



COMPARAÇÃO DE MÉTODOS DE IDENTIFICAÇÃO DE INSTABILIDADE DE TENSÃO BASEADOS EM MEDIÇÕES SINCRONIZADAS

Cristiano Santos Carvalho

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Glauco Nery Taranto

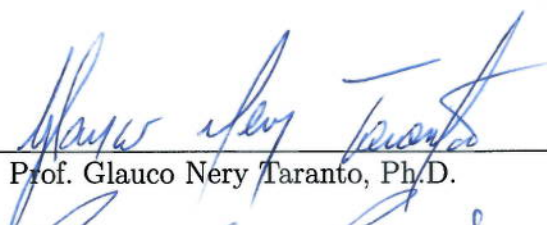
Rio de Janeiro
Março de 2016

COMPARAÇÃO DE MÉTODOS DE IDENTIFICAÇÃO DE INSTABILIDADE
DE TENSÃO BASEADOS EM MEDIÇÕES SINCRONIZADAS

Cristiano Santos Carvalho

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE
JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA
ELÉTRICA.

Examinada por:



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



Prof. Ricardo Bernardo Prada, Ph.D.



Prof.^a Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2016

Carvalho, Cristiano Santos

Comparação de Métodos de Identificação de Instabilidade de Tensão Baseados em Medições Sincronizadas/Cristiano Santos Carvalho. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

XVIII, 117 p.: il.; 29,7cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2016.

Referências Bibliográficas: p. 108 – 112.

1. Estabilidade de tensão. 2. Métodos para o monitoramento da estabilidade de tensão. 3. Método adaptativo (AD). 4. Método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples (CP). 5. Método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples modificado (CP-M). I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Ao meu querido pai
José Carvalho dos Santos Filho
(in memoriam).*

Agradecimentos

Algumas pessoas foram importantes no decorrer do curso de mestrado, de modo que gostaria de manifestar aqui minha gratidão àqueles que de algum modo contribuíram para conclusão dessa etapa da minha vida profissional.

Agradeço a minha família por estar sempre ao meu lado.

Agradeço ao meu orientador, Professor Glauco Nery Taranto, por me orientar na elaboração deste trabalho. Pelo apoio e pela confiança que tornaram o desenvolvimento desta pesquisa uma atividade agradável de ser realizada.

Aos professores da Área de Sistemas de Energia Elétrica do Programa de Engenharia Elétrica (PEE), da COPPE/UFRJ, pelos conhecimentos transmitidos. Aos funcionários do PEE, em especial a Aline Zimmermann e Daniele Cristina.

Aos colegas do Laboratório de Sistemas de Potência da UFRJ, especialmente a Thassiana Costa, Antônio Paulo, W. Douglas, Camilo Rosero, Mirko Tomasevich, David Parrini, Renan Fernandes, João Salvador, Alan Ferreira e Juliana Pardal, pela convivência harmoniosa e pelo compartilhamento de conhecimento. Aos colegas de turma de mestrado, em especial a Ruyguara Meyberg, Paulo Borges, Felipe Maia, Rafael Pereira, Tiago Rizzotto, Victor Batista, Rodrigo Lopes e Jonathan Carvalho.

Aos amigos Carlos Eduardo, Dayro Barahona, Arthur Reis, Frederico Tassi e Hugo Baldioti, pela convivência sempre muito agradável.

Aos colegas do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), em especial a Fernando Dart, Carlos Kleber e Felipe Teodoro, pelo apoio e pela compreensão fundamentais para conclusão desta dissertação.

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

COMPARAÇÃO DE MÉTODOS DE IDENTIFICAÇÃO DE INSTABILIDADE DE TENSÃO BASEADOS EM MEDIÇÕES SINCRONIZADAS

Cristiano Santos Carvalho

Março/2016

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

No presente trabalho é realizada a avaliação e a comparação de três métodos de monitoramento em tempo real da estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência que utilizam medição fasorial sincronizada. Eles são conhecidos como: algoritmo adaptativo (AD), método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples (CP) e método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples modificado (CP-M). Estes realizam a estimação dos parâmetros do circuito equivalente de Thévenin visto de determinadas barras de interesse em uma rede elétrica. O desempenho dos mesmos é analisado para cargas dos tipos corrente constante e impedância constante com diferentes perfis de crescimento. A sensibilidade de cada algoritmo para operação de limitadores de corrente de sobre-excitação (OELs) e de transformadores com mudança de tape sob carga (OLTCs) é avaliada. Assim como, o comportamento dos mesmos na presença de ruído branco nos fasores fornecidos pelo sistema de medição fasorial sincronizada. As simulações são realizadas no domínio do tempo e usando dois sistemas teste: o IEEE 9-barras modificado e o KTH-NORDIC32. Os resultados obtidos são analisados tomando como base a diferença entre o módulo da impedância equivalente fornecida por cada método e o da impedância de carga, a similaridade entre as curvas PV da barra monitorada e a do circuito equivalente correspondente, a proximidade da curva da margem de carregamento indicada por cada algoritmo e a margem real de carregamento da barra de interesse e a diferença entre o fator de resposta da potência reativa (RPRF) de cada equivalente e o do sistema visto da barra monitorada.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

COMPARISON OF VOLTAGE INSTABILITY IDENTIFICATION METHODS BASED ON SYNCHRONIZED MEASUREMENTS

Cristiano Santos Carvalho

March/2016

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This work carries out the evaluation and comparison of three methods of real-time monitoring of the power system voltage stability using synchronized phasor measurement. They are the adaptive Method (AD), the method based on coupled single-port circuit (CP) and the method based on coupled single-port circuit modified (CP-M). These methods perform the estimation of Thevenin equivalent of the circuit parameters seen by specific buses of interest in a power grid. The performance of them are analyzed for constant current and constant impedance loads with different growth profiles. The sensibility of each algorithm for operating over-excitation limiter (OELs) and on-load tap changer (OLTCs) is evaluated. As well as their behavior in the presence of white noise in the phasor provided by the synchronized phasor measurement system. The simulations are performed in the time domain and use two test systems: the modified IEEE 9-bus and the KTH-NORDIC32. The results are analyzed through several comparisons, including: the difference between the magnitude of the load impedance and the magnitude of the equivalent impedance provided for each method; the similarity between the PV curves of the monitored bus and the PV curves of the corresponding equivalent circuit; the proximity of the power margin curve indicated by each algorithm and the actual power margin of the defined bus; and, finally, the difference between the reactive power response factor (RPRF) for each equivalent and the RPRF of the grid seen from the monitored bus.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xiv
Lista de Símbolos	xv
Lista de Abreviaturas	xvii
1 Introdução	1
1.1 Introdução	1
1.2 Motivações	3
1.3 Objetivos	4
1.4 Organização da Dissertação	5
2 Fundamentação Teórica	7
2.1 Introdução	7
2.2 Medição Fasorial Sincronizada	7
2.3 Estabilidade de Sistemas de Potência	9
2.3.1 Estabilidade Eletromecânica	9
2.3.2 Estabilidade de Frequência	10
2.3.3 Estabilidade de Tensão	11
2.4 Teorema da Máxima Transferência de Potência	13
2.5 Margem de Estabilidade de Tensão	14
2.6 Modelo de Carga Dependente da Tensão	15
2.7 Alguns Métodos Propostos para o Monitoramento da Estabilidade de Tensão que Utilizam Medição Fasorial Sincronizada	16
2.7.1 Métodos Baseados em Medição	17
2.7.2 Métodos Baseados em Medição e Modelos de Componentes da Rede Elétrica	18
3 Métodos de Monitoramento da Estabilidade de Tensão que Utili- zam Medição Fasorial Sincronizada	20

