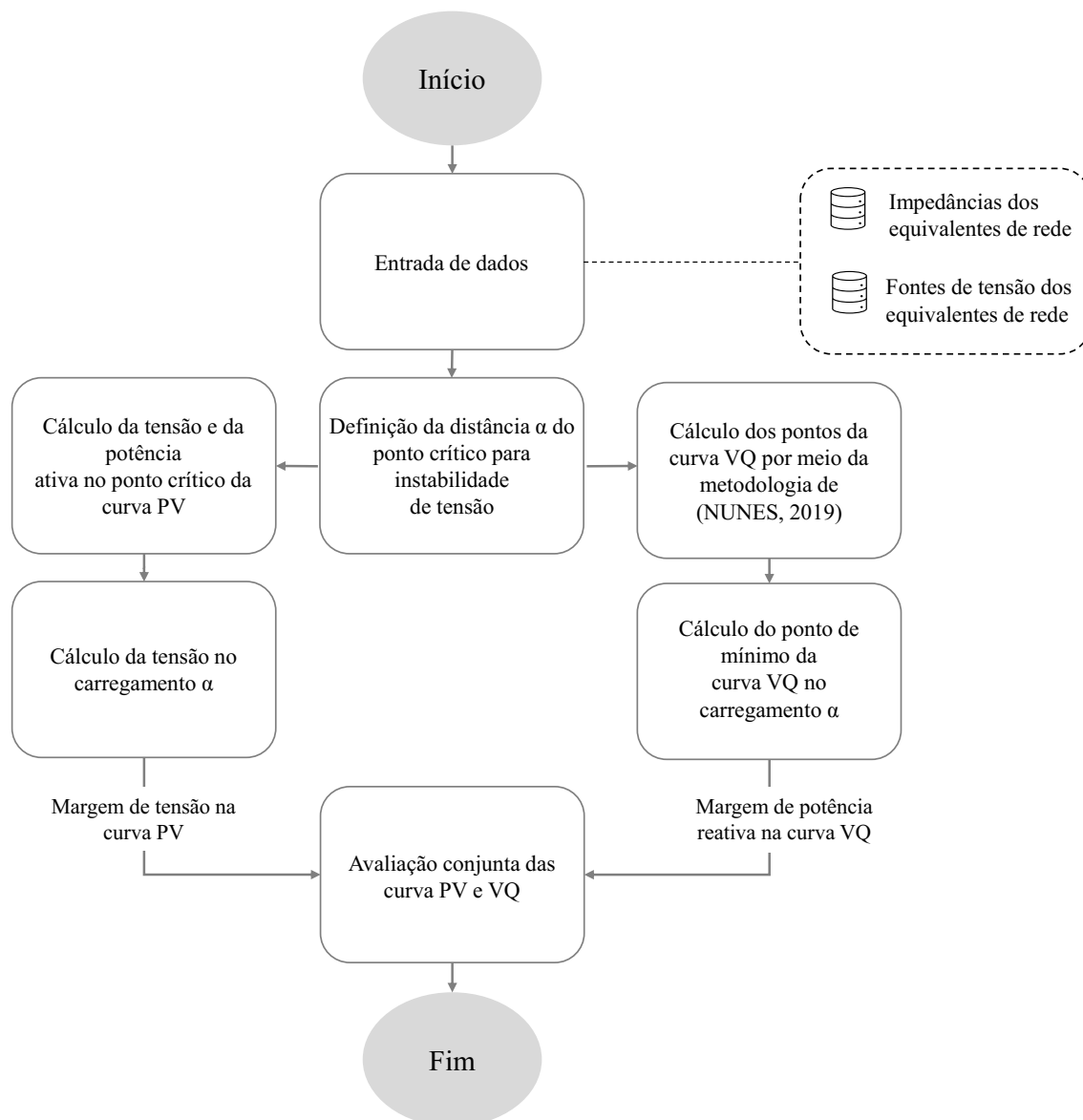


Figura 7.2 – Fluxograma do procedimento para análise conjunta das curvas PV e VQ

A partir das impedâncias e das fontes de tensão equivalentes dos barramentos monitorados, resultados da metodologia apresentada nos Capítulos 5 e 6, iniciam-se as etapas indicadas no fluxograma da Figura 7.2. Os passos seguidos partem da definição de ponto operativo  $\alpha$  com distância predeterminada para o ponto crítico para estabilidade de tensão. A

partir de tal ponto operativo, são calculadas margens de tensão e de potência reativa nas curvas PV e VQ, respectivamente. As etapas do fluxograma são descritas brevemente a seguir.

O parâmetro  $\alpha$  corresponde à porcentagem da potência ativa do ponto crítico da curva PV, utilizado para identificar a potência do ponto operativo limite estabelecido pela margem de segurança de tensão, MST. Para tal, nos equacionamentos que se seguem,  $\alpha = (100\% - MST)$ .

A disponibilização de ferramentas para suporte à avaliação de margens de estabilidade tensão é baseada em duas etapas: (i) determinação do limiar para instabilidade de tensão, obtido na curva PV por meio do teorema da máxima transferência de potência e na curva VQ pela metodologia apresentada em (NUNES, 2019); (ii) cálculo da tensão na curva PV e da potência reativa no ponto de mínimo da curva VQ, no carregamento  $\alpha$ .

A tensão e a potência reativa calculadas no ponto operativo correspondente à distância  $\alpha$  definem, no contexto da curva PV, a Margem de Tensão,  $MT_{PV}$ , e no da curva VQ, Margem de Potência Reativa,  $MPR_{VQ}$ .

As margens introduzidas pela proposta atual são descritas de forma detalhada nas seções a seguir.

## 7.5 MARGEM DE TENSÃO NA CURVA PV

O objetivo dessa etapa consiste em determinar o valor da tensão operativa correspondente a uma distância pré-definida do ponto crítico. Para isso, reescrevendo-se a potência ativa da carga na forma mostrada em (7.1), e resolvendo-se a equação do segundo grau para o módulo da impedância da carga, as soluções da parte superior e inferior da curva PV são obtidas como está em (7.2).

$$P_k |\bar{Z}_k|^2 + \left( 2|\bar{Z}_{EQ}| P_k \cos\beta - |\dot{E}_{EQ}|^2 \cos\theta_{Z_k} \right) |\bar{Z}_k| + P_k |\bar{Z}_{EQ}|^2 = 0 \quad (7.1)$$

$$|\bar{Z}_k| = \frac{|\dot{E}_{EQ}|^2 \cos\theta_{Z_k} - 2|\bar{Z}_{EQ}| P_k \cos\beta}{2P_k} \pm \frac{\sqrt{|\dot{E}_{EQ}|^2 \cos\theta_{Z_k} \left( |\dot{E}_{EQ}|^2 \cos\theta_{Z_k} - 4|\bar{Z}_{EQ}| P_k \cos\beta \right) - \left( 2|\bar{Z}_{EQ}| P_k \sin\beta \right)^2}}{2P_k} \quad (7.2)$$

Todas as equações deste capítulo utilizam a definição  $\beta = \theta_{Z_{EQ}} - \theta_{Z_k}$ , sendo o subscrito  $k$  adotado para indicar a grandeza associada à carga. As duas equações citadas foram deduzidas em (SILVA, 2010).

Como apenas as grandezas referentes à parte superior da curva PV são de interesse para determinação de margens, somente a solução com sinal positiva é tomada de (7.2).

Por meio da definição  $P'_k = \alpha P_{max}$ , é possível determinar a tensão operativa correspondente ao ponto que mantém a distância ditada pela MST do ponto de instabilidade de tensão, sendo  $\alpha$  a porcentagem da potência máxima. A partir de  $|\dot{V}_k| = |\bar{Z}_k| |\dot{I}_k|$ , fica definido o módulo da tensão da carga no carregamento correspondente ao fator  $\alpha$  pela (7.3).

$$|\dot{V}_k|_\alpha = |\dot{E}_{EQ}| \sqrt{\frac{1 + \cos\beta(1 - \alpha) + \sqrt{1 - \alpha^2 + 2\cos\beta(1 - \alpha) + \cos^2\beta(1 - 2\alpha + \alpha^2)}}{2(1 + \cos\beta)}} \quad (7.3)$$

A validação da equação de  $|\dot{V}_k|_\alpha$  pode ser feita substituindo  $\alpha = 100\%$ . Para o ponto operativo correspondente ao ponto de máxima transferência de potência,  $P'_k = P_{max}$ ,  $|\dot{V}_k|_\alpha$  se iguala à equação da tensão crítica obtida pelo teorema da máxima transferência de potência.

A equação (7.3) é utilizada na definição da margem de tensão da curva PV ( $MT_{PV}$ ), como mostra (7.4), sendo  $|\dot{V}_k|$  o módulo da tensão na barra de carga. Esse cálculo permite quantificar a aproximação do ponto crítico ao ponto operativo com antecedência, uma vez que a tensão utilizada como referência está no nível de carregamento  $\alpha$ .

$$MT_{PV} = |\dot{V}_k| - |\dot{V}_k|_\alpha \quad (7.4)$$

## 7.6 MARGEM DE POTÊNCIA REATIVA NA CURVA VQ

Nesta etapa são identificados os valores da tensão e da potência reativa injetada pelo compensador síncrono fictício para uma determinada distância do ponto de instabilidade de tensão. Para isso, são desenvolvidas equações que calculam a potência reativa e a tensão do ponto de mínimo de uma curva VQ correspondente ao nível de carregamento  $\alpha$ . Essa abordagem relembra o fato de cada nível de carregamento determinar uma curva VQ distinta.

As equações da tensão e da potência reativa no carregamento  $\alpha$  são obtidas de manipulações de (2.4) e (2.5), extraídas da dissertação (NUNES, 2019), substituindo  $P_k$  por

$P'_k = \alpha P_{max}$  e  $Q_k$  por  $Q'_k = \alpha Q_{max}$ . Desse modo, a tensão e a potência reativa no ponto de mínimo da curva VQ para o carregamento  $\alpha$  resultam nas equações (7.5) e (7.6).

$$V_{min\alpha} = \frac{|\dot{E}_{EQ}|}{\cos\theta_{zEQ}} \sqrt{\frac{\text{sen}\theta_{zEQ} \sqrt{1 + \cos\beta(2 + \cos\beta) - 2\alpha\cos\theta_{z_k}\cos\theta_{zEQ}(1 + \cos\beta)}}{2(1 + \cos\beta)} + \frac{1 + \cos\beta - \alpha\cos\theta_{z_k}\cos\theta_{zEQ}}{2(1 + \cos\beta)}} \quad (7.5)$$

$$Q_{min\alpha} = \frac{|\dot{E}_{EQ}|^2}{2|\bar{Z}_{EQ}|(1 + \cos\beta)\cos^2\theta_{zEQ}} \left[ \text{sen}\theta_{zEQ} (1 + \cos\beta - \alpha\cos\theta_{z_k}\cos\theta_{zEQ}) + \alpha\text{sen}\theta_{z_k}\cos^2\theta_{zEQ} - \sqrt{1 + \cos\beta(2 + \cos\beta) - 2\alpha\cos\theta_{z_k}\cos\theta_{zEQ}(1 + \cos\beta)} \right] \quad (7.6)$$

As equações (7.5) e (7.6) permitem calcular a tensão e a potência reativa injetada pelo compensador síncrono fictício, respectivamente, correspondente ao carregamento  $\alpha$  da curva PV.

A margem de potência reativa proposta na curva VQ, denominada  $MPR_{VQ}$ , é definida pela diferença entre as potências reativas injetadas pelo compensador síncrono fictício nos pontos: mínimo da curva VQ no carregamento  $\alpha$  e onde a tensão da curva VQ vale  $V_{min\alpha}$ . A grandeza  $V_{min\alpha}$  identifica a posição em que a potência injetada pelo compensador síncrono fictício é comparada com  $Q_{min\alpha}$ . A margem baseia-se no deslocamento dos pontos onde a distância é avaliada, fazendo a diferença de valores incluírem uma distância  $\alpha$  do ponto crítico. A margem de potência reativa da curva VQ ( $MPR_{VQ}$ ) é definida conforme (7.7).

$$MPR_{VQ} = Q_{min\alpha} - Q_{sinc|V_{sinc}=V_{min\alpha}} \quad (7.7)$$

A  $MPR_{VQ}$  é calculada deslocando os pontos em que é feita a diferença de potências reativas. Nessa proposta, a diferença de potências reativas é feita sob a reta em que a tensão da curva VQ corresponde à tensão no carregamento  $\alpha$  da curva PV. O cálculo dessa margem, utilizando as potências reativas da equação (7.7) para o carregamento  $\alpha$ , introduz a referência de margem de segurança de tensão tradicionalmente analisada na curva PV.

Portanto, o uso combinado  $MT_{PV}$  e  $MPR_{VQ}$  fornece três informações principais a respeito da estabilidade de tensão de um barramento em tempo real: distância da tensão crítica

até a tensão do ponto operativo; distância do ponto operativo do sistema até o ponto de carregamento relativo ao fator  $\alpha$ ; quantidade de reativo disponível na rede.

## 7.7 SIMULAÇÕES E ANÁLISES

### 7.7.1 Reavaliação dos Estudos de Caso Aplicando a Metodologia Proposta

A análise da aplicação da metodologia proposta é realizada por meio de dois conjuntos de simulações realizadas no Sistema de Teste WSCC 9 Barras. No primeiro, é conduzida uma reavaliação dos três casos da Tabela 7.2, de modo a mostrar a efetividade da metodologia proposta na identificação do risco de instabilidade de tensão. O segundo conjunto de simulações realizadas na barra 9 desse sistema trata da avaliação da estabilidade de tensão até o ponto crítico do sistema, possibilitando discussões das etapas indicadas Figura 7.2.

A Figura 7.3 mostra as margens de tensão e de potência reativa nas curvas PV e VQ, relativas aos três casos analisados. Os marcadores destacados correspondem aos pontos operativos, aos pontos no carregamento  $\alpha$  e aos pontos críticos de cada curva. Os valores encontrados para  $MT_{PV}$  e  $MPR_{VQ}$  formam a base para a análise desenvolvida a seguir.

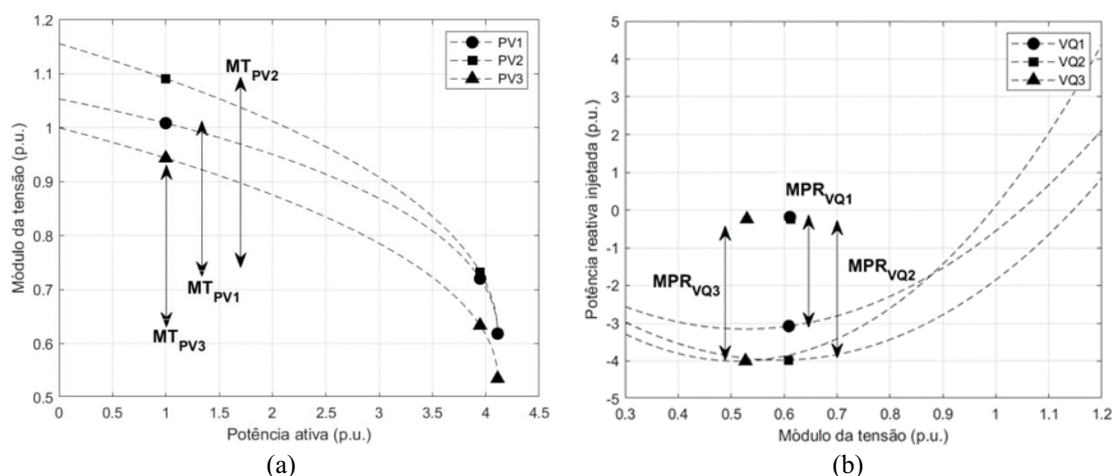


Figura 7.3 – Reavaliação da estabilidade de tensão do estudo de caso nas curvas PV e VQ pela metodologia proposta: (a) margem de tensão e (b) margem de potência reativa

A Tabela 7.3 mostra resultados da avaliação conjunta das curvas PV e VQ por meio da metodologia tradicional (diferença de potências do ponto crítico até o ponto operativo) e pela proposta deste trabalho, quando a potência da carga está em 1 p.u. O valor adotado para indicar a distância do ponto crítico é  $\alpha = 0,96$ . Tal valor está em conformidade com o critério

estabelecido por (ONS, 2021) para margem de segurança de tensão em tempo real. Desse modo, as margens são calculadas do ponto operativo até o carregamento  $\alpha$ , sendo este último distante de 4% do ponto crítico de estabilidade de tensão.