3.1	Introdução	20
3.2	Algoritmo de Identificação Adaptativa	21
3.3	Método Baseado no Circuito Equivalente Acoplado de Porta Simples	27
3.4	Método Baseado no Circuito Equivalente Acoplado de Porta Simples Modificado	31
3.4.1	Equivalente Ward Estendido	34
3.4.2	Fator de Mitigação	38
3.4.3	Fator de Resposta da Potência Reativa do Equivalente do Al- goritmo de Identificação Adaptativa	46
4	Avaliação e Comparação dos Métodos	47
4.1	Introdução	47
4.2	Tipos de Carga	50
4.2.1	Caso 1: Cargas do Tipo Corrente Constante	52
4.2.2	Caso 2: Cargas do Tipo Impedância Constante	60
4.2.3	Caso 3: Cargas com Potência Ativa Potência Constante e Potência Reativa Impedância Constante	64
4.3	Avaliação da Sensibilidade dos Métodos em Relação à Atuação do OEL	69
4.3.1	Caso 4: OEL com Carga do Tipo Impedância Constante . . .	69
4.4	Avaliação da Sensibilidade dos Métodos em Relação à Atuação de OLTC	75
4.4.1	Caso 5: OLTC de Modelo Contínuo com Carga do Tipo Cor- rente Constante	76
4.5	Avaliação dos Métodos na Presença de Ruído na Medição Fasorial . .	87
4.5.1	Algoritmo de Identificação Adaptativa na Presença de Ruído .	88
4.5.2	Método Baseado no Circuito Equivalente Acoplado de Porta Simples na Presença de Ruído	90
4.5.3	Método Baseado no Circuito Equivalente Acoplado de Porta Simples Modificado na Presença de Ruído	92
4.6	Avaliação dos Métodos em um Sistema de Médio Porte	95
4.6.1	Características do Sistema Teste KTH-NORDIC32	95
4.6.2	Caso 6: Crescimento da Carga da Barra 1041 com as Cargas do Tipo Corrente Constante	96
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	103
5.1	Conclusões	103
5.2	Trabalhos Futuros	106
	Referências Bibliográficas	108
A	Dados do Sistema Teste IEEE 9-barras Modificado	113

Lista de Figuras

2.1	Visão geral de um sistema de medição fasorial sincronizada	8
2.2	Classificação da estabilidade em sistemas de potência	10
2.3	Circuito equivalente de Thévenin alimentando impedância variável . .	13
3.1	Circuito equivalente de Thévenin	21
3.2	Modelo da rede elétrica com acoplamento mútuo entre as cargas . . .	28
3.3	Circuito equivalente acoplado de porta simples para a i -ésima barra de carga	29
3.4	Circuitos equivalentes acoplados de porta simples	30
3.5	Implementação do equivalente acoplado de porta simples	31
3.6	Impedâncias de acoplamento para cargas tipo I-constante e cresci- mento percentual proporcional	32
3.7	Curvas PV da barra 5 e do equivalente obtido pelo método CP	33
3.8	Rede elétrica dividida em rede interna, barras de fronteira e rede externa	34
3.9	Equivalente Ward estendido	35
3.10	Conceito de fator de resposta da potência reativa do sistema externo	37
3.11	Circuito equivalente acoplado de porta simples	38
3.12	Circuito equivalente com adição de admitância virtual	42
3.13	Circuito equivalente acoplado de porta simples modificado	43
3.14	Implementação do equivalente acoplado de porta simples modificado .	45
4.1	Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 9-barras modificado	48
4.2	Curvas PV para cargas tipo corrente constante	51
4.3	Curvas PV para cargas tipo impedância constante	51
4.4	Crescimento proporcional das cargas tipo corrente constante	52
4.5	Impedância de Thévenin vista da barra 5 para cargas tipo corrente constante com crescimento proporcional	53
4.6	Tensão de Thévenin vista da barra 5 para cargas tipo corrente cons- tante com crescimento proporcional	54
4.7	Fator de mitigação do método CP-M para barra 5	54

4.8	RPRFs e curvas PV dos circuitos equivalentes para cargas tipo corrente constante com crescimento proporcional	55
4.9	Carregamento máximo da barra 5 estimado por cada método para cargas tipo corrente constante com crescimento proporcional	55
4.10	Margem de carregamento da barra 5 estimada por cada método para cargas tipo corrente constante com crescimento proporcional	56
4.11	Intervalo da margem de carregamento utilizado no cálculo do EQM	57
4.12	Parâmetros equivalentes de Thévenin vistos da barra 5 para cargas tipo corrente constante com crescimento não proporcional	58
4.13	Fator de mitigação do método CP-M para a barra 5 para cargas tipo corrente constante com crescimento não proporcional	58
4.14	Margem de carregamento da barra 5 estimada por cada método para cargas tipo corrente constante com crescimento não proporcional	59
4.15	Parâmetros equivalentes de Thévenin vistos da barra 5 para cargas tipo impedância constante com crescimento proporcional	60
4.16	Fator de mitigação do método CP-M para a barra 5 para cargas tipo impedância constante com crescimento proporcional	60
4.17	RPRFs e curvas PV dos circuitos equivalentes para cargas tipo impedância constante com crescimento proporcional	61
4.18	Margem de carregamento da barra 5 para cargas tipo impedância constante com crescimento proporcional	62
4.19	Parâmetros equivalentes de Thévenin vistos da barra 5 para cargas tipo impedância constante com crescimento não proporcional	62
4.20	Carregamento máximo da barra 5 estimado por cada método para cargas tipo impedância constante com crescimento não proporcional	63
4.21	Crescimento proporcional das cargas do tipo considerado mais realístico	64
4.22	Impedância equivalente vista da barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento proporcional	65
4.23	Tensão equivalente vista da barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento proporcional	65
4.24	Fator de mitigação do método CP-M para a barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento proporcional	66
4.25	RPRFs e curvas PV dos circuitos equivalentes para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento proporcional	66
4.26	Carregamento máximo e margem de carregamento da barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento proporcional	67
4.27	Parâmetros equivalentes de Thévenin da barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento não proporcional	68

4.28	Carregamento máximo e margem de carregamento da barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento não proporcional	68
4.29	Comportamento da tensão nas barras de carga para atuação do OEL da máquina 2	70
4.30	Efeito da atuação do OEL da máquina da barra 2 na estimação dos parâmetros equivalentes de Thévenin	71
4.31	RPRFs e curvas PV dos circuitos equivalentes para atuação do OEL da máquina 2	72
4.32	Fator de mitigação do método CP-M para a barra 5 para atuação do OEL da máquina 2	72
4.33	Desempenho do algoritmo AD para $k = 0.001$ com atuação do OEL da máquina 2	73
4.34	Re-sintonização do algoritmo AD para atuação do OEL da máquina 2	74
4.35	Carregamento máximo da barra 5 para atuação do OEL da máquina 2	75
4.36	Modelo acoplado para o IEEE 9-barras modificado com OLTCs . . .	76
4.37	Comportamento da tensão para atuação dos OELs e dos OLTCs . . .	77
4.38	Curvas PV das barras de carga	77
4.39	Operação dos dispositivos de controle de tensão	78
4.40	Fator de mitigação do método CP-M para cada barra para atuação dos OELs e dos OLTCs	79
4.41	Impedância equivalente de Thévenin com o método AD re-sintonizado em $t = 324$ s	80
4.42	Tensão equivalente de Thévenin com o método AD re-sintonizado em $t = 324$ s	81
4.43	RPRF com o método AD re-sintonizado em $t = 324$ s	82
4.44	Diferenças entre os RPRFs para o método AD re-sintonizado em $t = 324$ s	84
4.45	Margem de carregamento estimada por cada método com e sem o método AD re-sintonizado em $t = 324$ s	86
4.46	Detalhes do fasor de tensão da barra 5 para adição de ruído branco (SNR = 80 dB)	88
4.47	Desempenho do algoritmo AD na presença de ruído	89
4.48	Margens de carregamento fornecidas pelo algoritmo AD para diferentes SNRs	90
4.49	Curvas PV para os equivalentes do algoritmo AD sob diferentes SNRs	90
4.50	Desempenho do método CP na presença de ruído	91
4.51	Margens de carregamento fornecidas pelo método CP para diferentes SNRs	91