Tabela 7.3 – Reavaliação com metodologia proposta para análise conjunta das curvas PV e VQ, em p.u.

Caso	$\dot{E}_{EQ}$	$\bar{Z}_{EQ}$	Metodologia tradicional		Proposta	
			MPA	MPR	$MT_{PV}$	$MPR_{VQ}$
1	$1,0534 \angle 1,7077^\circ$	$0,0075 + j0,0861$	3,1108	3,1545	0,2882	2,8906
2	$1,1561 \angle 0,0000^\circ$	$0,0386 + j0,0773$	3,1108	3,9767	0,3585	3,7329
3	$1,0000 \angle 0,0000^\circ$	$0,0289 + j0,0578$	3,1108	4,0037	0,3101	3,7599

Dentre os pontos de destaque da Figura 7.3 e da Tabela 7.3 encontram-se:

- i. Uma rede com tensão crítica elevada não resulta, necessariamente, em uma MPR maior. Esse fato pode ser observado ao se compararem os casos 1 e 3. A MPR3 é consideravelmente maior que a MPR1, apesar da tensão crítica da curva PV ser menor. Entre os cenários 2 e 3, são observadas tensões críticas distintas e margens de potência reativa próximas. Portanto, pelo fato de não existir relação direta entre a tensão crítica da curva PV e a margem de potência reativa da VQ, é coerente monitorar a tensão operativa diretamente na curva PV por meio da  $MT_{PV}$ ;
- ii. Os valores calculados para a  $MPR_{VQ}$  são mais conservadores que os da margem de potência reativa calculada pela metodologia tradicional, uma vez que ainda existe uma distância de 4% em relação ao ponto crítico de instabilidade de tensão. Embora a  $MPR_{VQ}$  seja mais conservadora, sua análise individual não altera a classificação da criticidade dos barramentos, nesse caso. O valor encontrado para a  $MPR_{VQ}$  fornece a distância para a instabilidade de tensão equivalente à margem estabelecida na curva PV. Nos casos simulados, a distância de 4% da curva PV é refletida na curva VQ por meio da metodologia proposta;
- iii. A classificação dos barramentos, de acordo com o risco de perda da estabilidade de tensão, passa a considerar o perfil de tensão da curva PV. Pela metodologia

---

tradicional, os casos 1 e 3 são, respectivamente, os que possuem o maior e o menor risco de perda de estabilidade de tensão. Essa classificação, no entanto, não considera a tensão crítica do caso 1 como um risco maior. Pela metodologia proposta, essa sensibilidade é detectada nos casos 1 e 2, respectivamente. O risco de perda da estabilidade de tensão no caso 2 é entendido como mais crítico do que no caso 3, devido à  $MT_{PV}$  ser menor. A análise individual da  $MPR_{VQ}$  não altera significativamente a classificação atribuída aos barramentos, conforme já discutido em (ii);

- iv. Valores diferentes de  $\alpha$  para margens de tensão e de potência reativa podem ser definidos, de acordo com a aplicação. Se for decidido que uma margem deve ser privilegiada em relação à outra, basta escolher valores preferidos para  $\alpha$ , sendo  $\alpha_{PV}$  para margem de tensão e  $\alpha_{VQ}$  para margem de potência reativa.

O segundo conjunto de simulações discute separadamente as etapas indicadas na Figura 7.2. Os dados de entrada para iniciar a metodologia proposta consistem naqueles que possibilitam o cálculo do equivalente da rede elétrica vista de um barramento. Independente dos dados de entrada e da metodologia adotada, os parâmetros do circuito equivalente de rede devem estar disponibilizados para que a avaliação da estabilidade de tensão prossiga.

A metodologia proposta para cálculo das margens apresenta forte dependência com os parâmetros do equivalente de rede. Para ilustrar essa ressalva, a Figura 7.4 mostra o impacto da variação da carga do sistema no cálculo das margens de potência ativa e reativa pela metodologia tradicional. Nos gráficos da Figura 7.4 (a), apenas a carga do barramento em estudo é incrementada. Em cada nível de carregamento, a distância dos pontos atual e crítico fornece as margens indicadas. Nos gráficos da Figura 7.4 (b), todas as cargas do sistema elétrico são incrementadas ao mesmo tempo. Em ambos os casos, os resultados obtidos por meio de fluxo de potência são considerados a referência do estudo.



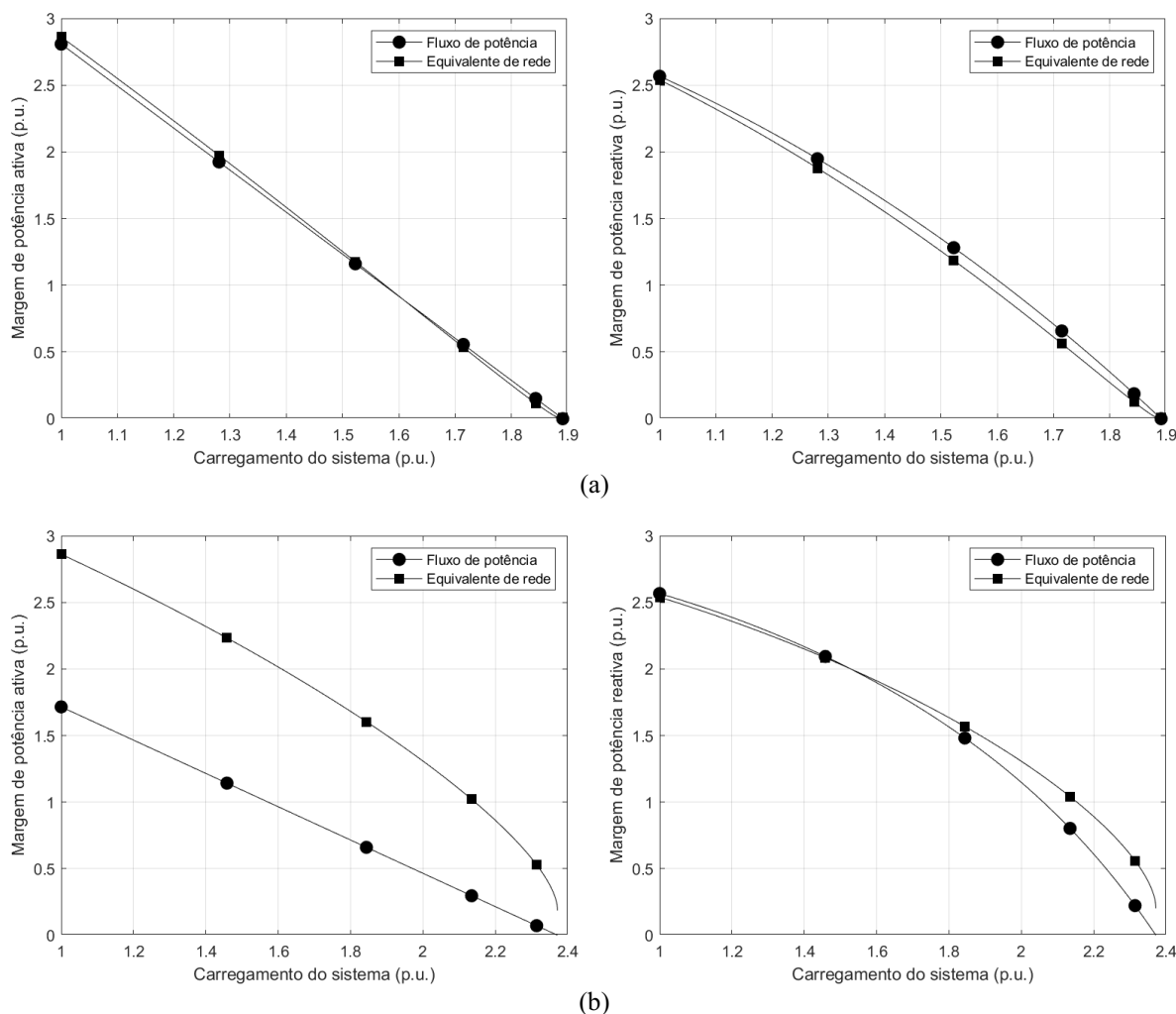


Figura 7.4 – Margens de potências ativa e reativa do estudo de caso considerando: (a) incremento somente em carga da barra de interesse e (b) incremento em todas as cargas do sistema

A Figura 7.4 mostra que há uma diferença considerável nas margens obtidas por equivalentes de rede e por fluxo de potência, quando todas as cargas do sistema elétrico são incrementadas. Caso apenas a carga da barra de interesse seja modificada, não é observada uma diferença significativa entre as duas abordagens. Esse fato é explicado pela consideração assumida no cálculo dos pontos críticos das curvas PV e VQ, por meio do equacionamento das grandezas nesses pontos. Para cada carregamento do sistema elétrico há um equivalente de rede correspondente, determinando diferentes pontos críticos. O ponto crítico de cada curva PV é calculado considerando que apenas a carga específica do barramento é incrementada no circuito de duas barras. O ponto crítico em cada curva VQ considera que somente a tensão do barramento de interesse é modificada. Quando apenas a carga do barramento de interesse é incrementada, a proposição de se considerarem constantes as tensões e as cargas dos barramentos do restante do sistema elétrico apresenta-se mais consistente e aceitável. Se todas as cargas forem incrementadas, então essa proposição leva a resultados com maiores diferenças

em relação àqueles do fluxo de potência. Contudo, verifica-se que, quanto mais o ponto operativo se aproxima do ponto crítico, mais próximos se tornam os valores calculados pelo equivalente daqueles obtidos pelo fluxo de potência.

A depender da intensidade da variação das grandezas do sistema, a operação em tempo real é um cenário intermediário entre essas duas possibilidades. Esse fato não desestimula a monitoração por meio de equivalentes de rede, haja vista que é a abordagem mais apropriada à rápida dinâmica e à quantidade de dados disponíveis em tempo real. Além disso, em tempo real é esperado que a amostragem seja rápida o suficiente para, de fato, ser possível assumir que o restante do sistema visto do barramento permaneça constante. Desse modo, as informações do sistema obtidas a partir do equivalente mostra-se pertinente para a avaliação da estabilidade de tensão.

Conforme já comentado em capítulos anteriores, a definição do valor da MST e, consequentemente, do valor de  $\alpha$ , requer estudos específicos e, normalmente, é fixada pelo setor elétrico. O valor dessas margens situa-se em torno de 5% e são especificadas para as atividades de estudo e de tempo real, considerando as incertezas específicas de cada etapa. Como exemplo, podem ser citadas as referências (ONS, 2021) e (ABED, 1999), que estabelecem valores mínimos no caso base de 4% e 5% do ponto de instabilidade de tensão na curva PV, respectivamente. Nessa proposta de avaliação conjunta das curvas PV e VQ, o valor de  $\alpha$  não é fixado, permitindo sua aplicação para diferentes valores de MST. Diferentes carregamentos  $\alpha$  podem alterar significativamente as margens a  $MT_{PV}$  e a  $MPR_{VQ}$  e, consequentemente, a distância até a instabilidade de tensão. Para exemplificar, a Figura 7.5 mostra a  $MT_{PV}$  e a  $MPR_{VQ}$  para  $\alpha = 4\%$  e  $5\%$ .

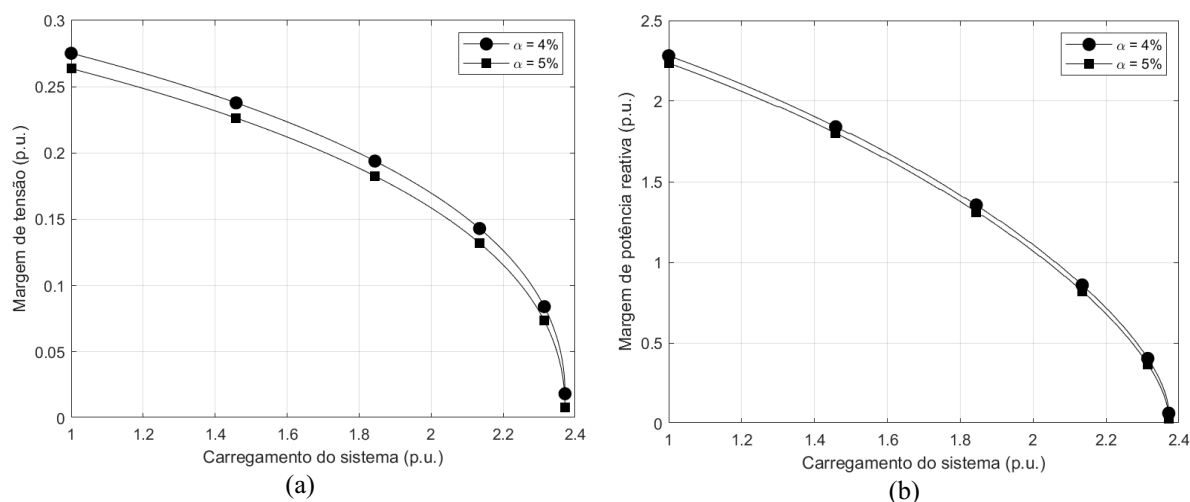


Figura 7.5 – Impacto de  $\alpha$  nas simulações: (a) margem de tensão e (b) margem de potência reativa

### 7.7.2 Avaliação da Estabilidade de Tensão no Sistema de Teste RVS

Esta seção apresenta os resultados da aplicação da metodologia para avaliação da estabilidade de tensão no Sistema de Teste RVS, a partir da abordagem dos equivalentes de rede.

As simulações no Capítulo 6 mostraram os parâmetros estimados pela solução do problema de otimização e pelo cálculo das impedâncias e fontes de tensão equivalentes vistas dos barramentos monitorados. Pela análise do vetor tangente e pela Figura 6.7, o barramento de carga número 1103 do Sistema de Teste RVS é aquele em que se verifica maior risco de instabilidade de tensão e maior proximidade dos módulos das impedâncias da carga e do equivalente de rede.

A Figura 7.6 mostra as margens de tensão e de potência reativa obtidas pela solução de fluxo de potência (referência) e por meio dos equivalentes de rede (proposta). Foi considerada uma distância predeterminada  $MST = 4\%$  como margem de segurança de tensão. O barramento monitorado corresponde ao 1103 do Sistema de Teste RVS. O cenário de instabilidade de tensão foi obtido por meio do incremento das potências aparentes de todas as cargas do sistema.

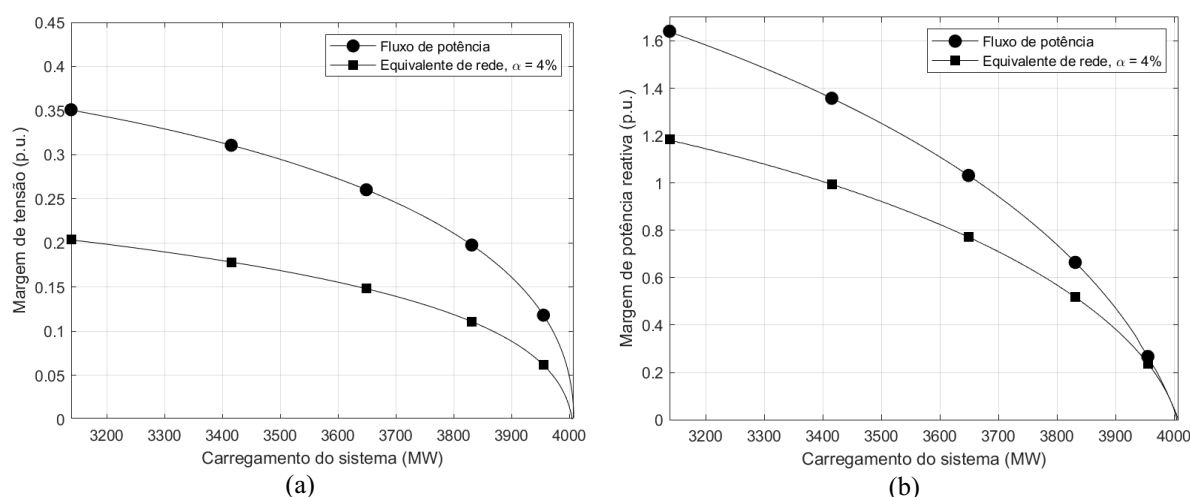


Figura 7.6 – Avaliação da estabilidade de tensão do Sistema de Teste RVS, sendo: (a) margem de tensão e (b) margem de potência reativa

O comportamento das margens na Figura 7.6 indica a capacidade de se detectar corretamente o ponto associado à instabilidade de tensão por meio da abordagem proposta. Ao longo do carregamento do sistema, verifica-se, tanto na margem de tensão quanto na de potência reativa, uma antecipação na identificação desse risco. Isso mostra que o risco calculado é mais conservador do que aquele observado por meio de simulação de fluxo de potência. O

---

comportamento dos resultados da abordagem proposta e o da referência são semelhantes, destacando-se ainda a vantagem em ser possível distinguir cenários imprecisos, quando avaliadas somente margens de potência ativa e reativa sem considerar uma MST predeterminada.