4.52	RPRFs do sistema vistos da barra 5 para diferentes SNRs	92
4.53	Fator de mitigação do método CP-M na presença de ruído	93
4.54	Impedância equivalente do método CP-M na presença de ruído	93
4.55	Tensão equivalente do método CP-M na presença de ruído	94
4.56	Margens de carregamento fornecidas pelo método CP-M na presença de ruído	94
4.57	Sistema teste KTH-NORDIC32	95
4.58	Parâmetros das barras de carga	97
4.59	Fator de mitigação do método CP-M para a barra 1041	98
4.60	Efeito da atuação do OEL da máquina da barra 2 na estimação dos parâmetros de Thévenin	99
4.61	Efeito da re-sintonização nos parâmetros estimados pelo método AD .	100
4.62	RPRFs e curvas PV dos circuitos equivalentes	101
4.63	Margem de carregamento estimada para a barra 1041	102
A.1	Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 9-barras modificado	114
A.2	Diagrama de blocos do regulador automático de tensão tipo II	116
A.3	Diagrama de blocos do regulador de velocidade tipo II	116
A.4	Diagrama de blocos do limitador de corrente de sobre-excitação	116
A.5	Diagrama de blocos do OLTC	116
A.6	Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 9-barras modificado com OLTCs	117

Lista de Tabelas

4.1	Crescimento de carga percentual proporcional	50
4.2	Crescimento de carga percentual não proporcional	50
4.3	Erros quadráticos médios das margens de carregamento	57
4.4	Erros quadráticos médios das margens de carregamento	59
4.5	Erros quadráticos médios das margens de carregamento	62
4.6	Erros quadráticos médios das margens de carregamento	63
4.7	Erros quadráticos médios das margens de carregamento	67
4.8	Erros quadráticos médios das margens de carregamento	69
4.9	Erros quadráticos médios das margens de carregamento	85
4.10	Relações sinal-ruído usadas por algumas referências	88
4.11	Erros quadráticos médios das margens de carregamento	89
4.12	Erros quadráticos médios das margens de carregamento	94
4.13	Erros quadráticos médios das margens de carregamento	102
A.1	Dados das barras	113
A.2	Dados das linhas de transmissão	114
A.3	Dados dos transformadores	114
A.4	Dados das máquinas síncronas	115
A.5	Dados dos reguladores automáticos de tensão	115
A.6	Dados dos reguladores de velocidade	115
A.7	Dados dos limitadores de corrente de sobre-excitação	115
A.8	Dados dos OLTCs	116

Lista de Símbolos

$BF_{AD,i}$	Fator de resposta da potência reativa do circuito equivalente do algoritmo adaptativo para a barra i , p. 46
$BF_{eq,i}$	Fator de resposta da potência reativa do circuito equivalente da barra i , p. 42
$BF_{eq,i}^M$	Fator de resposta da potência reativa do circuito equivalente modificado da barra i , p. 43
$BF_{sistema,i}$	Fator de resposta da potência reativa do sistema visto da barra i , p. 37
$Margem_i$	Margem de estabilidade de tensão da barra i , p. 15
$Margem_{sistema}$	Margem de estabilidade de tensão do sistema, p. 15
α	Constante para o tipo de carga da potência ativa, p. 15
$\bar{S}_{Lmax,i}$	Potência aparente máxima da barra i , p. 15
\bar{Z}_{Th}	Impedância equivalente de Thévenin, p. 14
$\bar{Z}_{acoplamento,i}$	Impedância de acoplamento entre as cargas do método acoplado de porta simples para a barra i , p. 29
$\bar{Z}_{eq,i}$	Impedância equivalente do método acoplado de porta simples para a barra i , p. 29
$\bar{\beta}_{ji}$	Fator de proporcionalidade entre as potências aparentes das barras j e i , p. 29
β	Constante para o tipo de carga da potência reativa, p. 15
ϵ_{inf}	Limite inferior da parcela de correção do algoritmo adaptativo, p. 25
ϵ_{lim}	Parcela de correção do algoritmo adaptativo, p. 25

ϵ_{sup}	Limite superior da parcela de correção do algoritmo adaptativo, p. 25
γ_i	Direção de variação da carga da barra i , p. 40
λ	Fator de carregamento do fluxo de potência continuado, p. 29
\vec{E}_{Th}	Tensão equivalente de Thévenin, p. 18
$\vec{E}_{eq,i}$	Tensão equivalente do método acoplado de porta simples para a barra i , p. 29
$\vec{E}_{eq,i}^M$	Tensão equivalente do método acoplado de porta simples modificado para a barra i , p. 43
$\vec{V}_{Linha,i}$	Queda de tensão na impedância do ramo equivalente i , p. 41
$\vec{Z}_{eq,i}^M$	Impedância equivalente do método acoplado de porta simples modificado para a barra i , p. 43
k	Parâmetro de sintonia do algoritmo adaptativo, p. 25

Lista de Abreviaturas

AD	<i>Adaptive Method</i> , p. 4
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i> , p. 5
CP-M	<i>Method Based on Coupled Single-port Circuit Modified</i> , p. 4
CPF	<i>Continuation Power Flow</i> , p. 48
CP	<i>Method Based on Coupled Single-port Circuit</i> , p. 3
Cigré	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i> , p. 95
DPC	<i>Phasor Data Concentrator</i> , p. 7
EHV	<i>Extra High Voltage</i> , p. 22
EQM	Erro Quadrático Médio, p. 56
GPS	<i>Global Positioning System</i> , p. 7
HVDC	<i>High-voltage Direct Current</i> , p. 12
I-constante	Corrente constante, p. 49
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> , p. 29
MTP	Ponto de Máxima Transferência de Potência, p. 2
OEL	<i>Over-excitation Limiter</i> , p. 3
OLTC	<i>On-load Tap Changer</i> , p. 5
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i> , p. 3
PSAT	<i>Power System Analysis Toolbox</i> , p. 47
PV	Potência ativa \times Tensão, p. 2
RPRF	<i>Reactive Power Response Factor</i> , p. 4

SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i> , p. 3, 21
SNR	<i>Signal-to-noise Ratio</i> , p. 87
TG	<i>Turbine Governor</i> , p. 5
TVE	<i>Total Vector Error</i> , p. 87
V-Q	Tensão \times Potência reativa, p. 37
Z-constante	Impedância constante, p. 49
ZIP	Impedância-Corrente-Potência, p. 44
dB	Decibéis, p. 87
pu	por unidade, p. 52

Capítulo 1

Introdução

1.1 Introdução

Os sistemas de energia elétrica desde os seus primórdios vivem um processo contínuo de evolução que permitiu ao longo das décadas o atendimento a um número cada vez maior de pessoas. Os sistemas elétricos de potência são divididos basicamente em geração, transmissão e distribuição. Na geração é realizada a conversão de diversas formas de energia disponíveis na natureza, como a energia potencial da água armazenada em represas, a energia cinética dos ventos, a energia calorífica presente nos combustíveis fósseis, etc., em energia elétrica. A geração é realizada, normalmente, junto a fonte primária que na maioria das vezes está distante dos centros de consumo. A transmissão é responsável por levar essa energia aos locais onde ela será usada com as menores perdas e custos possíveis. O sistema de distribuição recebe a energia da transmissão e realiza sua entrega aos consumidores de modo seguro e com a qualidade necessária para sua utilização.

A energia elétrica hoje tem papel fundamental na vida das pessoas e por isso deve ter seu fornecimento realizado de modo contínuo e respeitando certos requisitos de qualidade. Para que isso seja possível as empresas do setor elétrico investem cada vez mais em monitoramento, proteção, controle e automação, buscando manter seus índices operacionais dentro dos limites definidos pelas agências reguladoras.

Nesse contexto uma das características que precisam ser mantidas em um sistema elétrico é a estabilidade de tensão. A diminuição ou aumento no valor da tensão pode levar ao mau funcionamento de máquinas e de equipamentos e em certas situações causar prejuízos financeiros aos consumidores. A estabilidade de tensão pode ser definida como a habilidade do sistema de potência em manter um perfil de tensões adequado, tanto em condições normais de operação quanto após a ocorrência de perturbações. Ela depende da capacidade de manutenção do equilíbrio entre geração e consumo em um sistema elétrico [1].

As crescentes restrições de expansão do sistema, a penetração de fontes de geração intermitentes e o uso mais intenso da rede de transmissão devido ao crescimento da demanda por energia elétrica têm tornado o monitoramento da estabilidade de tensão uma ferramenta importante para operação segura das redes elétricas [2].