Os avanços expostos nos Capítulos 6 e 7 e as simulações apresentadas permitem concluir que a avaliação da estabilidade de tensão em tempo real por meio de equivalentes de rede, especialmente quando há modelagem específica para geradores e técnicas de estimação de elementos matriciais, mostra-se propícia para quantificação do risco de instabilidade de tensão.

## 7.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo cumpre o objetivo do doutorado relativo à proposta de uma metodologia para análise conjunta das curvas PV e VQ, para avaliação do risco de instabilidade de tensão dos sistemas elétricos, correspondendo à segunda linha da pesquisa desenvolvida.

Neste capítulo, por meio de estudos de casos, evidenciou-se que as metodologias tradicionais de avaliação da estabilidade de tensão, por meio das curvas PV e VQ, não se mostram suficientes. Verificou-se, também, que o uso dessas curvas merecia maiores investigações para que pudessem trazer informações efetivas para a avaliação da estabilidade.

Na metodologia proposta, destaca-se a definição da margem  $MT_{PV}$ , na curva PV, em conjunto com a margem  $MPR_{VQ}$ , na curva VQ. Ao se avaliar a estabilidade de tensão pelo critério de análise conjunta dessas margens de tensão e de potência reativa, informações pertinentes à distância do ponto operativo ao crítico de perda da estabilidade de tensão se tornam explícitas.

Finalizados os Capítulos 6 e 7, considera-se cumprido o objetivo principal da pesquisa de doutorado, o qual engloba o desenvolvimento de metodologias para cálculo de equivalentes de redes e para avaliação da estabilidade de tensão, por meio de margens de potência ativa e reativa.

---

## CAPÍTULO 8

### CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

O objetivo da tese consistiu no desenvolvimento de uma metodologia para cálculo de equivalentes de redes elétricas apropriados para avaliação do risco de instabilidade de tensão, em tempo real, por meio de informações fornecidas pelas curvas PV e VQ. Esse objetivo motivou a definição de duas linhas de pesquisa que, em conjunto, permitiram a sua execução integral. A primeira linha atuou no cálculo de equivalentes de rede, enquanto a segunda atuou nas técnicas para avaliação da estabilidade de tensão.

As principais conclusões obtidas dessas linhas de pesquisa são descritas a seguir.

A partir da revisão bibliográfica envolvendo o tema construção de equivalentes de redes elétricas foram identificadas duas abordagens. A principal diferença entre elas está no tipo de dados de entrada utilizado pelas mesmas. Em uma das abordagens, há metodologias que utilizam medições fasoriais realizadas no barramento monitorado, por meio de equipamentos com amostragem rápida como as PMU. Na segunda abordagem identificada, as metodologias calculam equivalentes de rede por meio de informações do sistema elétrico completo, como o estado estimado, a matriz de admitâncias de barras e as potências injetadas por geradores e cargas.

Na pesquisa sobre os equivalentes de redes baseados em medições locais, descrita no Capítulo 3, foi investigado o impacto das incertezas de medição na avaliação da estabilidade de tensão em tempo real por esse tipo de equivalente. Observou-se que, embora existam metodologias que detectam a igualdade dos módulos das impedâncias equivalente e da carga de maneira consistente, estas negligenciam a influência do ângulo da impedância e do módulo da fonte de tensão. Esse fato pode limitar a aplicação de diversos métodos, especialmente quando são utilizados para quantificar as margens de estabilidade de tensão de cada ponto operativo, devido a indeterminações numéricas ou inconsistências matemáticas. Essa pesquisa originou a publicação do artigo (SILVA, 2020).

No Capítulo 4 foram tratadas metodologias para cálculo de equivalentes que utilizam informações do sistema elétrico completo. Nessa revisão bibliográfica foram detectados os seguintes desafios para a implementação das metodologias: elevado custo computacional, aproximações da rede elétrica como uma resistência pura para simplificação de equações e

---

conhecimento prévio de grandezas que seriam calculadas. Tais constatações se tornaram relevantes, para sinalizar a necessidade de evolução nesses aspectos.

A metodologia para cálculo do equivalente, descrita detalhadamente no Capítulo 5, se destaca das demais por diversas questões, como a modelagem criteriosa dos componentes da rede elétrica. Tal modelagem considera, não apenas as características próprias dos elementos da rede, mas, também a formatação do equacionamento matricial envolvido. Destaca-se a inclusão do efeito dos geradores em matriz de admitâncias de barra modificada.

Com relação à modelagem dos geradores, o equivalente traz os seguintes avanços: estimação de parâmetros internos dos geradores (fasor de tensão da fonte interna e reatâncias de eixos direto e em quadratura) por meio de solução de problema de otimização, inclusão de parâmetros internos dos geradores em matriz de admitâncias de barras modificada. O problema de otimização consiste na minimização de função objetivo sujeito a quatro restrições de igualdade e a cinco de desigualdade. Tais restrições envolvem análise de malhas dos eixos direto e em quadratura, potências ativa e reativa injetadas pelos geradores, relação de reatâncias dos eixos direto e em quadratura e limitações do ângulo da fonte interna.

Sob a perspectiva própria do analista de sistemas elétricos, observou-se que as particularidades da matriz de admitâncias modificada poderiam ser exploradas, de maneira a se obterem os valores de interesse de forma mais direta, com a possibilidade de resultar, inclusive, na redução do custo computacional para estimação dos equivalentes de rede.

Nesse sentido, foram investigadas técnicas para estimação dos elementos da diagonal dessa matriz, sem a necessidade de sua inversão explícita. Verificou-se a possibilidade de aplicação do método *domain decomposition*, no qual somente a submatriz envolvendo as impedâncias de Thévenin dos barramentos monitorados é calculada. No Capítulo 6, a metodologia apresentada no Capítulo 5 é alterada, incorporando a técnica de estimação dos parâmetros do equivalente.

A metodologia proposta foi aplicada ao Sistema de Teste RVS. Foram realizadas três validações da metodologia, tratando da desconsideração da simetria numérica da matriz de admitâncias de barras para aplicação do método *domain decomposition*, dos valores estimados das reatâncias de eixo direto e em quadratura no caso base e das grandezas nos terminais dos geradores após inclusão de suas representações. Os erros relativos máximos das análises foram de 1,5220% (para a presença de cinco transformadores defasadores com defasagem angular de 5° cada um), 3,1211% e 0%, respectivamente. As grandezas estimadas dos equivalentes de

---

redes para avaliação da estabilidade de tensão mostram que o enfraquecimento do sistema deve ser atribuído tanto ao incremento das cargas como ao comportamento dos geradores.

A partir da concepção do equivalente, a pesquisa se direcionou para a aplicação do mesmo na avaliação da estabilidade de tensão em tempo real, em especial com a utilização das curvas PV e PQ. A utilização das informações dessas curvas de modo relacionado e consistente não é uma tarefa trivial. As discussões apresentadas no Capítulo 7, baseadas em estudos de caso, evidenciaram que os critérios presentes na literatura não se mostram suficientes para distinguir a criticidade dos sistemas. Dentre outras observações, citam-se: sistemas com margens de potência ativa iguais podem ter diferentes distâncias em tensão do ponto crítico para a faixa operativa; sistemas com tensões críticas distintas podem possuir margens de potência reativa iguais.

Diante da incapacidade das margens de potência ativa e reativa identificarem os diferentes riscos de instabilidade de tensão, foi proposta uma nova abordagem para avaliação da estabilidade de tensão, detalhada no Capítulo 7. Tal abordagem parte das equações que determinam o par potência ativa e módulo da tensão e o par potência reativa e módulo da tensão que dividem as regiões estáveis das instáveis nas curvas PV e VQ, respectivamente. A partir das equações que calculam esses pares, pontos operativos com distância prefixada do ponto crítico para estabilidade de tensão foram determinados. Na curva PV foi definida a margem de tensão como a distância entre o ponto operativo e o ponto com distância prefixada do ponto crítico. Na curva VQ foi definida a margem de potência reativa entre o ponto com distância predefinida e o ponto na própria curva VQ. As simulações com essa abordagem mostram-se capazes de expressar três tipos de informações: distância em tensão do ponto crítico para o ponto operativo na curva PV; a distância do ponto operativo até a instabilidade de tensão na curva VQ; disponibilidade de reativo no barramento na curva VQ.

Como linhas de pesquisa sugeridas para dar continuidade a esta tese, citam-se:

- i. Desenvolvimento de modelagem própria para inclusão de componentes do sistema elétrico, além dos geradores síncronos, em matriz de admitâncias de barras e no cálculo de equivalentes de redes. Os compensadores síncronos foram modelados nesta tese como fonte de tensão ideal, devido à inviabilidade de se estimarem seus parâmetros internos pela abordagem original. Foi verificado que a consideração do ângulo da tensão interna igual ao da tensão terminal simplifica as equações a serem resolvidas pelo problema de otimização, impossibilitando que os parâmetros internos sejam obtidos. Desse modo, foi mantida a

---

modelagem simplificada desse equipamento no cálculo dos equivalentes de rede para avaliação da estabilidade de tensão. Além dos compensadores, a crescente inserção na matriz energética de fontes renováveis não despacháveis, como usinas eólicas e fotovoltaicas, motiva a investigação de como incluí-las no cálculo de equivalente de rede para avaliação da estabilidade de tensão. Equipamentos como aerogeradores e inversores passariam a ser representados no cálculo de equivalente como fonte de corrente ideal ou como fonte de tensão em série com reatância equivalente, por exemplo;

- ii. Avaliação da sensibilidade da assimetria de matrizes de admitâncias de barras para determinação de equivalentes de redes elétricas pelo método *domain decomposition* utilizando variáveis simbólicas. As técnicas especiais para estimação de impedância equivalente pelos métodos citados no Capítulo 6 consideram matrizes simétricas, tanto estruturalmente quanto numericamente. Nesse sentido, a presente linha de continuidade analisaria o impacto da desconsideração da assimetria numérica da matriz de admitâncias nas impedâncias equivalentes estimadas, devido à presença de transformadores defasadores no sistema.
- iii. Avaliação do valor de referência da MST, no Brasil atualmente em 4% (em potência) para aplicações de tempo real, a ser adotado nas margens de tensão e de potência reativa propostas;
- iv. Elaboração de procedimentos operativos, considerando as margens de tensão e de potência reativa. A relevância de tal procedimento é motivada pelo fato de as margens propostas, de tensão e de potência reativa, estarem baseadas em grandezas com comportamentos diferentes. Se uma margem estiver em estado mais crítico do que a outra, seja pela aproximação da tensão crítica ou pelo esgotamento da disponibilidade de reativos nos barramentos, isso demandaria diferentes ações ou procedimentos a serem tomados para garantir a segurança do sistema elétrico.

A consistência dos cálculos dos equivalentes de rede voltados à avaliação do risco de instabilidade de tensão em tempo real permite que ações preventivas mais conscientes sejam tomadas. Espera-se que as contribuições desta tese de doutorado tragam avanços, tanto para as áreas de pesquisa acadêmica, quanto para a prática da operação dos sistemas elétricos de potência.



---

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### Livros:

- (AJJARAPU, 2006) AJJARAPU, V. **Computational techniques for voltage stability assessment and control**. 1.ed. Ames: Springer, 2006.
- (BAZARAA, 2006) BAZARAA, M. S.; SHERALI, H. D.; SHETTY. **Nonlinear programming: theory and algorithms**. 3. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2006.
- (BOLDEA, 2016) BOLDEA, I. **Synchronous generators**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2016.
- (CHEN, 1999) CHEN, C.-T. **Linear system theory and design**. 3. ed. New York: Oxford University Press, 1999.
- (CUTSEM, 1998) CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. **Voltage stability of electric power systems**. 1. ed. Boston: Springer US, 1998.
- (GLOVER, 2017) GLOVER, J. D.; OVERBYE, T. J.; SARMA, M. S. **Power system analysis & design**. 6. ed. Boston: Cengage Learning, 2017.
- (JUSTO, 2020) JUSTO, D. A.; SAUTER, E.; AZEVEDO, F. S.; GUIDI, L. F.; KONZEN, P. H. **Cálculo numérico - Um livro colaborativo**. 2 ed. Porto Alegre: Recursos Educacionais Abertos de Matemática, 2020.
- (KUNDUR, 1994) KUNDUR, P. **Power system stability and control - EPRI power system engineering series**. 1. ed. Palo Alto: McGraw-Hill, 1994.
- (MACHOWSKI, 2020) MACHOWSKI, J.; LUBOSNY, Z.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. **Power system dynamics: stability and control**. 3. ed. West Sussex: John Wiley & Sons, 2020.
- (MONTICELLI, 1983) MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.
- (SOMAN, 2002) SOMAN, S. A.; KHAPARDE, S. A.; PANDIT, S. **Computational methods for large sparse power systems analysis: an object oriented approach**. 1. ed. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2002.
- (TAYLOR, 1994) TAYLOR, C. W. **Power system voltage stability**. 1. ed. Palo Alto: McGraw-Hill, 1994.

---

**Periódicos:**

- (CHEBBO, 1992) CHEBBO, A. M.; IRVING, M. R.; STERLING, M. J. H. **Voltage collapse proximity indicator: behaviour and implications**. IEE Proceedings, Generation, Transmission and Distribution, v. 139, n. 3, p. 241-252, 1992.
- (CORSI, 2008) CORSI, S.; TARANTO, G. N. **A real-time voltage instability identification algorithm based on local phasor measurements**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 23, n. 3, p. 1272-1279, 2008..
- (CUI, 2017) CUI, B.; WANG, Z. **Voltage stability assessment based on improved coupled single-port method**. IET Generation, Transmission and Distribution, v. 11, n. 10, p. 2703-2711, jun. 2017.
- (CUTSEM, 2020) CUTSEM, T. V.; GLAVIC, M.; ROSEHART, W.; SANTOS, J. A.; CANIZARES, C.; KANATAS, M.; LIMA, L.; MILANO, F.; PAPANGELIS, L.; RAMOS, R. A.; TAMIMI, B.; TARANTO, G.; VOURNAS, C. **IEEE PES task force on test systems for voltage stability analysis and security assessment**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 35, n. 5, p. 4078-4087, 2020.
- (FERREIRA, 2013) FERREIRA, L. C. A.; PASSOS FILHO, J. A.; SOUZA, A. C. Z.; SOUZA, J. C. S. **Enhanced long-term voltage security assessment through a methodology that combines P–V and Q–V curves analyses**. Journal of Control, Automation and Electrical Systems, v. 24, p. 702-713, 2013.
- (FIKA, 2019) FIKA, P.; MITROULI, M. **Fast estimates for the diagonal of the inverse of large scale matrices appearing in applications**. Journal of Computational and Applied Mathematics, v. 355, p. 91-105, 2019.
- (GUSTAVSEN, 1999) GUSTAVSEN, B.; SEMLYEN, A. **Rational approximation of frequency domain responses by vector fitting**. Transactions on Power Delivery, v. 14, n. 3, p. 1052-1061, jul. 1999.
- (HAQUE, 1995) HAQUE, M. H. **A fast method for determining the voltage stability limit of a power system**. Electric Power System Research, v. 32, n. 1, p. 35-43, jan. 1995.
- (HAQUE, 2003) HAQUE, M. H. **Online monitoring of maximum permissible loading of a power system within voltage stability limits**. IEE Generation, Transmission and Distribution, v. 150, n. 1, p. 107-112, 2003.
- (HUANG, 2010) HUANG, M.; LI, W.; YANA, W. **Estimating parameters of synchronous generators using square-root unscented Kalman filter**. Electric Power Systems Research, v. 80, n. 9, p. 1137-1144, 2010.

- 
- (HUANG, 2007) HUANG, Z.; BAO, L.; XU, W. **A method to measure QV curves and its applications in power systems**. Electrical Power and Energy Systems, v. 29, n. 2, p. 147-154, 2007.
- (KUNDUR, 2004) KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CAÑIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; CUTSEM, T. V.; VITTAL, V. **Definition and classification of power system stability**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 3, n. 19, p. 1387-1401, aug. 2004.
- (MILANO, 2005) MILANO, F. **An open source power system analysis toolbox**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 20, n. 3, p. 1199-1206, aug. 2005.
- (MOHN, 2006) MOHN, F. W.; SOUZA, A. C. Z. D. **Tracing PV and QV curves with the help of a CRIC continuation method**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, n. 3, p. 1115-1122, aug. 2006.
- (MOUSAVI, 2014) MOUSAVI, O. A.; CHERKAOUI, R. **Investigation of P-V and V-Q based optimization methods for voltage and reactive power analysis**. Electrical Power and Energy Systems, v. 63, p. 769-778, 2014.
- (NODA, 2005) NODA, T. **Identification of a multiphase network equivalent for electromagnetic transient calculations using partitioned frequency response**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 20, n. 2, p. 1134-1142, abr. 2005.
- (POLSTER, 2017a) POLSTER, S.; RENNER, H. **Voltage stability monitoring methods for distribution grids using the Thevenin impedance**. CIRED - Open Access Proceedings Journal, v. 2017, n. 1, p. 1535-1539, out. 2017.
- (SILVA, 2020) SILVA, F. D.; VALE, M. H. M.; ANDRADE, M. M. S. **Impact of local PMU-based equivalent methods on real-time voltage stability assessment**. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 14, n. 16, p. 3317-3126, abr. 2020.
- (SILVA, 2010) SILVA, L. C. P.; COSTA, V. F.; XU, W. **Power system voltage stability assessment using enhanced power flow models**. Electric Power Components and Systems, v. 29, n. 4, p. 349-360, out. 2010.
- (SMON, 2006) SMON, I.; VERBIC, G.; GUBINA, F. **Local voltage-stability index using Tellegens' theorem**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, n. 3, p. 1267-1275, 2016
- (TANG, 2011) TANG, J. M.; SAAD, Y. **Domain-decomposition-type methods for computing the diagonal of a matrix inverse**. Journal on Scientific Computing, v. 33, n. 5, p. 2823-2847, 2011.

- 
- (TANG, 2012) TANG, J. M.; SAAD, Y. **A probing method for computing the diagonal of a matrix inverse**. Numerical Linear Algebra with Applications, v. 19, n. 3, p. 485-501, 2012.
- (TOBÓN, 2015) TOBÓN, J. E.; RAMIREZ, J. M.; GUTIERREZ, R. E. C. **Tracking the maximum power transfer and loadability limit form sensitivity-based impedance matching**. Electric Power System Research, v. 119, p. 355-363, 2015.
- (VU, 1999) VU, K. et al. **Use of local measurements to estimate voltage-stability margin**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 14, n. 3, p. 1029-1035, 1999.
- (WANG, 2011) WANG, Y.; PORDANJANI, I. R.; LI, W.; XU, W.; CHEN, T.; VAAHEDI, E.; GURNEY, J. **Voltage stability monitoring based on the concept of coupled single-port circuit**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 26, n. 4, p. 2154-2163, jun. 2011.
- (WANG, 2013) WANG, Y.; WANG, C.; LIN, F.; LI, W.; WANG, L. Y.; ZHAO, J. **Incorporating generator equivalent model into voltage stability analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 4, p. 4857-4866, 2013.
- (ZIMMERMAN, 2011) ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SANCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. **MATPOWER: steady-state operations, planning, and analysis tools for power system research and education**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 26, n. 1, p. 12-19, fev. 2011.

### **Artigos de Conferências:**

- (ABED, 1999) ABED, A. M. **WSCC voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology**. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting: Edmonton, Canada, jul. 1999.
- (ANDRADE, 2013) ANDRADE, S. R. C.; VALE, M. H. M.; S., C. F. **Sistema de medição fasorial sincronizada da CEMIG - SISMEF**. VII CITENEL – Congresso de Inovação Tecnológica em Energia: Rio de Janeiro, Brasil. 2013.
- (BAN, 1998) BAN, D.; ŽARKO, D.; MALJKOVIC, Z. **The analysis of saturated reactances of the 247 MVA turbogenerator by using the finite element method**. International Conference on Electrical Machines: Ankara, Turquia. 1998.
- (CORTE, 2019) CORTE, G. D.; SILVA, F. D.; MOREIRA, E. A.; SOARES, M. F. V.; SILVEIRA, F. H.; VALE, M. H. M. **Unidade consumidora-geradora equivalente para redes de baixa tensão com a presença de microgeração**

- 
- fotovoltaica distribuída.** XVIII ERIAC - Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRE: Foz do Iguaçu, Brasil, mai. 2019.
- (DUONG, 2013) DUONG, D. T.; UHLEN, K. **Online voltage stability monitoring based on PMU measurements and system topology.** III International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems: Istanbul, Turkey, out. 2013.
- (DUONG, 2014) DUONG, D. T.; UHLEN, K.; LØVLUND, S. **A method for real time voltage stability monitoring in sub-transmission networks.** 2014 Power Systems Computation Conference: Wroclaw, Poland, ago. 2014.
- (DUONG, 2015) DUONG, D. T.; UHLEN, K.; TARANTO, G. N.; LØVLUND, S. **A comparative case study of online voltage instability monitoring.** 2015 IEEE Eindhoven PowerTech: Eindhoven, Netherlands, jun. 2015.
- (MOREIRA, 2019) MOREIRA, E. A.; VALE, M. H. M; OLIVEIRA, L. G. M.; OLIVEIRA, A. C. M.; PEREIRA FILHO, C. S.; SUYAMA, A. M.; CORTE, G. D.; SILVA, F. D.; CHAVES, F. S. **Minigeração fotovoltaica distribuída em redes de distribuição - Metodologia para estudos de conexão considerando a dicotomia carga/geração.** XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica: Belo Horizonte, nov. 2019.
- (POLSTER, 2017b) POLSTER, S.; RENNER, H.; DUONG, D. T.; UHLEN, K. **Voltage stability monitoring using a modified Thevenin impedance.** 2017 IEEE Manchester PowerTech: Manchester, United Kingdom, jun. 2017.

### **Dissertações e Teses:**

- (ANDRADE, 2008) ANDRADE, S. R. C. **Sistemas de medição fasorial sincronizada: aplicações para melhoria da operação de sistemas elétricos de potência.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2008.
- (ANDRADE, 2014) ANDRADE, M. M. S. **Uso de medições fasoriais na determinação de equivalentes para avaliação da estabilidade de tensão dos sistemas elétricos.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2014.
- (ANDRADE, 2018) ANDRADE, P. R. A. **Metodologias para avaliação da estabilidade de tensão - Análise do comportamento dos equivalentes de redes elétricas.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2018.
- (BARBOSA, 2018) BARBOSA, R. D. **Análise de sensibilidade de metodologias para monitoramento da segurança do sistema elétrico quanto à estabilidade de**

- 
- tensão.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2018.
- (CONDEGA, 2013) CONDEGA, S. Y. C. **Metodologia para determinação da margem de estabilidade de tensão sob a perspectiva da expansão e da operação de sistemas de potência.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2013.
- (CORTEZ, 2001) CORTEZ, A. N. **Proposta de critério e procedimentos para avaliação da estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2001.
- (DUONG, 2016) DUONG, D. T. **Online voltage stability monitoring and coordinated secondary voltage control.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Department of Electric Power Engineering, Norwegian University of Sciences and Technology, Trondheim, Noruega. 2016.
- (MARIANO, 2008) MARIANO, L. **Procedimento para avaliação do impacto da compensação reativa shunt capacitiva na estabilidade de tensão.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2008.
- (LEAL, 2013) LEAL, Ó. E. S. **Metodologia Para Cálculo de Equivalente de Rede Para Monitoração da estabilidade de tensão dos sistemas elétricos de potência em tempo real.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2013.
- (MUÑOZ, 2008) MUÑOZ, J. R. A. **Analysis and application of optimization techniques to power system security and electricity markets.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Department of Electrical and Computer Engineering, University of Waterloo. Waterloo. 2008.
- (NUNES, 2019) NUNES, L. C. **Margem de potência reativa em tempo real - equacionamento para cálculo direto da curva VQ.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2019.
- (POMAZANOVSKAYA, 2004) POMAZANOVSKAYA, Y. N. **Comparação entre metodologias do domínio do tempo e do domínio da frequência para obtenção de equivalentes de rede esparsos e robustos.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2004.
- (RIBEIRO, 2011) RIBEIRO, G. L. S. **O uso de equivalentes de redes na análise de estabilidade de tensão dos sistemas elétricos de potência.** Dissertação

- 
- (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2011.
- (ROSEHART, 2000) ROSEHART, W. D. **Optimization of power systems with voltage security constraints**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Department of Electrical and Computer Engineering, University of Waterloo. Waterloo. 2000.
- (SILVA, 2001) SILVA, L. C. P. **Uma expansão dos métodos de curvas PV e de análise modal estática para o estudo da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2001.
- (SILVA, 2015) SILVA, F. S. **Influência das incertezas de medição no cálculo de equivalentes de redes aplicados nos estudos de estabilidade de tensão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2015.
- (SILVA, 2010) SILVA, R. G. F. **Aplicação dos sistemas de medição fasorial sincronizada na avaliação da estabilidade de tensão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2010.
- (SILVA, 2018) SILVA, F. D. **Equivalente analítico de redes elétricas – Determinação de parâmetros de referência para avaliação da estabilidade de tensão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2018.
- (SOUSA, 2018) SOUSA, C. E. D. **Índices de estabilidade de tensão - Uma análise comparativa**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2018.
- (VILELA, 2014) VILELA, A. O. R. **Margem de estabilidade de tensão no planejamento dos sistemas elétricos - Análise do impacto do despacho da geração**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2014.

---

**Documentos e Normas Técnicas:**

- (IEEE, 2020) IEEE Std 1110-2019. **IEEE Guide for synchronous generator modeling practices and parameter verification with applications in power system stability analyses**. New York, USA, mar. 2020.
- (NERC, 2016) NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. **Reliability Guideline - Reactive Power Planning**. Atlanta, Georgia, dez. 2016.
- (ONS, 2021) OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede - Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos**. Brasília, Brasil, ago. 2021.



---

## APÊNDICE A

### CONTEXTUALIZAÇÃO E CONCEITOS FUNDAMENTAIS UTILIZADOS NA PESQUISA

Este apêndice apresenta uma reunião de conceitos fundamentais que dão suporte à pesquisa de doutorado. Apesar de todos os conceitos aqui tratados estarem referenciados nos capítulos anteriores, as suas apresentações se deram no viés de aplicação. Por isso, a elaboração deste apêndice é motivada pela formalização de definições e para mostrar o histórico de investigações que embasaram os conhecimentos aplicados. As seções seguintes abordam assuntos organizados na mesma ordem em que são mencionados no texto da tese.

#### A.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DA PESQUISA EM RELAÇÃO AOS DESENVOLVIMENTOS ANTERIORES NO LRC-UFMG

Esta seção tem como base de conhecimentos a investigação de diversos trabalhos teóricos e práticos relacionados ao tema estabilidade de tensão. Para isso, é descrito como se deu a elaboração do presente trabalho no contexto das pesquisas anteriores realizadas no LRC-UFMG. As discussões aqui apresentadas se concentram nos critérios para avaliação da estabilidade de tensão por meio de margem de potência, destacando os fatores mais impactantes nas atividades de expansão e de operação. Além disso, são discutidas as etapas que permitiram o conhecimento aprofundado dos desafios inerentes à avaliação da estabilidade de tensão com dados medidos do sistema elétrico.

Em (CORTEZ, 2001) é apresentada uma proposta de critério e de procedimentos para a avaliação da margem de segurança de tensão, a MST, na atividade de planejamento da expansão do sistema brasileiro. Dentre os fatores que impactam na determinação da margem encontram-se as incertezas associadas à entrada das obras planejadas, ao erro de previsão de demanda futura e à influência da demanda instantânea. Esses fatores são combinados em uma expressão para cálculo da margem mínima e são aplicados na avaliação de sistemas brasileiros reais.

Em sequência, (MARIANO, 2008) introduz uma metodologia para avaliação da estabilidade de tensão com base no valor da tensão e não apenas no valor da potência ativa. A

---

ideia explorada visa evitar a elevação da tensão do ponto crítico para valores próximos da faixa operativa de tensão.

Em (CONDEGA, 2013) é elaborada uma lista de fatores que afetam a margem de segurança de tensão, unindo os já citados na dissertação de (CORTEZ, 2001) com os do artigo (ABED, 1999). O trabalho apresenta uma análise aprofundada do impacto da incerteza do fator de potência e da variação do despacho da geração, além de nova equação para a margem de segurança de tensão considerando esses dois últimos fatores. Tal pesquisa é continuada em (VILELA, 2014), onde a escolha do fator de distribuição entre os geradores, baseada no conceito de distância elétrica entre os barramentos de geração e de carga, se mostra determinante no cálculo das margens.

Pelo que foi exposto, ressalta-se o conhecimento a respeito dos impactos das incertezas que podem afetar as margens de potência. Tais impactos foram computados em equacionamentos para fornecer um valor de referência para a margem de segurança de tensão. As incertezas a serem consideradas em cada atividade não são as mesmas, haja vista que elas podem impactar de forma diferente as atividades de expansão e de operação. A incerteza associada ao fator de potência das cargas, por exemplo, é decisiva na margem relacionada à expansão. Porém, na operação em tempo real, desde que existam medições, essa incerteza perde importância na definição do valor da margem. Por outro, o uso de medições das grandezas do sistema elétrico introduz um novo desafio no cálculo de margens de potência na atividade de operação em tempo real. Isto se deve ao fato dos erros de medição impactarem significativamente o resultado das análises. Por este motivo, outra linha de pesquisa tem investigado técnicas para avaliar a estabilidade de tensão em tempo real, considerando a presença dos erros associados aos equipamentos de medição.

O trabalho (ANDRADE, 2008) dá início a uma série de pesquisas relacionadas à monitoração e ao controle dos sistemas elétricos por meio da medição fasorial sincronizada<sup>14</sup>. Com essa dissertação, as pesquisas no LRC-UFMG evoluíram no sentido de unir experiências acadêmicas e práticas para desenvolver trabalhos relacionados à avaliação da estabilidade de tensão em tempo real.

---

<sup>14</sup> Os sistemas de medição fasorial sincronizada são responsáveis por coletar fasores de tensão e de corrente em instalações geograficamente distantes, permitindo a monitoração do comportamento do sistema elétrico de forma sincronizada. Esses sistemas são responsáveis por receber, processar, organizar, armazenar e disponibilizar dados, os quais são utilizados em diversas aplicações, inclusive para monitorar a estabilidade de tensão em tempo real. Em 2010 iniciou-se uma parceria entre o LRC-UFMG, a CEMIG e a empresa Concert Technologies, com o objetivo de desenvolvimento do sistema próprio da CEMIG, denominado SISMEF (ANDRADE, 2013).

---

Em (SILVA, 2010) é apresentado o Índice Previsor de Instabilidade de Tensão (PIT), criado para indicar a distância entre o ponto operativo até o limite ditado pela margem de segurança de tensão, definido como margem de estabilidade de tensão. As redes equivalentes de duas barras foram estimadas com dados de fluxo de potência por meio da metodologia apresentada em (VU, 1999), devido à indisponibilidade de medições naquele momento. O trabalho (RIBEIRO, 2011) propôs duas metodologias para ampliar o conceito de carga, considerando a carência da definição de carga em barras de transferência, ou seja, barras em que as cargas não são bem definidas.