Nos últimos anos o desenvolvimento dos sistemas de medição fasorial sincronizada tem permitido a realização de estudos para obtenção de algoritmos de monitoramento *on-line* da estabilidade de tensão. A essência desses algoritmos está na utilização dos fasores medidos em diferentes pontos da rede e sincronizados no tempo para estimação contínua do circuito equivalente de Thévenin visto de determinadas barras de interesse.

Após a estimação dos parâmetros do circuito equivalente, a proximidade da instabilidade pode ser monitorada, por exemplo, pela comparação instante a instante da distância entre as impedâncias de Thévenin e da carga. Sabe-se que a instabilidade de tensão normalmente ocorre após o ponto de máxima transferência de potência (MTP) que é o ponto onde os módulos das impedâncias do circuito equivalente e da carga se igualam [3]. É importante salientar que ao alcançar o MTP o sistema não é necessariamente instável em relação à tensão. A igualdade das impedâncias indica, apenas, que o sistema está muito próximo do ponto de instabilidade [4].

A distância entre um ponto de operação qualquer e o MTP pode ser medida pela margem de estabilidade de tensão ou margem de carregamento que é definida como a quantidade de potência que deve aumentada em uma determinada barra de carga para que a mesma atinja o MTP, ou de outra forma, é a distância, no eixo horizontal da curva PV, entre o ponto de operação atual e a "ponta do nariz". É possível calcular a margem de carregamento a partir dos parâmetros de Thévenin obtidos pelos algoritmos. Ela será tanto mais exata quando melhor for a estimação dos mesmos. Logo, o principal desafio para o correto monitoramento da proximidade da estabilidade de tensão passou a ser a identificação do circuito equivalente.

O circuito equivalente obtido para cada ponto de operação da rede elétrica usando os métodos de estimação dos parâmetros, embora seja chamado de circuito equivalente de Thévenin em todo o texto e na literatura é numericamente diferente do circuito equivalente de Thévenin que seria obtido para cada ponto de operação aplicando a metodologia adotada para o cálculo do mesmo em circuitos elétricos lineares, conforme demonstrado em [5]. Os equivalentes estimados para o monitoramento da proximidade da instabilidade de tensão são apenas circuitos equivalentes inspirados no equivalente de Thévenin da teoria dos circuitos elétricos lineares. A demonstração dessa afirmação pode ser encontrada em [5] e não faz parte do escopo do presente trabalho.

Os métodos para obtenção do equivalente podem ser divididos em duas classes: métodos baseados apenas em medição e métodos baseados em medição e modelos

de componentes da rede elétrica. Os fundamentados em medição utilizam apenas os fasores de tensão e de corrente de barras de carga para calcular os parâmetros equivalentes. Os baseados em medição e em modelos usam além dos dados da medição fasorial, o conhecimento da topologia da rede elétrica, normalmente disponível nos sistemas de supervisão SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*). As técnicas que fazem uso da topologia do sistema são consideradas mais robustas, mas a necessidade de informações do sistema SCADA, que possui tempo de atualização da ordem de segundos, pode ser considerada uma desvantagem em relação às técnicas alicerçadas apenas em medição.

No presente trabalho de mestrado, pretende-se comparar os desempenhos de três métodos propostos para o monitoramento da estabilidade de tensão. Um deles baseado em medição e dois outros baseados em medição e informação da topologia da rede.

1.2 Motivações

O desenvolvimento de métodos para o monitoramento da estabilidade de tensão que utilizam apenas medição fasorial sincronizada para estimar os parâmetros do circuito equivalente de Thévenin e a partir dele acompanhar a proximidade do ponto de máxima transferência de potência [6–8] levou ao surgimento de questionamentos em relação à validade de algumas das premissas adotadas.

Em [9, 10], afirma-se que não é correto assumir que os parâmetros do equivalente permanecem constantes entre duas medidas consecutivas de PMU (*Phasor Measurement Unit*), pois, durante o processo de instabilidade de tensão a rede elétrica passa por mudanças como chaveamento de capacitores *shunt*, desligamento de linhas de transmissão, atuação de limitadores de corrente de sobre-excitação (OELs), etc., que tornam essa premissa inválida. Além disso, os métodos baseados apenas em medição não seriam capazes de perceber as mudanças ocorridas em cargas adjacentes e por isso, o equivalente não representaria corretamente o sistema visto da barra monitorada [10].

Com o objetivo de superar tais problemas foi proposto em [10], o método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples (CP) que utiliza informações da topologia da rede elétrica e de dados de medição fasorial sincronizada para obter o circuito equivalente de Thévenin. O algoritmo foi avaliado usando a técnica do fluxo de potência continuado com crescimento de carga idêntico para todas as barras.

Posteriormente em [11–13], demonstra-se que o método CP subestima a margem de estabilidade de tensão se a taxa de crescimento das cargas não for a mesma para todas as barras. Para mitigar a deficiência encontrada sugere-se utilizar o conceito de equivalente Ward para corrigir o circuito equivalente de modo a fazê-lo ter o

mesmo fator de resposta da potência reativa (RPRF) da rede elétrica vista da barra de interesse. Em [11], adiciona-se uma reatância série ao circuito equivalente que é calculada a partir do equivalente Ward estendido da rede, assumindo que a carga é o sistema interno, a barra de carga é a barra de fronteira e o restante da rede o sistema externo. Os resultados obtidos com o novo equivalente não são considerados plenamente confiáveis.

Então, em [12, 13], sugere-se a correção do circuito equivalente através de um fator de mitigação que torna o RPRF do equivalente igual ao da rede vista da barra monitorada. O fator de correção é obtido utilizando o conceito de equivalente Ward estendido do sistema elétrico. E o algoritmo modificado é chamado de método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples modificado (CP-M). Os resultados obtidos são considerados mais exatos que os encontrados em [9, 11].

Diante das diferenças de implementação e de ferramentas utilizadas pelos autores para validar alguns desses métodos, surgiu a ideia avaliar o algoritmo de identificação adaptativa (AD) [8], o método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples (CP) [10] e o método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples modificado (CP-M) [12, 13] para os mesmos estudos de caso e usando as mesmas ferramentas gráficas na avaliação dos resultados.

1.3 Objetivos

No presente trabalho de mestrado, pretende-se avaliar o algoritmo de identificação adaptativa (AD), o método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples (CP) e o método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples modificado (CP-M) propostos para o monitoramento *on-line* da estabilidade de tensão. As abreviaturas adotadas para os métodos AD e CP são as mesmas que foram utilizadas em [14] e a do método CP-M foi derivada da última.

O objetivo principal da dissertação é avaliar os três algoritmos utilizando as ferramentas gráficas que foram usadas para validação individual de cada método. O algoritmo AD foi validado verificando-se o ponto de cruzamento da reatância estimada com o módulo da impedância da carga e um indicador de risco de instabilidade de tensão calculado pela divisão da reatância estimada pelo módulo da impedância da carga [8]. O método CP foi avaliado pela margem de carregamento estimada a partir do equivalente obtido [10]. E o método CP-M foi testado usando-se a margem de carregamento e a curva PV obtida a partir dos parâmetros equivalentes [12]. Além dessas ferramentas será realizada a comparação do fator de resposta da potência reativa (RPRF) de cada equivalente com o obtido para a rede elétrica vista da barra monitorada.

As simulações serão realizadas no domínio do tempo considerando os modelos

dinâmicos para as máquinas síncronas, os reguladores de velocidade (TGs), os reguladores automáticos de tensão (AVRs), os limitadores de corrente de sobre-excitação (OELs) e os transformadores com mudança de tape sob carga (OLTCs). Os métodos AD e CP foram analisados em tais condições em [5, 8, 14–16] e [14], respectivamente. O algoritmo CP-M foi validado usando apenas a técnica do fluxo de potência continuado.

O desempenho dos métodos será verificado para cargas dos tipos corrente constante e impedância constante com diferentes perfis de crescimento. A sensibilidade de cada algoritmo para operação de limitadores de corrente de sobre-excitação (OELs) e de transformadores com mudança de tape sob carga (OLTCs) será avaliada. Assim como, o desempenho na presença de ruído branco nos fasores medidos. As simulações serão efetuadas usando sistemas teste de pequeno e de médio porte.

1.4 Organização da Dissertação

O texto da presente dissertação está dividido em cinco capítulos, referências bibliográficas e apêndice. O conteúdo de cada capítulo será descrito seguir:

Capítulo 1 - É feita uma breve introdução à estabilidade de tensão e aos métodos propostos para o seu monitoramento em tempo real. São expostas as motivações para realização do presente trabalho e são apresentados os objetivos da dissertação.

Capítulo 2 - Nesse capítulo é realizada a fundamentação teórica do trabalho. O conceito de medição fasorial é apresentado. Em seguida descreve-se a classificação da estabilidade de sistemas de potência com enfoque na estabilidade de tensão. São apresentados alguns métodos propostos para o monitoramento da estabilidade de tensão baseados em medição fasorial, o teorema da máxima transferência de potência, a definição de margem de estabilidade de tensão e o modelo de carga dependente da tensão.

Capítulo 3 - São detalhados os fundamentos teóricos do algoritmo de identificação adaptativa, do método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples e do método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples modificado.

Capítulo 4 - São apresentados os resultados das simulações realizadas. Inicialmente são descritos os tipos de carga utilizados e a forma como o carregamento será aumentado durante as simulações. Os métodos são testados em seis casos distintos. Nos casos 1 e 2 são avaliados os desempenhos para cargas do tipo corrente constante e impedância constante, respectivamente. No caso 3, verifica-se os desempenhos dos métodos quando as cargas são modeladas com potência ativa tipo corrente constante e com potência reativa tipo impedância constante. A avaliação da sensibilidade dos algoritmos para atuação de limitadores de sobre-excitação é feita no caso 4. No caso 5, analisa-se a percepção dos métodos para operação de OELs e de transformado-

res com mudança de tape sob carga. E no caso 6, simula-se o monitoramento da estabilidade em um sistema teste de médio porte. Por fim, os métodos são testados considerando a presença de ruído branco na medição fasorial.

Capítulo 5 - São apresentadas as conclusões do trabalho de comparação dos métodos e são indicadas duas possibilidades de realização trabalhos futuros identificadas durante o desenvolvimento da pesquisa.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

2.1 Introdução

No presente capítulo será feita uma breve fundamentação teórica que servirá de suporte para compreensão de três dos métodos propostos para o monitoramento da estabilidade de tensão, que serão descritos no Capítulo 3 e avaliados no Capítulo 4. Inicialmente, apresenta-se o conceito de medição fasorial sincronizada e a classificação de estabilidade de sistemas de potência, destacando-se a estabilidade de tensão. Em seguida, demonstra-se o teorema da máxima transferência de potência, define-se a relação utilizada para o cálculo da margem de estabilidade de tensão e faz-se a exposição do modelo de carga dependente da tensão. Na última seção do capítulo, descrevem-se alguns métodos propostos para o monitoramento da estabilidade de tensão que são baseados em medição fasorial sincronizada.

2.2 Medição Fasorial Sincronizada

Os sistemas de medição fasorial sincronizada permitem a medição do módulo e do ângulo de fasores de tensão e de corrente em pontos geograficamente afastados utilizando a mesma referência de tempo. Eles se tornaram tecnicamente viáveis na década de 1990 com o desenvolvimento do sistema GPS (*Global Positioning System*) no qual satélites enviam sinais de pulso a cada segundo para receptores na Terra. Esse sistema foi então aplicado para sincronização de fasores medidos em diferentes localidades.

O sistema é basicamente composto das unidades de medição fasorial, PMUs, do concentrador de dados de medição, DPC (*Phasor Data Concentrator*) e dos canais de comunicação. Na Figura 2.1 é exibida a visão geral de um sistema de medição fasorial sincronizada.

As PMUs são os elementos mais básicos do sistema. Elas recebem os sinais

analógicos de tensão e de corrente fornecidos pelos transformadores de instrumentos e realizam a conversão analógica/digital de acordo com os pulsos de sincronização recebidos do sistema GPS. A partir dos fasores trifásicos são calculadas as componentes de sequência positiva da tensão e da corrente elétrica.

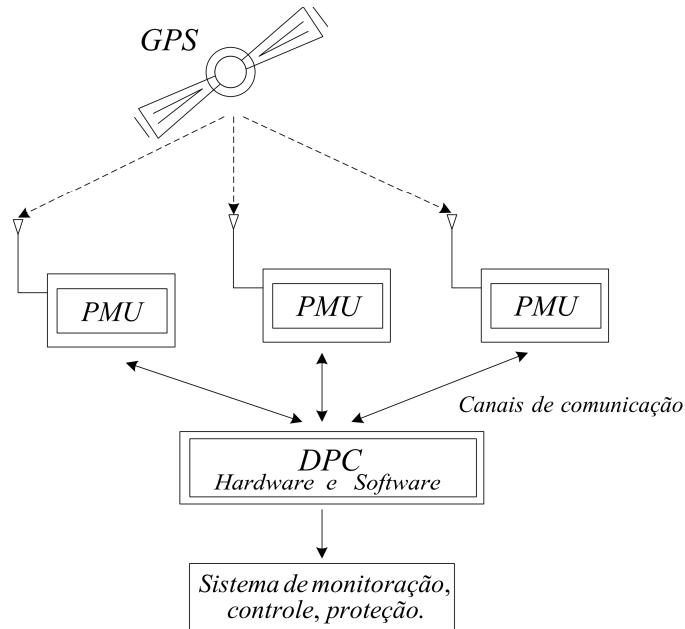


Figura 2.1: Visão geral de um sistema de medição fasorial sincronizada [16]

Os fasores de sequência positiva são, então, enviados para o concentrador de dados de medição através de canais de comunicação que conectam as PMUs aos PDCs. Normalmente utiliza-se a Internet e/ou a rede corporativa da empresa para transmissão dos dados.

O concentrador é responsável por receber os fasores fornecidos pelas PMUs a ele subordinadas, ordená-los tratando eventuais falhas na transmissão, armazená-los e disponibilizá-los para aplicações de monitoramento em tempo real da segurança da operação do sistema elétrico. Os dados armazenados também podem ser usados na análise de perturbações pós-falta, avaliação de contingências *off-line*, etc.

A aplicação dos fasores no monitoramento em tempo real da rede elétrica exige que o sistema de medição possua alta confiabilidade de modo a garantir sua continuidade operacional. O PDC deve apresentar excelente desempenho computacional, capacidade de comunicação com PMUs de diferentes fabricantes e fácil integração com aplicações que utilizam as grandezas medidas. Os canais de comunicação devem possuir alta imunidade a ruídos, largura de banda suficiente e com disponibilidade contínua, inclusive para o reenvio de dados quando necessário, etc.

O foco principal do presente trabalho é a análise de métodos que utilizam dados provenientes de sistemas de medição fasorial sincronizada para o monitoramento da proximidade da instabilidade de tensão. Nesta seção foi feita uma descrição

genérica do funcionamento do sistema de medição. O detalhamento do mesmo pode ser encontrado em referências como [17–20].

2.3 Estabilidade de Sistemas de Potência

A estabilidade de sistemas de potência pode ser definida como a capacidade do sistema, para um determinado ponto inicial de operação, convergir para um novo ponto de equilíbrio, no qual a maioria de suas variáveis permanecem dentro de limites operacionais aceitáveis mantendo o sistema praticamente inalterado, após a ocorrência de uma determinada perturbação física. Ela é essencialmente um único problema que é influenciado por diferentes fatores, por isso para ser convenientemente estudada é classificada considerando os seguintes aspectos [1]:

- A natureza física da variável na qual a instabilidade é observada. Nesse caso, ela é dividida em estabilidade de ângulo (rotor), de tensão e de frequência;
- A intensidade da perturbação considerada que determina o método de análise a ser utilizado. Nesse caso, as perturbações são classificadas em pequenas (pequenas variações de carga, atuação de controladores contínuos e discretos, etc.) e grandes perturbações (faltas, desligamentos de linhas de transmissão, perda de geração, etc.);
- Os equipamentos, os processos e o intervalo de tempo necessário para a correta identificação das variáveis envolvidas no fenômeno da instabilidade. Nesse aspecto ela é separada em estabilidade de curto e de longo prazos.