Em sequência, trabalhos foram desenvolvidos para aprimorar a estimação dos parâmetros do equivalente de rede, utilizando dados de medição fasorial. Em (LEAL, 2013) e (ANDRADE, 2014) são apresentadas metodologias para ponderações e correções dos parâmetros obtidos do estimador dos mínimos quadrados, seguidos de outras pesquisas contendo análise de sensibilidade dos parâmetros de entrada. Nessa linha de pesquisa, citam-se as dissertações (ANDRADE, 2018) e (BARBOSA, 2018). A dissertação (SOUSA, 2018) apresenta uma investigação detalhada sobre índices de estabilidade de tensão. Em (SILVA, 2018) uma metodologia para cálculo de grandezas de referência foi proposta para permitir a comparação e a validação das grandezas estimadas pelos equivalentes de redes. O avanço dessa pesquisa consiste em possibilitar que parâmetros estimados de maneira consistente sejam utilizados no monitoramento do sistema elétrico. Por fim, o trabalho (NUNES, 2019) apresenta formulação para construção de curva VQ em tempo real. Nesse trabalho, foi constatado que a margem de potência ativa da curva PV e a de potência reativa da curva VQ se complementam em termos de informações fornecidas.

A breve contextualização apresentada a respeito do uso de medições e das metodologias para construção de equivalentes de redes destaca que a operação possui desafios específicos e diferentes da expansão. Esta pesquisa de doutorado parte dos trabalhos citados para propor inovações em duas linhas: metodologias para cálculos de equivalentes de redes e o uso de margens de potência para avaliação da estabilidade de tensão.

## A.2 ASPECTOS SOBRE MODELAGEM DAS MÁQUINAS SÍNCRONAS

A teoria das máquinas síncronas apresentada neste apêndice aborda especificamente os conceitos necessários para entendimento da revisão bibliográfica e da proposta de representação dos geradores. As equações que modelam essas máquinas admitem as seguintes premissas:

- i. Considerada uma distribuição senoidal no entreferro da máquina para o campo magnético produzido por um enrolamento;
- ii. Não há variação significativa da indutância do rotor quando a posição das ranhuras no estator variam;
- iii. Histereses magnéticas são desconsideradas;
- iv. Saturação magnética é desprezada.

O refinamento do modelo está relacionado ao número de enrolamentos do rotor incluídos na representação. Tradicionalmente, os geradores são inseridos nos estudos conforme o modelo de dois eixos na Figura A.1. Tais enrolamentos são posicionados ao longo dos eixos direto (eixo  $d$ ) e em quadratura (eixo  $q$ ), sendo  $ld$  e  $lq$  relativos aos efeitos dos amortecedores,  $2q$  ao efeito das correntes parasitas e  $fd$  ao de campo.

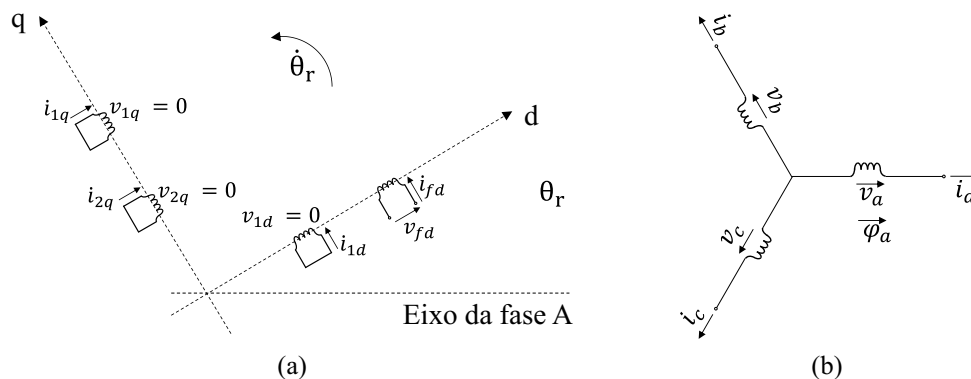


Figura A.1 – Representação dos circuitos de uma máquina síncrona: (a) rotor e (b) armadura

A aplicação da transformada de Park nas equações que modelam as máquinas síncronas permite substituir os enrolamentos das fases  $a$ ,  $b$  e  $c$  por enrolamentos fictícios  $d$ ,  $q$  e  $\theta$ . A principal vantagem dessa transformação é que os enrolamentos  $d$  e  $q$  são mantidos em uma posição fixa entre si. O enrolamento sob o eixo  $\theta$  não é analisado, devido ao seu efeito se tornar pronunciado apenas em condições não balanceadas. As posições dos enrolamentos  $d$  e  $q$  se baseiam na distância entre o eixo  $d$  e o eixo da fase  $a$  e é determinada pelo ângulo elétrico dado por  $\theta_r = \omega_0 t + \theta_r^0$ , sendo  $\omega_0$  a velocidade angular nominal e  $\theta_r^0$  uma constante arbitrária. Os

---

enrolamentos  $d$  e  $q$  e o rotor da máquina giram juntos com a velocidade angular elétrica  $\dot{\theta}_r$ , tornando as indutâncias próprias e mútuas constantes.

As equações para estudo das máquinas síncronas são consideravelmente simplificadas ao serem reescritas utilizando a transformação de Park. A partir da aplicação dessa transformação, tanto o equacionamento do rotor quanto do estator passam a ser dados no mesmo sistema de componentes e com as mesmas variáveis ( $d$ ,  $q$  e  $\theta$ ). Referências como (KUNDUR, 1994) e (CUTSEM, 1998) mostram que ainda há simplificações aceitáveis para conduzir estudos de estabilidade, como a desconsideração das tensões de transformação no circuito do estator, da resistência da armadura e da saturação magnética.

Nos estudos de estabilidade é conveniente estabelecer a posição do rotor em relação a uma referência que gira à velocidade síncrona. Para isso é definido o ângulo do rotor dado por  $\delta = \theta_r - \omega_0 t - \delta_0$  como a distância entre o eixo quadratura da máquina e uma referência síncrona. O ângulo  $\delta$  corresponde ao ângulo interno da máquina em relação ao ângulo de um barramento infinito, considerado neste trabalho como o barramento de referência dos estudos de fluxo de potência (GLOVER, 2017).

## APÊNDICE B

### EXPRESSÕES DOS MÓDULOS DAS FONTES DE TENSÃO E DAS IMPEDÂNCIAS NAS METODOLOGIAS DE CÁLCULO DE EQUIVALENTE DE REDE ELÉTRICA BASEADO EM MEDIÇÕES LOCAIS NO BARRAMENTO

Este apêndice apresenta as equações para cálculo dos módulos da fonte de tensão e da impedância das metodologias discutidas no Capítulo 3. Não são apresentadas expressões relativas ao ângulo da fonte de tensão equivalente, porque essa grandeza não é um termo utilizado no cômputo de margens de estabilidade de tensão.

As equações (B.1) a (B.3) mostram os módulos da fonte de tensão equivalente para os métodos VBNS, H e TGR.

$$|\dot{E}_{EQVBNS}| = \sqrt{\frac{\left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p} (I_{r,q}^2 + I_{i,q}^2) - V_{r,p} (I_{r,p} I_{r,q} + I_{i,p} I_{i,q}) + V_{i,p} (I_{r,p} I_{i,q} - I_{i,p} I_{r,q}) \right]^2}{\left[ (N-1) \sum_{p=1}^N (I_{r,p}^2 + I_{i,p}^2) - 2 \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{q=p+1}^N (I_{r,p} I_{r,q} + I_{i,p} I_{i,q}) \right]^2} + \frac{\left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{i,p} (I_{r,q}^2 + I_{i,q}^2) + V_{r,p} (I_{i,p} I_{r,q} - I_{r,p} I_{i,q}) - V_{i,p} (I_{r,p} I_{r,q} - I_{i,p} I_{i,q}) \right]^2}{\left[ (N-1) \sum_{p=1}^N (I_{r,p}^2 + I_{i,p}^2) - 2 \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{q=p+1}^N (I_{r,p} I_{r,q} + I_{i,p} I_{i,q}) \right]^2}} \quad (B.1)$$

$$|\dot{E}_{EQH}| = \sqrt{\frac{\left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p}^3 (P_{k,q}^2 + Q_{k,q}^2) - V_{r,p}^2 V_{r,q} (P_{k,p} P_{k,q} + Q_{k,p} Q_{k,q}) \right]^2}{\left\{ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p}^2 (P_{k,q}^2 + Q_{k,q}^2) - 2 \left[ \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{q=p+1}^N V_{r,p} V_{r,q} (P_{k,p} P_{k,q} + Q_{k,p} Q_{k,q}) \right] \right\}^2} + \frac{\left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p}^2 V_{r,q} (P_{k,p} Q_{k,q} - Q_{k,p} P_{k,q}) \right]^2}{\left\{ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p}^2 (P_{k,q}^2 + Q_{k,q}^2) - 2 \left[ \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{q=p+1}^N V_{r,p} V_{r,q} (P_{k,p} P_{k,q} + Q_{k,p} Q_{k,q}) \right] \right\}^2}} \quad (B.2)$$

$$|\dot{E}_{EQTGR}| = \sqrt{\frac{\left\{ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p} \left[ \left( \frac{dP_{k,q}}{dV_{r,q}} \right)^2 + \left( \frac{dQ_{k,q}}{dV_{r,q}} \right)^2 - \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dP_{k,q}}{dV_{r,q}} - \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dQ_{k,q}}{dV_{r,q}} \right] \right\}^2}{\left\{ \left[ \frac{(N-1)}{2} \sum_{p=1}^N \left( \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} \right)^2 + \left( \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} \right)^2 \right] - \left[ \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{q=p+1}^N \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dP_{k,q}}{dV_{r,q}} + \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dQ_{k,q}}{dV_{r,q}} \right] \right\}^2} + \frac{\left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p} \left( \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dQ_{i,q}}{dV_{r,q}} - \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dP_{k,q}}{dV_{r,q}} \right) \right]^2}{\left\{ \left[ \frac{(N-1)}{2} \sum_{p=1}^N \left( \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} \right)^2 + \left( \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} \right)^2 \right] - \left[ \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{q=p+1}^N \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dP_{k,q}}{dV_{r,q}} + \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dQ_{k,q}}{dV_{r,q}} \right] \right\}^2}} \quad (B.3)$$

As equações (B.4) a (B.8) mostram os módulos da impedância equivalente para os métodos VBNS, H, TGR, SVG e D.

$$|\bar{Z}_{EQVBNS}| = \sqrt{\frac{\left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N (V_{r,p} I_{r,q} + V_{i,p} I_{i,q}) - (N-1) \sum_{p=1}^N (V_{r,p} I_{r,p} + V_{i,p} I_{i,p}) \right]^2}{\left[ (N-1) \sum_{p=1}^N (I_{r,p}^2 + I_{i,p}^2) - 2 \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{q=p+1}^N (I_{r,p} I_{r,q} + I_{i,p} I_{i,q}) \right]^2} + \frac{\left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N (V_{i,p} I_{r,q} - V_{r,p} I_{i,q}) - (N-1) \sum_{p=1}^N (V_{i,p} I_{r,p} - V_{r,p} I_{i,p}) \right]^2}{\left[ (N-1) \sum_{p=1}^N (I_{r,p}^2 + I_{i,p}^2) - 2 \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{q=p+1}^N (I_{r,p} I_{r,q} + I_{i,p} I_{i,q}) \right]^2}} \quad (\text{B.4})$$

$$|\bar{Z}_{EQH}| = \sqrt{\frac{\left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p}^2 (V_{r,p} V_{r,q} P_{k,q} - V_{r,q}^2 P_{k,q}) \right]^2 + \left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p}^2 (V_{r,p} V_{r,q} Q_{k,q} - V_{r,q}^2 Q_{k,q}) \right]^2}{\left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p}^2 (P_{k,q}^2 + Q_{k,q}^2) - 2 \left( \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{q=p+1}^N V_{r,p} P_{k,p} V_{r,q} P_{k,q} + V_{r,p} Q_{k,p} V_{r,q} Q_{k,q} \right) \right]^2}} \quad (\text{B.5})$$

$$|\bar{Z}_{EQTGR}| = \sqrt{\frac{\left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p} \frac{dP_{k,q}}{dV_{r,q}} - (N-1) \sum_{p=1}^N V_{r,p} \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} \right]^2}{\left\{ \frac{(N-1)}{2} \left[ \sum_{p=1}^N \left( \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} \right)^2 + \left( \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} \right)^2 \right] - \left( \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{q=p+1}^N \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dP_{k,q}}{dV_{r,q}} + \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dQ_{k,q}}{dV_{r,q}} \right) \right\}^2} + \frac{\left[ \sum_{p=1}^N \sum_{q=1, q \neq p}^N V_{r,p} \frac{dQ_{k,q}}{dV_{r,q}} - (N-1) \sum_{p=1}^N V_{r,p} \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} \right]^2}{\left\{ \frac{(N-1)}{2} \left[ \sum_{p=1}^N \left( \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} \right)^2 + \left( \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} \right)^2 \right] - \left( \sum_{p=1}^{N-1} \sum_{q=p+1}^N \frac{dP_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dP_{k,q}}{dV_{r,q}} + \frac{dQ_{k,p}}{dV_{r,p}} \frac{dQ_{k,q}}{dV_{r,q}} \right) \right\}^2}} \quad (\text{B.6})$$

$$|\bar{Z}_{EQSVG}| = \sqrt{\frac{\frac{\left[ (V_{r,p} - V_{r,q})(I_{r,p} - I_{r,q}) + (V_{i,p} - V_{i,q})(I_{i,p} - I_{i,q}) \right]^2}{\left[ (I_{r,p} - I_{r,q})^2 + (I_{i,p} - I_{i,q})^2 \right]^2} + \frac{\left[ (V_{r,p} - V_{r,q})(I_{i,p} - I_{i,q}) + (V_{i,p} - V_{i,q})(I_{r,p} - I_{r,q}) \right]^2}{\left[ (I_{r,p} - I_{r,q})^2 + (I_{i,p} - I_{i,q})^2 \right]^2}}{\left[ (I_{r,p} - I_{r,q})^2 + (I_{i,p} - I_{i,q})^2 \right]^2}} \quad (\text{B.7})$$

$$|\bar{Z}_{EQD}| = \frac{|\bar{Z}_k| \left( \zeta \cos \beta \pm \sqrt{|\dot{i}_k|^4 - \zeta^2 \sin^2 \beta} \right)}{|\dot{i}_k|^2 - \zeta} \quad (\text{B.8})$$

## APÊNDICE C

### EXPRESSÕES DAS DERIVADAS DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO PARA CÁLCULO DOS PARÂMETROS INTERNOS DOS GERADORES

Este apêndice apresenta as equações que compõem as matrizes de derivadas das restrições do problema de otimização para cálculo dos parâmetros internos dos geradores.

As equações da matriz jacobiana das restrições de igualdade,  $\nabla \mathbf{H}(\mathbf{x})$ , estão indicadas em (C.1).

$$\begin{aligned}
 & \frac{\partial h_1}{\partial x_1} = 0 \\
 & \frac{\partial h_1}{\partial x_2} = V_{Tr} \cos \delta + V_{Ti} \sin \delta - X_q (-I_{Ar} \sin \delta + I_{Ai} \cos \delta) \\
 & \frac{\partial h_1}{\partial x_3} = 0 \\
 & \frac{\partial h_1}{\partial x_4} = -I_{Ar} \cos \delta - I_{Ai} \sin \delta \\
 & \frac{\partial h_2}{\partial x_1} = 1 \\
 & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} = V_{Tr} \sin \delta - V_{Ti} \cos \delta - X_d (I_{Ar} \cos \delta + I_{Ai} \sin \delta) \\
 & \frac{\partial h_2}{\partial x_3} = -I_{Ar} \sin \delta + I_{Ai} \cos \delta \\
 & \frac{\partial h_2}{\partial x_4} = 0 \\
 & \frac{\partial h_3}{\partial x_1} = -\frac{|\dot{V}_T| \sin(\delta - \theta)}{X_d} \\
 & \frac{\partial h_3}{\partial x_2} = -\frac{E_q |\dot{V}_T| \cos(\delta - \theta)}{X_d} - |\dot{V}_T| \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cos [2(\delta - \theta)] \\
 & \frac{\partial h_3}{\partial x_3} = \frac{E_q |\dot{V}_T| \sin(\delta - \theta)}{X_d^2} - \frac{|\dot{V}_T|^2 \sin [2(\delta - \theta)]}{2X_d^2} \\
 & \frac{\partial h_3}{\partial x_4} = \frac{|\dot{V}_T|^2 \sin [2(\delta - \theta)]}{2X_q^2} \\
 & \frac{\partial h_4}{\partial x_1} = -\frac{|\dot{V}_T| \cos(\delta - \theta)}{X_d} \\
 & \frac{\partial h_4}{\partial x_2} = \frac{E_q |\dot{V}_T| \sin(\delta - \theta)}{X_d} + 2|\dot{V}_T| \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin [2(\delta - \theta)] \\
 & \frac{\partial h_4}{\partial x_3} = \frac{E_q |\dot{V}_T| \cos(\delta - \theta)}{X_d^2} - \frac{|\dot{V}_T|^2 \cos^2(\delta - \theta)}{X_d^2} \\
 & \frac{\partial h_4}{\partial x_4} = -\frac{|\dot{V}_T|^2 \sin^2(\delta - \theta)}{X_q^2}
 \end{aligned} \tag{C.1}$$



Em (C.2) estão as equações da matriz jacobiana das restrições de desigualdade,  $\nabla G(x)$ .

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial g_1}{\partial x_1} &= 0 \\
 \frac{\partial g_1}{\partial x_2} &= 0 \\
 \frac{\partial g_1}{\partial x_3} &= \frac{1}{X_q} \\
 \frac{\partial g_1}{\partial x_4} &= -\frac{X_d}{X_q^2} \\
 \frac{\partial g_2}{\partial x_1} &= 0 \\
 \frac{\partial g_2}{\partial x_2} &= 1 \\
 \frac{\partial g_2}{\partial x_3} &= 0 \\
 \frac{\partial g_2}{\partial x_4} &= 0 \\
 \frac{\partial g_3}{\partial x_1} &= 0 \\
 \frac{\partial g_3}{\partial x_2} &= 1 \\
 \frac{\partial g_3}{\partial x_3} &= 0 \\
 \frac{\partial g_3}{\partial x_4} &= 0 \\
 \frac{\partial g_4}{\partial x_1} &= 0 \\
 \frac{\partial g_4}{\partial x_2} &= 1 \\
 \frac{\partial g_4}{\partial x_3} &= 0 \\
 \frac{\partial g_4}{\partial x_4} &= 0 \\
 \frac{\partial g_5}{\partial x_1} &= 0 \\
 \frac{\partial g_5}{\partial x_2} &= 1 \\
 \frac{\partial g_5}{\partial x_3} &= 0 \\
 \frac{\partial g_5}{\partial x_4} &= 0
 \end{aligned} \tag{C.2}$$

## APÊNDICE D

### SISTEMAS DE TESTE UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES

Ao longo do texto da tese são utilizados os Sistemas de Teste WSCC 9 Barras, IEEE 14 Barras, Nordic e RVS. Esses sistemas estão entre os mais adotados pelos pesquisadores dedicados ao estudo de estabilidade de tensão. Segue, abaixo, uma breve descrição a respeito dos circuitos, o diagrama unifilar e os parâmetros dos circuitos que representam.

O Sistema de Teste WSCC 9 Barras é um equivalente de 9 barras e 3 geradores da *Western System Coordinating Council* (WSCC), como mostra a Figura D.1. Os dados dos parâmetros que representam esse sistema estão disponíveis no MATPOWER (ZIMMERMAN, 2011).

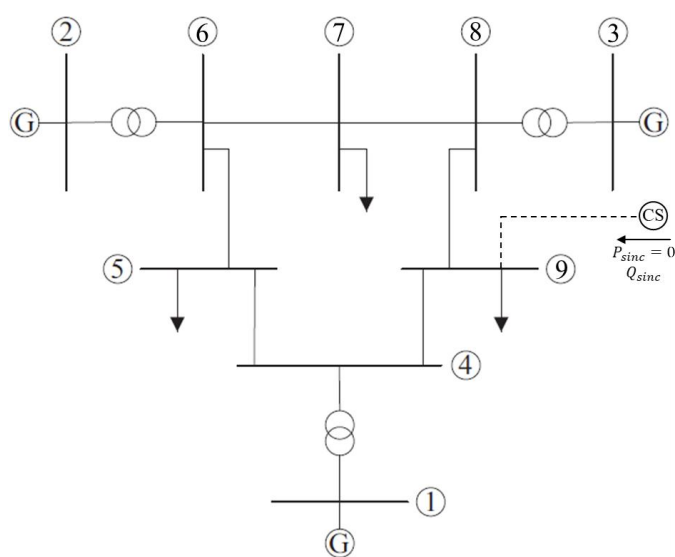


Figura D.1 – Sistema de Teste WSCC 9 Barras

O Sistema de Teste IEEE 14 Barras é uma aproximação para o sistema estadunidense em fevereiro de 1962, sendo composto por 14 barras, 5 geradores e 11 cargas, como na Figura D.2. Os dados dos circuitos circuito estão disponíveis no MATPOWER (ZIMMERMAN, 2011).

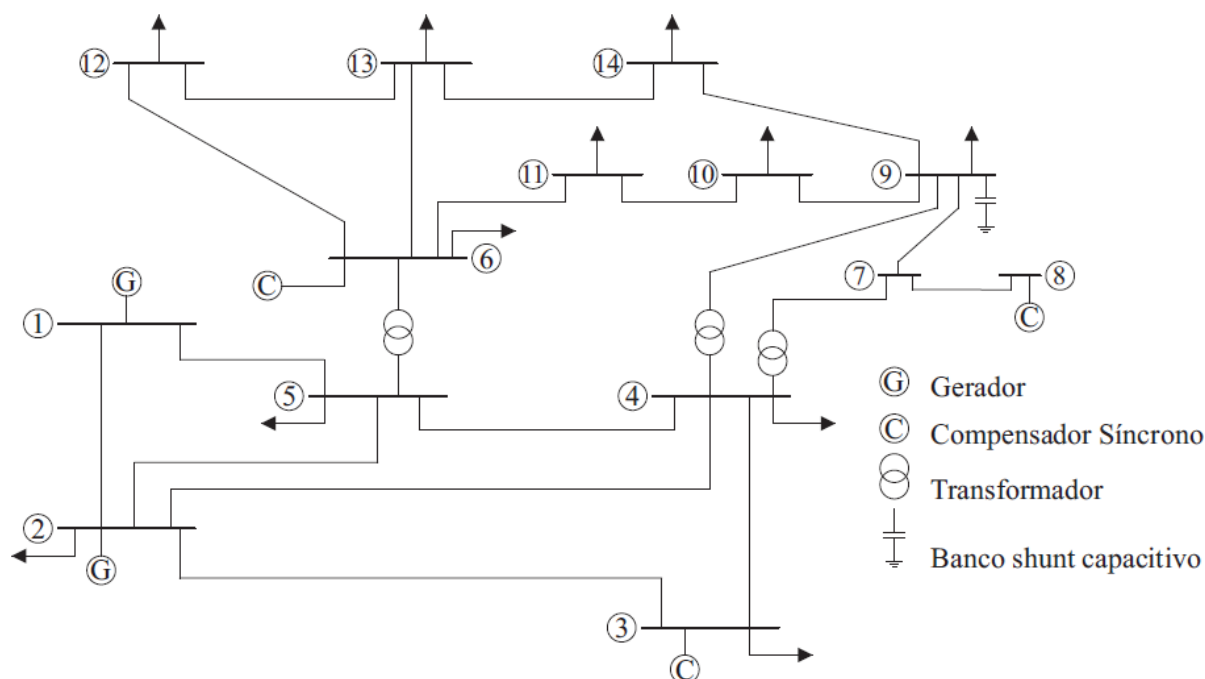


Figura D.2. – Diagrama do Sistema de Teste IEEE 14 Barras

As informações relativas aos Sistemas de Teste Nordic e RVS são extraídas da *Task Force on Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment* (CUTSEM, 2020). Segundo a força-tarefa, esses sistemas visam permitir que pesquisadores e desenvolvedores testem novas soluções para avaliação, detecção e mitigação da instabilidade de tensão de forma padronizada.

Os dados para a execução do fluxo de potência continuado são extraídos do relatório da força-tarefa (CUTSEM, 2020). Tais dados são convertidos no formato de entrada dos cartões do MATPOWER para dados de barras (*mpc.bus*<sup>16</sup>), dados de geração (*mpc.gen*<sup>17</sup>) e dados de ramos (*mpc.branch*<sup>18</sup>).

<sup>16</sup> Campos presentes no *mpc.bus*: BUS\_I: número da barra; BUS\_TYPE: tipo de barra (1 para PQ, 2 para PV e 3 para *slack*); PD: potência ativa da carga (MW); QD: potência reativa da carga (Mvar); GS: condutância *shunt* (MW para tensão em 1 p.u.); BS: (Mvar para tensão em 1 p.u.); BUS\_AREA: número da área; VM: módulo da tensão (p.u.); VA: ângulo da tensão (graus); BASE\_KV: base de tensão (kV).

<sup>17</sup> Campos presentes no *mpc.gen*: GEN\_BUS: número da barra; PG: potência ativa injetada (MW); QG: potência reativa injetada (Mvar); QMAX: limite máximo de potência reativa injetada (Mvar); QMIN: limite mínimo de potência reativa injetada (Mvar); VG: tensão especificada (p.u.); MBASE: potência base da máquina (MVA); GEN\_STATUS: estado operativo do gerador (1 ligado e 0 desligado).

<sup>18</sup> Campos presentes no *mpc.branch*: F\_BUS: número da “barra de”; T\_BUS: número da “barra para”; BR\_R: resistência (p.u.); BR\_X: reatância (p.u.); BR\_B: capacitância total da linha de transmissão (p.u.); TAP: tap do transformador, sendo a razão dada por tensão na “barra para” pela tensão na “barra de”; SHIFT: defasagem angular para indicar transformador defasador (0° para indicar linha de transmissão ou transformador em fase); BR\_STATUS: estado operativo do ramo (1 ligado e 0 desligado).

O sistema Nordic é dividido entre as áreas Norte, Central, Sul e Equivalente, divididas em 74 barras. O gerador “g20”, que se conecta à barra 4072 é tido como a referência do sistema. A Figura D.3 mostra o diagrama unifilar do sistema Nordic. No caso base, o sistema possui 11505,9 MW de potência gerada e 11060,0 MW de potência consumida.

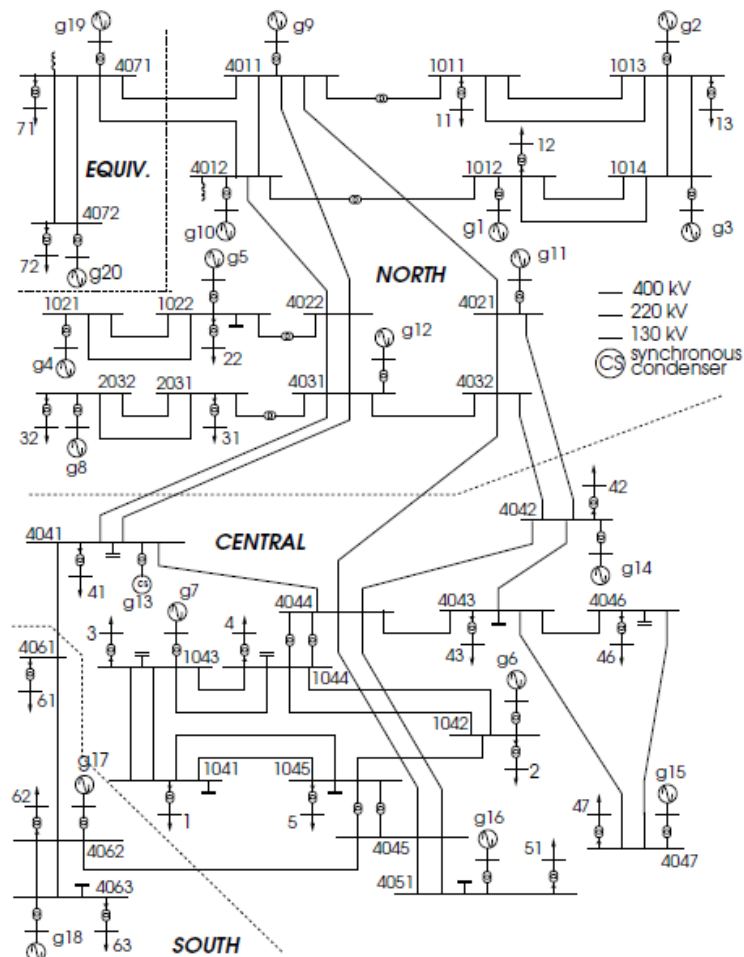


Figura D.3 – Diagrama do Sistema de Teste Nordic (CUTSEM, 2020)

As Tabelas D.1 a D.3 mostram os três cartões para montagem do Sistema de Teste Nordic.

Tabela D.1 – Dados inseridos no *mpc.bus* para o Sistema de Teste Nordic

BUS_I	BUS_TYPE	PD	QD	GS	BS	BUS_AREA	VM	VA	BASE_KV
G1	2	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0684	2,59	15
G2	2	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0565	5,12	15
G3	2	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0595	10,27	15
G4	2	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0339	8,03	15
G5	2	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0294	-12,36	15
G6	2	0,00	0,00	0	0,00	3	1,0084	-59,42	15

BUS_I	BUS_TYPE	PD	QD	GS	BS	BUS_AREA	VM	VA	BASE_KV
G7	2	0,00	0,00	0	0,00	3	1,0141	-68,95	15
G8	2	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0498	-16,81	15
G9	2	0,00	0,00	0	0,00	2	0,9988	-1,63	15
G10	2	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0157	0,99	15
G11	2	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0211	-29,04	15
G12	2	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0200	-31,88	15
G13	2	0,00	0,00	0	0,00	3	1,0170	-54,3	15
G14	2	0,00	0,00	0	0,00	3	1,0454	-49,9	15
G15	2	0,00	0,00	0	0,00	3	1,0455	-52,19	15
G16	2	0,00	0,00	0	0,00	3	1,0531	-64,1	15
G17	2	0,00	0,00	0	0,00	4	1,0092	-46,85	15
G18	2	0,00	0,00	0	0,00	4	1,0307	-43,32	15
G19	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0300	0,03	15
G20	3	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0185	0	15
1011	1	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0618	-6,65	130
1012	1	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0634	-3,1	130
1013	1	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0548	1,26	130
1014	1	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0611	4,26	130
1021	1	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0311	2,64	130
1022	1	0,00	0,00	0	50,00	2	1,0512	-19,05	130
1041	1	0,00	0,00	0	250,0	3	1,0124	-81,87	130
1042	1	0,00	0,00	0	0,00	3	1,0145	-67,38	130
1043	1	0,00	0,00	0	200,0	3	1,0274	-76,77	130
1044	1	0,00	0,00	0	20000	3	1,0066	-67,71	130
1045	1	0,00	0,00	0	200,0	3	1,0111	-71,66	130
2031	1	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0279	-36,66	220
2032	1	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0695	-23,92	220
4011	1	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0224	-7,55	400
4012	1	0,00	0,00	0	-100,0	2	1,0235	-5,54	400
4021	1	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0488	-36,08	400
4022	1	0,00	0,00	0	0,00	2	0,9947	-20,86	400
4031	1	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0367	-39,46	400
4032	1	0,00	0,00	0	0,00	2	1,0487	-44,54	400
4041	1	0,00	0,00	0	200,0	3	1,0506	-54,3	400
4042	1	0,00	0,00	0	0,00	3	1,0428	-57,37	400
4043	1	0,00	0,00	0	200,0	3	1,0370	-63,51	400
4044	1	0,00	0,00	0	0,00	3	1,0395	-64,23	400
4045	1	0,00	0,00	0	0,00	3	1,0533	-68,88	400
4046	1	0,00	0,00	0	100,0	3	1,0357	-64,11	400
4047	1	0,00	0,00	0	0,00	3	1,0590	-59,55	400
4051	1	0,00	0,00	0	100,0	3	1,0659	-71,01	400
4061	1	0,00	0,00	0	0,00	4	1,0387	-57,93	400
4062	1	0,00	0,00	0	0,00	4	1,0560	-54,36	400
4063	1	0,00	0,00	0	0,00	4	1,0536	-50,68	400
4071	1	0,00	0,00	0	-400,0	1	1,0484	-4,99	400
4072	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0590	-3,98	400
1	1	600,00	148,20	0	0,00	3	0,9988	-84,71	20
2	1	330,00	71,00	0	0,00	3	1,0012	-70,49	20