As definições de estabilidade adotadas no presente trabalho são provenientes da referência [1], bem como a Figura 2.2, na qual é sintetizada as subdivisões do problema da estabilidade de sistemas de potência.

2.3.1 Estabilidade Eletromecânica

A estabilidade angular está associada a habilidade de um sistema elétrico interligado manter suas máquinas em sincronismo, após o acontecimento de uma perturbação. Ela é decomposta em estabilidade angular de pequenos sinais e estabilidade transitória.

A estabilidade angular de pequenos sinais é fortemente influenciada pelo ponto inicial de operação a partir do qual o distúrbio aconteceu. Seu estudo pode ser realizado por meio de métodos de análise de sistemas lineares, para isso é necessário linearizar o sistema no ponto de operação sob exame. O intervalo de tempo de

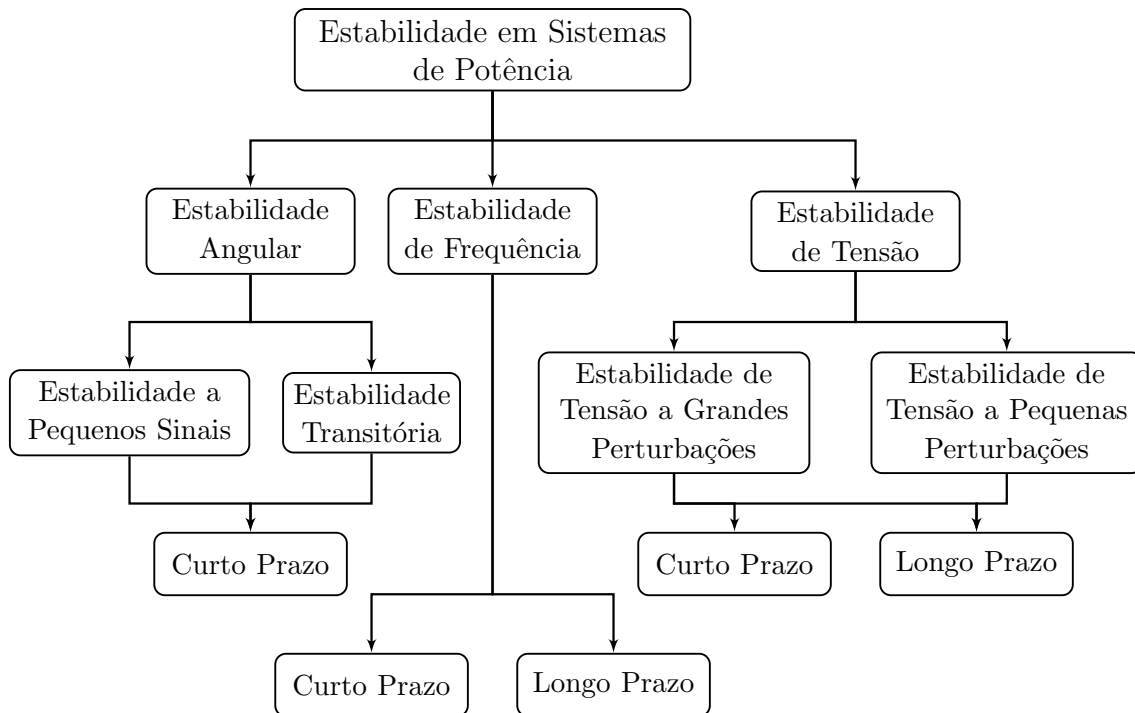


Figura 2.2: Classificação da estabilidade em sistemas de potência [1]

interesse vai de 10 a 20 s, a partir do início da perturbação, ou seja, é um fenômeno de curto prazo [1].

Na estabilidade angular transitória são analisados os efeitos de grandes distúrbios, como por exemplo, faltas, perda de linhas de transmissão e desligamentos de geração. Essas ocorrências provocam expressivas variações dos ângulos dos rotores dos geradores, dos fluxos de potência, do valor da tensão nas barras, etc. O fenômeno é fortemente influenciado pelas não linearidades dos sistemas elétricos e também depende ponto de operação inicial da rede elétrica. Ele é percebido nos primeiros segundos após a perturbação. O intervalo de tempo de interesse é de 3 a 5 s, que pode ser estendido para 10 a 20 s em sistemas de grande porte [1]. Para seu estudo é necessário realizar simulações no domínio do tempo resolvendo as equações diferenciais que modelam as dinâmicas do sistema.

2.3.2 Estabilidade de Frequência

A estabilidade de frequência é a habilidade de um sistema elétrico manter sua frequência estável, após a ocorrência de uma grande perturbação que provocou um considerável desequilíbrio entre geração e carga, com a menor perda de carga involuntária possível. Esse tipo de instabilidade normalmente é precedida de expressivas variações na frequência, nos fluxos de potência, no valor da tensão nas barras, etc. O fenômeno pode ser de curto prazo, alguns segundos, como no caso do ilhamento de uma parte do sistema que não possua capacidade de gerar toda a energia necessária

para suprir suas carga ou de longo prazo, como por exemplo, a instabilidade causada por problemas no controle de sobre-velocidade de turbinas a vapor que pode durar de dezenas de segundos a alguns minutos [1].

2.3.3 Estabilidade de Tensão

A estabilidade de tensão pode ser definida como a habilidade de um sistema elétrico manter seu perfil de tensão dentro de limites previamente especificados, após ser submetido a uma perturbação, para uma condição inicial de operação definida [1]. Ela também pode ser tratada como um problema de estabilidade da carga, que para uma dada barra de transmissão pode ser o sistema de subtransmissão, o de distribuição ou um grande consumidor [4]. A estabilidade de tensão é considerada um processo dinâmico diretamente associado à resposta das cargas em relação as variações da tensão nas barras do sistema.

Após o acontecimento de um distúrbio como crescimento de carga, saída de linha de transmissão, perda de geração, etc., observa-se que o sistema não consegue atender a demanda por energia reativa, em algumas áreas, provocando a queda lenta e progressiva do perfil de tensão de algumas barras de carga da rede elétrica. Em resposta a isso, os dispositivos de controle de tensão (OLTCs, OELs, etc.) tentam restaurar os níveis de tensão nestas barras. A elevação da tensão restabelece as potências das cargas, agravando o problema da diminuição da tensão nas barras de alta tensão, que é refletido para as barras de baixa tensão, em um processo de realimentação, até que os controles alcancem seus limites de atuação.

A seqüência de eventos descrita leva o sistema elétrico ao colapso de tensão que é caracterizado pela redução progressiva e incontrolável da tensão das barras de uma determinada área do sistema. Esse evento é resultado da perda da capacidade da rede elétrica em manter a tensão dentro dos limites operacionais definidos.

Além da instabilidade caracterizada pela diminuição gradativa da tensão. A possibilidade de instabilidade por sobretensão também existe e é provocada pelo comportamento capacitivo de linhas de transmissão, em EHV, operando abaixo de sua potência natural, e pela atuação de limitadores de sub-excitação, impedindo que máquinas síncronas absorvam esses excessos de potência reativa. Nota-se que nesse caso a instabilidade está associada ao mau funcionamento do sistema de transmissão em conjunto o de geração em condições de baixo carregamento [1].

A instabilidade de tensão pode durar de alguns segundos até vários minutos e depende basicamente da capacidade de manutenção ou restauração do equilíbrio entre geração e carga. Ela está associada principalmente à capacidade de suporte de reativos e às condições de carregamento do sistema de transmissão [4].

O fenômeno é classificado, Figura 2.2, em relação a intensidade do distúrbio que

inciou o processo de instabilidade, em estabilidade de tensão a grandes perturbações e a pequenas perturbações. E quanto ao tempo de desencadeamento do fenômeno em estabilidade de tensão de curto prazo ou transitória e de longo prazo. Essa classificação será detalhada a seguir.

Estabilidade de Tensão a Grandes Perturbações

Está associada à capacidade do sistema permanecer estável em relação a tensão, após sofrer uma grande perturbação como faltas, desligamentos de linhas de transmissão, perdas de geração, etc. Ela é fortemente influenciada pelas características das cargas e pela ação dos dispositivos de controle. Em sua análise é fundamental considerar as dinâmicas não lineares do sistema, em simulações que durem tempo suficiente para que se possa observar as interações dos dispositivos de ação lenta, como OLTCs, OELs, motores de indução, etc. O intervalo de interesse vai de alguns segundos a dezenas de minutos [1].

Estabilidade de Tensão a Pequenas Perturbações

A estabilidade de tensão a pequenas perturbações é provocada por pequenos distúrbios como o crescimento da carga do sistema. Ela é influenciada pelas características das cargas e pela ação dos dispositivos de controle contínuos e discretos. Seu estudo pode ser realizado por meio de ferramentas de análise de sistemas lineares sendo, para isso, necessário linearizar o sistema no ponto de operação de interesse. A análise linear permite a obtenção de informações de sensibilidade, ou seja, fornece a identificação dos fatores que influenciam na instabilidade de tensão daquele ponto de operação. Para verificação do efeito das dinâmicas não lineares é preciso utilizar simulações no domínio do tempo. As análises são complementares [1].

Estabilidade de Tensão de Curto Prazo ou Transitória

A estabilidade de tensão de curto prazo ocorre em um intervalo de tempo que varia entre 0 e 10 s e envolve dispositivos de ação rápida como: motores de indução, cargas controladas eletronicamente, elos HVDC em redes fracas, etc. Normalmente a diferença em relação a estabilidade angular não é muito clara. Observa-se que a tensão decai mais rapidamente que a frequência fazendo as proteções de subtensão atuarem antes das proteções de subfrequência. Na análise do fenômeno é fundamental considerar o comportamento dinâmico do sistema e das cargas [4].

Estabilidade de Tensão de Longo Prazo

A estabilidade de tensão de longo prazo acontece em cerca de 2 a 3 minutos e é provocada por fenômenos de ação lenta como: crescimento da transferência ou da

importação de potência por linhas de transmissão sobrecarregadas, aumento progressivo da carga em regiões muito carregadas, limitação da capacidade de geração de energia reativa, atuação de limitadores de sobre-excitação, restauração da tensão em barras de distribuição por transformadores com mudança de tape sob carga, operação de reguladores de tensão, etc. [4]. O intervalo de interesse em estudos da estabilidade de longo prazo vai de alguns a vários minutos. E a utilização de simulações no domínio do tempo permite a compreensão da dinâmica do fenômeno [1].

Os métodos de monitoramento da proximidade da estabilidade de tensão analisados na presente dissertação são aplicáveis a estabilidade de tensão de longo prazo.

2.4 Teorema da Máxima Transferência de Potência

O teorema da máxima transferência de potência (MTP) trata da transferência de potência de uma fonte de tensão não ideal para uma carga variável. Uma fonte real pode ser descrita por uma fonte de tensão ideal em série com uma impedância, que representa sua impedância interna. O equivalente de Thévenin é análogo ao modelo de fonte de tensão, uma fonte de tensão ideal em série com uma impedância são utilizadas para representar a rede elétrica vista de determinado ponto do sistema. Na Figura 2.3 é mostrado o circuito equivalente de Thévenin alimentando uma impedância variável.

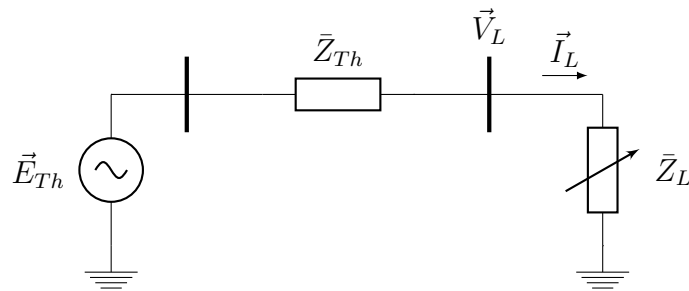


Figura 2.3: Circuito equivalente de Thévenin alimentando impedância variável

Após a obtenção do modelo equivalente de Thévenin visto de determinada barra de carga, aplica-se o teorema da MTP para encontrar a condição para qual a transferência de potência aparente é máxima. O módulo da potência complexa consumida pela impedância de carga pode ser obtido da expressão (2.1).

$$|\bar{S}_L| = |\vec{V}_L \vec{I}_L^*| = \left| \left(\frac{\vec{E}_{Th}}{\bar{Z}_{Th} + \bar{Z}_L} \right)^2 \bar{Z}_L \right| \quad (2.1)$$

onde,

$$\vec{E}_{Th} = |\vec{E}_{Th}| e^{j\theta_e} \quad (2.2)$$

$$\bar{Z}_{Th} = |\bar{Z}_{Th}| e^{j\theta_s} \quad (2.3)$$

$$\bar{Z}_L = |\bar{Z}_L| e^{j\theta_L} \quad (2.4)$$

substituindo-se (2.2), (2.3) e (2.4) em (2.1) e desenvolvendo-se a equação resultante chega-se a:

$$|\bar{S}_L| = \frac{|\bar{Z}_L|}{|\bar{Z}_{Th}|^2 + |\bar{Z}_L|^2 + 2|\bar{Z}_{Th}||\bar{Z}_L|\cos(\theta_L - \theta_s)} |\vec{E}_{Th}|^2 \quad (2.5)$$

Assumindo-se $|\vec{E}_{Th}|$, $|\bar{Z}_{Th}|$, θ_s e θ_L constantes. Pode-se obter o ponto em que a potência entregue a carga é máxima calculando a derivada de $|\bar{S}_L|$ em relação a $|\bar{Z}_L|$.

$$\frac{d|\bar{S}_L|}{d|\bar{Z}_L|} = \frac{|\bar{Z}_{Th}|^2 - |\bar{Z}_L|^2}{\left(|\bar{Z}_{Th}|^2 + |\bar{Z}_L|^2 + 2|\bar{Z}_{Th}||\bar{Z}_L|\cos(\theta_L - \theta_s)\right)^2} |\vec{E}_{Th}|^2 = 0 \quad (2.6)$$

Logo, a máxima transferência de potência ocorrerá quando os módulos das impedâncias da carga e do equivalente de Thévenin forem iguais, $|\bar{Z}_L| = |\bar{Z}_{Th}|$. Aplicando-se esse resultado à equação (2.5), resulta em

$$\begin{aligned} |\bar{S}_{Lmax}| &= \frac{|\bar{Z}_{Th}|}{2|\bar{Z}_{Th}|^2 + 2|\bar{Z}_{Th}|^2\cos(\theta_L - \theta_s)} |\vec{E}_{Th}|^2 \\ &= \frac{|\vec{E}_{Th}|^2}{2|\bar{Z}_{Th}| + 2R_{Th}\cos(\theta_L) + 2X_{Th}\sen(\theta_L)} \end{aligned} \quad (2.7)$$

A partir da expressão (2.7) é possível calcular a potência aparente que levará o circuito ao ponto de máxima transferência de potência.

2.5 Margem de Estabilidade de Tensão

A margem de estabilidade de tensão é a medida do quão próximo determinado ponto de operação está do ponto crítico ou em outras palavras, é o percentual de potência que pode ser acrescido a determinada barra de carga para que ela alcance

o MTP.

Aplicando-se a equação (2.7) ao equivalente de Thévenin, obtém-se a potência complexa, $|\bar{S}_{Lmax,i}|$, que levará cada barra ao ponto de máxima transferência de potência [10]. A partir da expressão (2.8) pode-se encontrar a margem de estabilidade de tensão para cada barra. A margem de estabilidade do sistema será a menor entre todas as margens calculadas, equação (2.9).

$$Margem_i = \frac{|\bar{S}_{Lmax,i}| - |\bar{S}_{L,i}|}{|\bar{S}_{L,i}|} \cdot 100 [\%] \quad (2.8)$$

$$Margem_{sistema} = \min(Margem_1, Margem_2, \dots, Margem_n) \quad (2.9)$$

2.6 Modelo de Carga Dependente da Tensão

No modelo de carga dependente da tensão os valores das potências ativa e reativa são funções monomiais da tensão.

$$P_L = P_0 \left(\frac{|\vec{V}_L|}{|\vec{V}_0|} \right)^\alpha \quad (2.10)$$

$$Q_L = Q_0 \left(\frac{|\vec{V}_L|}{|\vec{V}_0|} \right)^\beta \quad (2.11)$$

onde, P_0 e Q_0 são as potências nominais e $|\vec{V}_0|$ é a tensão na barra, obtida de uma solução inicial de fluxo de potência. Os expoentes α e β são constantes e definem as características do modelo.