BUS_I	BUS_TYPE	PD	QD	GS	BS	BUS_AREA	VM	VA	BASE_KV
3	1	260,00	83,80	0	0,00	3	0,9974	-79,97	20
4	1	840,00	252,00	0	0,00	3	0,9996	-70,67	20
5	1	720,00	190,40	0	0,00	3	0,9961	-74,59	20
11	1	200,00	68,80	0	0,00	2	1,0026	-9,45	20
12	1	300,00	83,80	0	0,00	2	0,9975	-5,93	20
13	1	100,00	34,40	0	0,00	2	0,9957	-1,58	20
22	1	280,00	79,90	0	0,00	2	0,9952	-21,89	20
31	1	100,00	24,70	0	0,00	2	1,0042	-39,47	20
32	1	200,00	39,60	0	0,00	2	0,9978	-26,77	20
41	1	540,00	131,40	0	0,00	3	0,9967	-57,14	20
42	1	400,00	127,40	0	0,00	3	0,9952	-60,22	20
43	1	900,00	254,60	0	0,00	3	1,0013	-66,33	20
46	1	700,00	211,80	0	0,00	3	0,9990	-66,93	20
47	1	100,00	44,00	0	0,00	3	0,9950	-62,38	20
51	1	800,00	258,20	0	0,00	3	0,9978	-73,84	20
61	1	500,00	122,50	0	0,00	4	0,9949	-60,78	20
62	1	300,00	83,80	0	0,00	4	1,0002	-57,18	20
63	1	590,00	264,60	0	0,00	4	0,9992	-53,49	20
71	1	300,00	83,80	0	0,00	1	1,0028	-7,8	20
72	1	2000,00	396,10	0	0,00	1	0,9974	-6,83	20

Tabela D.3 – Dados inseridos no *mpc.gen* para o Sistema de Teste Nordic

GEN_BUS	PG	QG	QMAX	QMIN	VG	MBASE	GEN_STATUS
G1	600,00	58,30	340	-9999	1,0684	100	1
G2	300,00	17,20	318	-9999	1,0565	100	1
G3	550,00	20,90	297,5	-9999	1,0595	100	1
G4	400,00	30,40	300	-9999	1,0339	100	1
G5	200,00	60,10	110	-9999	1,0294	100	1
G6	360,00	138,60	208	-9999	1,0084	100	1
G7	180,00	60,40	104	-9999	1,0141	100	1
G8	750,00	232,60	318,8	-9999	1,0498	100	1
G9	668,50	201,30	520	-9999	0,9988	100	1
G10	600,00	255,70	380	-9999	1,0157	100	1
G11	250,00	60,70	127,5	-9999	1,0211	100	1
G12	310,00	98,30	140	-9999	1,0200	100	1
G13	0,00	50,10	300	-9999	1,0170	100	1
G14	630,00	295,90	350	-9999	1,0454	100	1
G15	1080,00	377,90	600	-9999	1,0455	100	1
G16	600,00	226,60	367,5	-9999	1,0531	100	1
G17	530,00	48,70	315	-9999	1,0092	100	1
G18	1060,00	293,40	624	-9999	1,0307	100	1
G19	300,00	121,20	262,5	-9999	1,0300	100	1
G20	2137,40	377,40	2587,5	-9999	1,0185	100	1

Tabela D.4 – Dados inseridos no *mpc.branch* para o Sistema de Teste Nordic

<b>F_BUS</b>	<b>T_BUS</b>	<b>BR_R</b>	<b>BR_X</b>	<b>BR_B</b>	<b>TAP</b>	<b>SHIFT</b>	<b>BR_STATUS</b>
1011	1013	0,01000	0,07000	0,01380	0,0000	0	1
1011	1013	0,01000	0,07000	0,01380	0,0000	0	1
1012	1014	0,01402	0,09000	0,01805	0,0000	0	1
1012	1014	0,01402	0,09000	0,01805	0,0000	0	1
1013	1014	0,00698	0,05000	0,01009	0,0000	0	1
1013	1014	0,00698	0,05000	0,01009	0,0000	0	1
1021	1022	0,03000	0,20000	0,03026	0,0000	0	1
1021	1022	0,03000	0,20000	0,03026	0,0000	0	1
1041	1043	0,01000	0,06000	0,01221	0,0000	0	1
1041	1043	0,01000	0,06000	0,01221	0,0000	0	1
1041	1045	0,01497	0,12000	0,02495	0,0000	0	1
1041	1045	0,01497	0,12000	0,02495	0,0000	0	1
1042	1044	0,03799	0,28000	0,06000	0,0000	0	1
1042	1044	0,03799	0,28000	0,06000	0,0000	0	1
1042	1045	0,05000	0,30000	0,06000	0,0000	0	1
1043	1044	0,01000	0,08000	0,01593	0,0000	0	1
1043	1044	0,01000	0,08000	0,01593	0,0000	0	1
2031	2032	0,01200	0,09000	0,01521	0,0000	0	1
2031	2032	0,01200	0,09000	0,01521	0,0000	0	1
4011	4012	0,00100	0,00800	0,20106	0,0000	0	1
4011	4021	0,00600	0,06000	1,79949	0,0000	0	1
4011	4022	0,00400	0,04000	1,20134	0,0000	0	1
4011	4071	0,00500	0,04500	1,40240	0,0000	0	1
4012	4022	0,00400	0,03500	1,05056	0,0000	0	1
4012	4071	0,00500	0,05000	1,49792	0,0000	0	1
4021	4032	0,00400	0,04000	1,20134	0,0000	0	1
4021	4042	0,01000	0,06000	3,00086	0,0000	0	1
4022	4031	0,00400	0,04000	1,20134	0,0000	0	1
4022	4031	0,00400	0,04000	1,20134	0,0000	0	1
4031	4032	0,00100	0,01000	0,30159	0,0000	0	1
4031	4041	0,00600	0,04000	2,39766	0,0000	0	1
4031	4041	0,00600	0,04000	2,39766	0,0000	0	1
4032	4042	0,01000	0,04000	2,00058	0,0000	0	1
4032	4044	0,00600	0,05000	2,39766	0,0000	0	1
4041	4044	0,00300	0,03000	0,89974	0,0000	0	1
4041	4061	0,00600	0,04500	1,30189	0,0000	0	1
4042	4043	0,00200	0,01500	0,49763	0,0000	0	1
4042	4044	0,00200	0,02000	0,59818	0,0000	0	1
4043	4044	0,00100	0,01000	0,30159	0,0000	0	1
4043	4046	0,00100	0,01000	0,30159	0,0000	0	1
4043	4047	0,00200	0,02000	0,59818	0,0000	0	1
4044	4045	0,00200	0,02000	0,59818	0,0000	0	1
4044	4045	0,00200	0,02000	0,59818	0,0000	0	1
4045	4051	0,00400	0,04000	1,20134	0,0000	0	1
4045	4051	0,00400	0,04000	1,20134	0,0000	0	1
4045	4062	0,01100	0,08000	2,39766	0,0000	0	1
4046	4047	0,00100	0,01500	0,49763	0,0000	0	1

<b>F_BUS</b>	<b>T_BUS</b>	<b>BR_R</b>	<b>BR_X</b>	<b>BR_B</b>	<b>TAP</b>	<b>SHIFT</b>	<b>BR_STATUS</b>
4061	4062	0,00200	0,02000	0,59818	0,0000	0	1
4062	4063	0,00300	0,03000	0,89974	0,0000	0	1
4062	4063	0,00300	0,03000	0,89974	0,0000	0	1
4071	4072	0,00300	0,03000	3,00086	0,0000	0	1
4071	4072	0,00300	0,03000	3,00086	0,0000	0	1
G1	1012	0,00000	0,01875	0,00000	1,0000	0	1
G2	1013	0,00000	0,02500	0,00000	1,0000	0	1
G3	1014	0,00000	0,02143	0,00000	1,0000	0	1
G4	1021	0,00000	0,02500	0,00000	1,0000	0	1
G5	1022	0,00000	0,06000	0,00000	0,9524	0	1
G6	1042	0,00000	0,03750	0,00000	0,9524	0	1
G7	1043	0,00000	0,07500	0,00000	0,9524	0	1
G8	2032	0,00000	0,01765	0,00000	0,9524	0	1
G9	4011	0,00000	0,01500	0,00000	0,9524	0	1
G10	4012	0,00000	0,01875	0,00000	0,9524	0	1
G11	4021	0,00000	0,05000	0,00000	0,9524	0	1
G12	4031	0,00000	0,04286	0,00000	0,9524	0	1
G13	4041	0,00000	0,03333	0,00000	0,9524	0	1
G14	4042	0,00000	0,02143	0,00000	0,9524	0	1
G15	4047	0,00000	0,02500	0,00000	0,9524	0	1
G16	4051	0,00000	0,02143	0,00000	0,9524	0	1
G17	4062	0,00000	0,02500	0,00000	0,9524	0	1
G18	4063	0,00000	0,02500	0,00000	0,9524	0	1
G19	4071	0,00000	0,03000	0,00000	0,9524	0	1
G20	4072	0,00000	0,00333	0,00000	0,9524	0	1
1011	4011	0,00000	0,00800	0,00000	1,0526	0	1
1012	4012	0,00000	0,00800	0,00000	1,0526	0	1
1022	4022	0,00000	0,01200	0,00000	1,0753	0	1
2031	4031	0,00000	0,01200	0,00000	1,0000	0	1
1044	4044	0,00000	0,01000	0,00000	0,9709	0	1
1044	4044	0,00000	0,01000	0,00000	0,9709	0	1
1045	4045	0,00000	0,01000	0,00000	0,9615	0	1
1045	4045	0,00000	0,01000	0,00000	0,9615	0	1
11	1011	0,00000	0,02500	0,00000	0,9615	0	1
12	1012	0,00000	0,01667	0,00000	0,9524	0	1
13	1013	0,00000	0,05000	0,00000	0,9615	0	1
22	1022	0,00000	0,01786	0,00000	0,9615	0	1
1	1041	0,00000	0,00833	0,00000	1,0000	0	1
2	1042	0,00000	0,01667	0,00000	1,0000	0	1
3	1043	0,00000	0,02174	0,00000	0,9901	0	1
4	1044	0,00000	0,00625	0,00000	1,0101	0	1
5	1045	0,00000	0,00714	0,00000	1,0000	0	1
31	2031	0,00000	0,05000	0,00000	0,9901	0	1
32	2032	0,00000	0,02500	0,00000	0,9434	0	1
41	4041	0,00000	0,00926	0,00000	0,9615	0	1
42	4042	0,00000	0,01250	0,00000	0,9709	0	1
43	4043	0,00000	0,00556	0,00000	0,9804	0	1
46	4046	0,00000	0,00714	0,00000	0,9804	0	1



F_BUS	T_BUS	BR_R	BR_X	BR_B	TAP	SHIFT	BR_STATUS
47	4047	0,00000	0,05000	0,00000	0,9615	0	1
51	4051	0,00000	0,00625	0,00000	0,9524	0	1
61	4061	0,00000	0,01000	0,00000	0,9709	0	1
62	4062	0,00000	0,01667	0,00000	0,9615	0	1
63	4063	0,00000	0,00847	0,00000	0,9709	0	1
71	4071	0,00000	0,01667	0,00000	0,9709	0	1
72	4072	0,00000	0,00250	0,00000	0,9524	0	1

O sistema RVS é composto por 75 barras, 32 geradores, 2 bancos de reatores *shunt*, 17 cargas, 89 linhas de transmissão e 56 transformadores. O gerador conectado à barra número 10121 é tomado como referência do sistema. O diagrama unifilar do Sistema de Teste RVS está mostrado na Figura D.4.

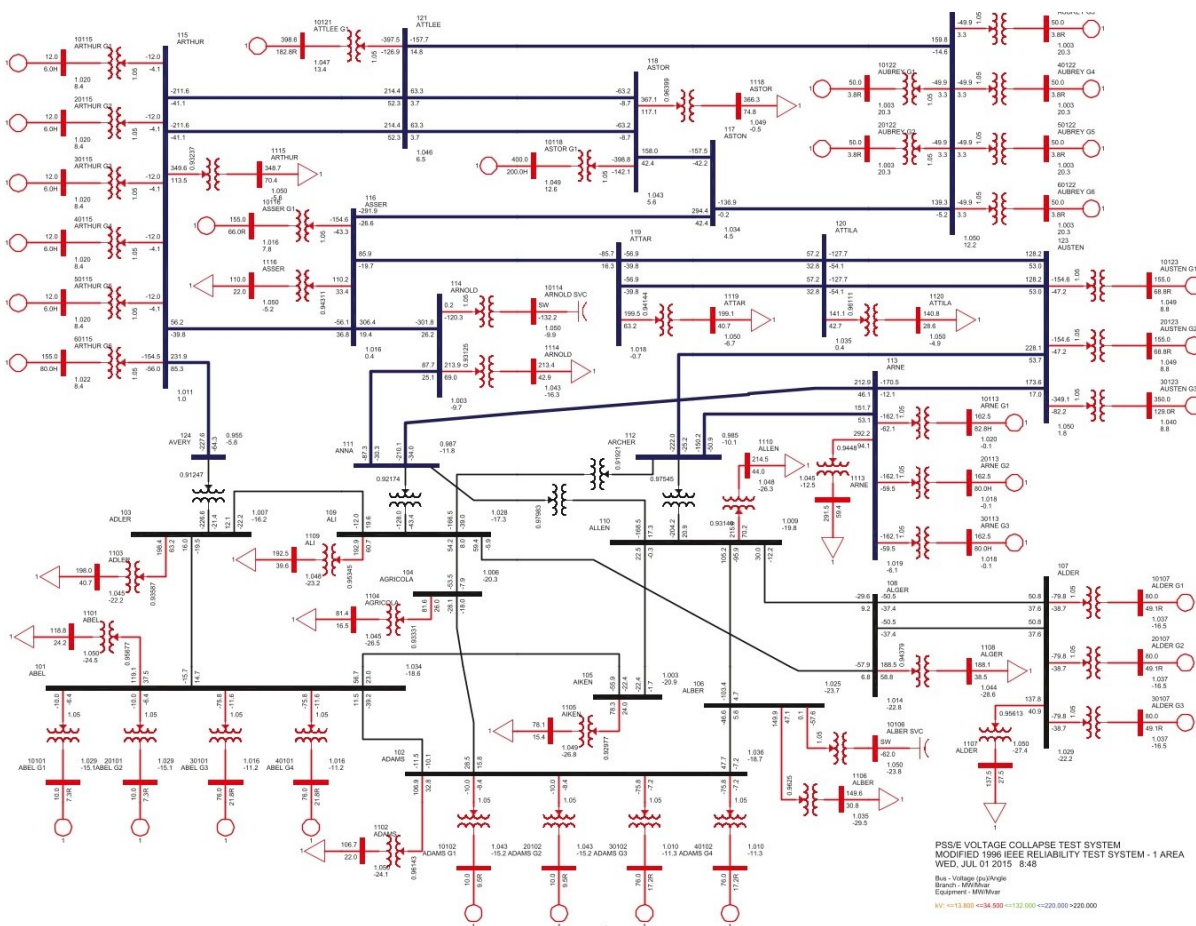


Figura D.4 – Diagrama unifilar do Sistema de Teste RVS (CUTSEM, 2020)

As Tabelas D.5 a D.7 mostram os três cartões para montagem do Sistema de Teste RVS.

Tabela D.5 – Dados inseridos no *mpc.bus* para o Sistema de Teste RVS

BUS_I	BUS_TYPE	PD	QD	GS	BS	BUS_AREA	VM	VA	BASE_KV
101	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0342	-18,6	138
102	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0358	-18,7	138
103	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0072	-16,2	138
104	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0055	-20,3	138
105	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0030	-20,9	138
106	1	0,00	0,00	0	75,0	1	1,0250	-23,7	138
107	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0286	-22,2	138
108	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0136	-22,8	138
109	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0280	-17,3	138
110	1	0,00	0,00	0	75,0	1	1,0088	-19,8	138
111	1	0,00	0,00	0	0,00	1	0,9872	-11,8	230
112	1	0,00	0,00	0	0,00	1	0,9851	-10,1	230
113	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0191	-6,1	230
114	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0033	-9,7	230
115	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0111	1,0	230
116	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0164	0,4	230
117	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0338	4,5	230
118	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0425	5,6	230
119	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0180	-0,7	230
120	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0349	0,4	230
121	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0459	6,5	230
122	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0500	12,2	230
123	1	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0499	1,8	230
124	1	0,00	0,00	0	0,00	1	0,9550	-5,8	230
1101	1	118,80	24,20	0	0,00	1	1,0497	-24,5	13,8
1102	1	106,70	22,00	0	0,00	1	1,0496	-24,1	13,8
1103	1	198,00	40,70	0	0,00	1	1,0446	-22,2	13,8
1104	1	81,40	16,50	0	0,00	1	1,0450	-26,5	13,8
1105	1	78,10	15,40	0	0,00	1	1,0488	-26,8	13,8
1106	1	149,60	30,80	0	0,00	1	1,0350	-29,5	13,8
1107	1	137,50	27,50	0	0,00	1	1,0497	-27,4	13,8
1108	1	188,10	38,50	0	0,00	1	1,0442	-28,6	13,8
1109	1	192,50	39,60	0	0,00	1	1,0477	-23,2	13,8
1110	1	214,50	44,00	0	0,00	1	1,0484	-26,3	13,8
1113	1	291,50	59,40	0	0,00	1	1,0453	-12,5	13,8
1114	1	213,40	42,90	0	0,00	1	1,0433	-16,3	13,8
1115	1	348,70	70,40	0	0,00	1	1,0497	-5,6	13,8
1116	1	110,00	22,00	0	0,00	1	1,0496	-5,2	13,8
1118	1	366,30	74,80	0	0,00	1	1,0492	-0,5	13,8
1119	1	199,10	40,70	0	0,00	1	1,0498	-6,7	13,8
1120	1	140,80	28,60	0	0,00	1	1,0497	-4,9	13,8
G1	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0342	-15,1	18
G2	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0358	-15,2	18
CS1	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0500	-23,8	18
G3	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0286	-16,5	18
G4	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0200	-0,1	18
CS2	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0500	-9,9	18

BUS_I	BUS_TYPE	PD	QD	GS	BS	BUS_AREA	VM	VA	BASE_KV
G5	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0113	8,4	18
G6	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0164	7,8	18
G7	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0432	12,6	18
G8	3	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0468	13,4	18
G9	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0500	20,3	18
G10	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0499	8,8	18
G11	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0342	-15,1	18
G12	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0358	-15,2	18
G13	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0286	-16,5	18
G14	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0200	-0,1	18
G15	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0113	8,4	18
G16	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0500	20,3	18
G17	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0499	8,8	18
G18	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0342	-11,2	18
G19	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0358	-11,3	18
G20	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0286	-16,5	18
G21	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0200	-0,1	18
G22	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0113	8,4	18
G23	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0500	20,3	18
G24	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0499	8,8	18
G25	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0342	-11,2	18
G26	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0358	-11,3	18
G27	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0113	8,4	18
G28	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0500	20,3	18
G29	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0113	8,1	18
G30	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0500	20,3	18
G31	2	0,00	0,00	0	0,00	1	1,0113	8,4	18
G32	2	0	0	0	0	1	1,05	20,3	18

Tabela D.6 – Dados inseridos no *mpc.gen* para o Sistema de Teste RVS

GEN_BUS	PG	QG	QMAX	QMIN	VG	MBASE	GEN_STATUS
G1	10,00	7,37	10	0	1,0342	100	1
G2	10,00	9,54	10	0	1,0358	100	1
CS1	0,00	0,00	100	-50	1,0500	100	1
G3	80,00	49,15	60	0	1,0286	100	1
G4	162,50	82,78	82,7791	0	1,0200	100	1
CS2	0,00	0,00	200	-50	1,0500	100	1
G5	12,00	6,00	6	0	1,0113	100	1
G6	155,00	65,98	80	-50	1,0164	100	1
G7	400,00	200,00	200	-50	1,0432	100	1
G8	398,64	182,77	200	-50	1,0468	100	1
G9	50,00	3,75	16	-10	1,0500	100	1
G10	155,00	68,84	80	-50	1,0499	100	1
G11	10,00	7,37	10	0	1,0342	100	1
G12	10,00	9,54	10	0	1,0358	100	1
G13	80,00	49,15	60	0	1,0286	100	1
G14	162,50	80,00	80	0	1,0200	100	1
G15	12,00	6,00	6	0	1,0113	100	1
G16	50,00	3,75	16	-10	1,0500	100	1
G17	155,00	68,84	80	-50	1,0499	100	1
G18	76,00	21,78	30	-25	1,0342	100	1
G19	76	21,78	30	-25	1,036	100	1
G20	80	49,15	60	0	1,029	100	1
G21	162,5	80	80	0	1,02	100	1
G22	12	6	6	0	1,011	100	1
G23	50	3,751	16	-10	1,05	100	1
G24	350	128,9	150	-25	1,05	100	1
G25	76	21,78	30	-25	1,034	100	1
G26	76	21,78	30	-25	1,036	100	1
G27	12	6	6	0	1,011	100	1
G28	50	3,751	16	-10	1,05	100	1
G29	12	6	6	0	1,011	100	1
G30	50	3,751	16	-10	1,05	100	1
G31	155	80	80	-50	1,011	100	1
G32	50	3,751	16	-10	1,05	100	1

Tabela D.7 – Dados inseridos no *mpc.branch* para o Sistema de Teste RVS

<b>F_BUS</b>	<b>T_BUS</b>	<b>BR_R</b>	<b>BR_X</b>	<b>BR_B</b>	<b>TAP</b>	<b>SHIFT</b>	<b>BR_STATUS</b>
101	102	0,00300	0,01400	0,46100	0,0000	0	1
101	103	0,05500	0,21100	0,05700	0,0000	0	1
101	105	0,02200	0,08500	0,02300	0,0000	0	1
102	104	0,03300	0,12700	0,03400	0,0000	0	1
102	106	0,05000	0,19200	0,05200	0,0000	0	1
103	109	0,03100	0,11900	0,03200	0,0000	0	1
104	109	0,02700	0,10400	0,02800	0,0000	0	1
105	110	0,02300	0,08800	0,02400	0,0000	0	1
106	110	0,01400	0,06100	2,45900	0,0000	0	1
107	108	0,00800	0,03000	0,00850	0,0000	0	1
107	108	0,00800	0,03000	0,00850	0,0000	0	1
108	109	0,04300	0,16500	0,04500	0,0000	0	1
108	110	0,04300	0,16500	0,04500	0,0000	0	1
111	113	0,00600	0,04800	0,10000	0,0000	0	1
111	114	0,00500	0,04200	0,08800	0,0000	0	1
112	113	0,00600	0,04800	0,10000	0,0000	0	1
112	123	0,01200	0,09700	0,20300	0,0000	0	1
113	123	0,01100	0,08700	0,18200	0,0000	0	1
114	116	0,00500	0,05900	0,08200	0,0000	0	1
115	116	0,00200	0,01700	0,03600	0,0000	0	1
115	121	0,00600	0,04900	0,10300	0,0000	0	1
115	121	0,00600	0,04900	0,10300	0,0000	0	1
115	124	0,00700	0,05200	0,10900	0,0000	0	1
116	117	0,00300	0,02600	0,05500	0,0000	0	1
116	119	0,00300	0,02300	0,04900	0,0000	0	1
117	118	0,00200	0,01400	0,03000	0,0000	0	1
117	122	0,01400	0,10500	0,22100	0,0000	0	1
118	121	0,00300	0,02600	0,05500	0,0000	0	1
118	121	0,00300	0,02600	0,05500	0,0000	0	1
119	120	0,00500	0,04000	0,08300	0,0000	0	1
119	120	0,00500	0,04000	0,08300	0,0000	0	1
120	123	0,00300	0,02200	0,04600	0,0000	0	1
120	123	0,00300	0,02200	0,04600	0,0000	0	1
121	122	0,00900	0,06800	0,14200	0,0000	0	1
101	G1	0,01250	0,62500	0,00000	1,0500	0	1
101	G11	0,01250	0,62500	0,00000	1,0500	0	1
101	G18	0,00337	0,16854	0,00000	1,0500	0	1
101	G25	0,00337	0,16854	0,00000	1,0500	0	1
102	G2	0,01250	0,62500	0,00000	1,0500	0	1
102	G12	0,01250	0,62500	0,00000	1,0500	0	1
102	G19	0,00337	0,16854	0,00000	1,0500	0	1
102	G26	0,00337	0,16854	0,00000	1,0500	0	1
107	G3	0,00254	0,12712	0,00000	1,0500	0	1
107	G13	0,00254	0,12712	0,00000	1,0500	0	1
107	G20	0,00254	0,12712	0,00000	1,0500	0	1
106	CS1	0,00300	0,15000	0,00000	1,0500	0	1
113	G4	0,00129	0,06466	0,00000	1,0500	0	1

<b>F_BUS</b>	<b>T_BUS</b>	<b>BR_R</b>	<b>BR_X</b>	<b>BR_B</b>	<b>TAP</b>	<b>SHIFT</b>	<b>BR_STATUS</b>
113	G14	0,00129	0,06466	0,00000	1,0500	0	1
113	G21	0,00129	0,06466	0,00000	1,0500	0	1
115	G5	0,02143	1,07143	0,00000	1,0500	0	1
115	G15	0,02143	1,07143	0,00000	1,0500	0	1
115	G22	0,02143	1,07143	0,00000	1,0500	0	1
115	G27	0,02143	1,07143	0,00000	1,0500	0	1
115	G29	0,02143	1,07143	0,00000	1,0500	0	1
115	G31	0,00165	0,08242	0,00000	1,0500	0	1
116	G6	0,00165	0,08242	0,00000	1,0500	0	1
118	G7	0,00064	0,03185	0,00000	1,0500	0	1
121	G8	0,00064	0,03185	0,00000	1,0500	0	1
122	G9	0,00566	0,28302	0,00000	1,0500	0	1
122	G16	0,00566	0,28302	0,00000	1,0500	0	1
122	G23	0,00566	0,28302	0,00000	1,0500	0	1
122	G28	0,00566	0,28302	0,00000	1,0500	0	1
122	G30	0,00566	0,28302	0,00000	1,0500	0	1
122	G32	0,00566	0,28302	0,00000	1,0500	0	1
123	G10	0,00165	0,08242	0,00000	1,0500	0	1
123	G17	0,00165	0,08242	0,00000	1,0500	0	1
123	G24	0,00073	0,03641	0,00000	1,0500	0	1
114	CS2	0,00150	0,07500	0,00000	1,0500	0	1
103	124	0,00050	0,02100	0,00000	0,9125	0	1
109	111	0,00050	0,02100	0,00000	0,9217	0	1
109	112	0,00050	0,02100	0,00000	0,9192	0	1
110	111	0,00050	0,02100	0,00000	0,9798	0	1
110	112	0,00050	0,02100	0,00000	0,9755	0	1
101	1101	0,00200	0,10000	0,00000	0,9568	0	1
102	1102	0,00200	0,10000	0,00000	0,9614	0	1
103	1103	0,00120	0,06000	0,00000	0,9359	0	1
104	1104	0,00300	0,15000	0,00000	0,9333	0	1
105	1105	0,00300	0,15000	0,00000	0,9298	0	1
106	1106	0,00150	0,07500	0,00000	0,9625	0	1
107	1107	0,00150	0,07500	0,00000	0,9561	0	1
108	1108	0,00120	0,06000	0,00000	0,9438	0	1
109	1109	0,00120	0,06000	0,00000	0,9534	0	1
110	1110	0,00120	0,06000	0,00000	0,9315	0	1
113	1113	0,00086	0,04286	0,00000	0,9448	0	1
114	1114	0,00120	0,06000	0,00000	0,9313	0	1
115	1115	0,00075	0,03750	0,00000	0,9324	0	1
116	1116	0,00200	0,10000	0,00000	0,9431	0	1
118	1118	0,00067	0,03333	0,00000	0,9640	0	1
119	1119	0,00120	0,06000	0,00000	0,9414	0	1
120	1120	0,00150	0,07500	0,00000	0,9611	0	1
101	102	0,00300	0,01400	0,46100	0,0000	0	1
101	103	0,05500	0,21100	0,05700	0,0000	0	1
101	105	0,02200	0,08500	0,02300	0,0000	0	1
102	104	0,03300	0,12700	0,03400	0,0000	0	1
102	106	0,05000	0,19200	0,05200	0,0000	0	1

<b>F_BUS</b>	<b>T_BUS</b>	<b>BR_R</b>	<b>BR_X</b>	<b>BR_B</b>	<b>TAP</b>	<b>SHIFT</b>	<b>BR_STATUS</b>
103	109	0,03100	0,11900	0,03200	0,0000	0	1
104	109	0,02700	0,10400	0,02800	0,0000	0	1
105	110	0,02300	0,08800	0,02400	0,0000	0	1
106	110	0,01400	0,06100	2,45900	0,0000	0	1
107	108	0,00800	0,03000	0,00850	0,0000	0	1
107	108	0,00800	0,03000	0,00850	0,0000	0	1
108	109	0,04300	0,16500	0,04500	0,0000	0	1
108	110	0,04300	0,16500	0,04500	0,0000	0	1
111	113	0,00600	0,04800	0,10000	0,0000	0	1
111	114	0,00500	0,04200	0,08800	0,0000	0	1
112	113	0,00600	0,04800	0,10000	0,0000	0	1
112	123	0,01200	0,09700	0,20300	0,0000	0	1
113	123	0,01100	0,08700	0,18200	0,0000	0	1
114	116	0,00500	0,05900	0,08200	0,0000	0	1
115	116	0,00200	0,01700	0,03600	0,0000	0	1
115	121	0,00600	0,04900	0,10300	0,0000	0	1
115	121	0,00600	0,04900	0,10300	0,0000	0	1
115	124	0,00700	0,05200	0,10900	0,0000	0	1
116	117	0,00300	0,02600	0,05500	0,0000	0	1
116	119	0,00300	0,02300	0,04900	0,0000	0	1
117	118	0,00200	0,01400	0,03000	0,0000	0	1
117	122	0,01400	0,10500	0,22100	0,0000	0	1
118	121	0,00300	0,02600	0,05500	0,0000	0	1
118	121	0,00300	0,02600	0,05500	0,0000	0	1
119	120	0,00500	0,04000	0,08300	0,0000	0	1
119	120	0,00500	0,04000	0,08300	0,0000	0	1
120	123	0,00300	0,02200	0,04600	0,0000	0	1
120	123	0,00300	0,02200	0,04600	0,0000	0	1
121	122	0,00900	0,06800	0,14200	0,0000	0	1
101	G1	0,01250	0,62500	0,00000	1,0500	0	1
101	G11	0,01250	0,62500	0,00000	1,0500	0	1
101	G18	0,00337	0,16854	0,00000	1,0500	0	1
101	G25	0,00337	0,16854	0,00000	1,0500	0	1
102	G2	0,01250	0,62500	0,00000	1,0500	0	1
102	G12	0,01250	0,62500	0,00000	1,0500	0	1
102	G19	0,00337	0,16854	0,00000	1,0500	0	1
102	G26	0,00337	0,16854	0,00000	1,0500	0	1
107	G3	0,00254	0,12712	0,00000	1,0500	0	1
107	G13	0,00254	0,12712	0,00000	1,0500	0	1
107	G20	0,00254	0,12712	0,00000	1,0500	0	1
106	CS1	0,00300	0,15000	0,00000	1,0500	0	1
113	G4	0,00129	0,06466	0,00000	1,0500	0	1
113	G14	0,00129	0,06466	0,00000	1,0500	0	1
113	G21	0,00129	0,06466	0,00000	1,0500	0	1
115	G5	0,02143	1,07143	0,00000	1,0500	0	1
115	G15	0,02143	1,07143	0,00000	1,0500	0	1
115	G22	0,02143	1,07143	0,00000	1,0500	0	1
115	G27	0,02143	1,07143	0,00000	1,0500	0	1

---

<b>F_BUS</b>	<b>T_BUS</b>	<b>BR_R</b>	<b>BR_X</b>	<b>BR_B</b>	<b>TAP</b>	<b>SHIFT</b>	<b>BR_STATUS</b>
115	G29	0,02143	1,07143	0,00000	1,0500	0	1
115	G31	0,00165	0,08242	0,00000	1,0500	0	1
116	G6	0,00165	0,08242	0,00000	1,0500	0	1
118	G7	0,00064	0,03185	0,00000	1,0500	0	1
121	G8	0,00064	0,03185	0,00000	1,0500	0	1
122	G9	0,00566	0,28302	0,00000	1,0500	0	1