No presente trabalho foram utilizados os seguintes tipos de carga:

- Carga tipo potência constante ($\alpha = \beta = 0$) - não varia com a tensão, $P_L + jQ_L = \text{cte}$;
- Carga tipo corrente constante ($\alpha = \beta = 1$) - o módulo da corrente de carga não muda com a tensão fazendo a potência variar linearmente, $P_L + jQ_L = \vec{V}_L \vec{I}_L^*$;
- Carga tipo impedância constante ($\alpha = \beta = 2$) - a carga é representada por uma impedância conectada a barra e resulta na variação da potência de modo

proporcional ao quadrado do módulo da tensão, $P_L + jQ_L = \frac{|\vec{V}_L|^2}{\vec{Z}_L^*}$;

- Tipo considerado mais realístico ($\alpha = 1$ e $\beta = 2$) - a potência ativa é modelada como corrente constante e a reativa como impedância constante.

Nas simulações o crescimento das cargas foi realizado pelo aumento percentual e progressivo dos termos de proporcionalidade P_0 e Q_0 :

$$P_L = (P_0 + \Delta P_L) \left(\frac{|\vec{V}_L|}{|\vec{V}_0|} \right)^\alpha \quad (2.12)$$

$$Q_L = (Q_0 + \Delta Q_L) \left(\frac{|\vec{V}_L|}{|\vec{V}_0|} \right)^\beta \quad (2.13)$$

em que, $\Delta P_L = x\%P_0$ e $\Delta Q_L = x\%Q_0$, ou seja, as potências ativa e reativa foram aumentadas na mesma proporção, $x\%$. Na dedução da equação (2.7), assume-se que o fator de potência não se altera, apenas o módulo da carga muda. Para que isso ocorra é suficiente que $\text{tg}(\theta_L) = \text{cte}$, que para um mesmo $x\%$ acontece sempre que $\alpha = \beta$.

2.7 Alguns Métodos Propostos para o Monitoramento da Estabilidade de Tensão que Utilizam Medição Fasorial Sincronizada

Os métodos propostos para estimação do circuito equivalente de Thévenin que utilizam medição fasorial sincronizada podem ser divididos em métodos baseados apenas em medição e métodos baseados em medição e modelos de componentes do sistema elétrico. Os primeiros usam somente fasores de tensão e de corrente de barras de carga para calcular os parâmetros do equivalente. Já os baseados em medição e modelos de componentes da rede elétrica, além dos dados da medição fasorial, necessitam do conhecimento da topologia da rede elétrica, normalmente disponível nos sistemas de supervisão SCADA.

Na presente seção serão apresentados, resumidamente, alguns métodos das duas classes, com a finalidade de situar os algoritmos que serão estudados nos Capítulos 3 e 4, em relação aos demais.

2.7.1 Métodos Baseados em Medição

Existem alguns métodos baseados apenas em medição fasorial sincronizada, disponíveis na literatura, para estimação dos parâmetros do circuito equivalente de Thévenin. O algoritmo adaptativo [8] que será analisado em detalhes na Seção 3.2 é um dos mais promissores. A seguir serão apresentadas as descrições de alguns desses métodos.

Em [21], é proposto um indicador de risco do início da instabilidade de tensão para cada barra de carga definido pela razão entre o módulo da tensão na barra monitorada, $|\vec{V}_{L,k}|$, e a queda de tensão na impedância do circuito equivalente de Thévenin, $\Delta|\vec{V}_{L,k}|$, ambas para cada instante de atualização da medição fasorial sincronizada. Sabe-se que no MTP, $|\vec{V}_{L,k}| = \Delta|\vec{V}_{L,k}|$, ou seja, o indicador será igual 1 no ponto crítico. O indicador de proximidade da instabilidade de tensão para um sistema elétrico é definido como o menor entre todos os indicadores das barras de carga. Os parâmetros do circuito equivalente são obtidos através do método dos mínimos quadrados [6], para isso é necessário assumir que os parâmetros que estão sendo estimados permanecem constantes por uma breve janela de tempo. A principal desvantagens do algoritmo é sua baixa imunidade à presença de ruído na medição.

Um método baseado no teorema de Tellegen foi proposto em [7]. A partir dele é possível obter o equivalente de Thévenin usando duas medições consecutivas de PMU. A impedância equivalente é dada, simplesmente, pela razão entre as variações da tensão e da corrente entre as duas medições subsequentes. O MTP é alcançado se os módulos das impedâncias estimada e de carga se igualarem. A impedância da carga é calculada diretamente dos fasores de tensão e de corrente. O valor da impedância fornecida pelo método só é atualizado se a variação da corrente de carga da barra monitorada for superior a um determinado limiar que é definido para evitar que divisões por zero aconteçam durante a estimação. A principal desvantagem do algoritmo é sua baixa precisão.

O método adaptativo (AD) para estimação do módulo da tensão, $|\vec{E}_{Th}|$, e da reatância, X_{Th} , equivalentes vistas a partir de barras de extra-alta tensão foi proposto em [8]. O algoritmo utiliza medição local dos fasores de tensão e de corrente em barras de carga ou de trânsito para calcular um indicador de proximidade de instabilidade de tensão definido pela razão entre a reatância estimada e o módulo da impedância da carga, que é calculado a partir dos fasores medidos. Assume-se que a instabilidade de tensão ocorre quando as impedâncias se igualam. As principais vantagens do método são o baixo esforço computacional e o uso de apenas \vec{V}_L e \vec{I}_L na obtenção do equivalente. Ele apresenta bom desempenho para barras onde a relação $\frac{X}{R} > 10$, ou seja, é adequado para aplicação em redes de extra-alta tensão. O

mesmo será detalhado na Seção 3.2 e avaliado no Capítulo 4 da presente dissertação.

2.7.2 Métodos Baseados em Medição e Modelos de Componentes da Rede Elétrica

Entre os métodos baseados em medição fasorial sincronizada e modelos de componentes da rede elétrica estudados durante o desenvolvimento desta pesquisa um dos mais precisos é o método baseado no circuito acoplado de porta simples modificado [12, 13]. A seguir serão apresentados os resumos de alguns dos trabalhos que foram utilizados como base para o desenvolvimento do mesmo.

Para [22], a principal limitação dos métodos de estimação dos circuito equivalente de Thévenin baseados em medição é considerar que os parâmetros do equivalente são constantes entre duas amostras consecutivas de PMU. Como alternativa a estes métodos os autores propõem um indicador de instabilidade de tensão que combinada informações da rede elétrica com dados de medição fasorial. O indicador é calculado pela menor margem de carregamento entre as potências ativa, reativa e aparente. Na obtenção das potências do MTP, utiliza-se o circuito equivalente de Thévenin. Em [23], é apresentada uma versão similar ao método de [22]. Nela a indicação da proximidade da instabilidade de tensão é feita através da margem de carregamento da potência aparente que também é calculada usando o circuito equivalente de Thévenin. Nas duas referências a impedância equivalente é calculada utilizando apenas a matriz admitância da rede elétrica, e é constante se a topologia da rede não mudar. O acoplamento mútuo entre as cargas é modelado por uma tensão de acoplamento obtida da matriz admitância e dos fasores de corrente das barras de carga. A tensão equivalente é dada pela diferença entre a tensão de circuito aberto e a de acoplamento. A tensão circuito aberto é calculada usando a matriz admitância e os fasores de tensão medidos nas barras de geração. Observa-se que quando o sistema não está sobrecarregado as estimativas da margem podem apresentar erros consideráveis [23].

Em [10], foi proposto o método baseado no conceito de rede equivalente multiportas com acoplamento mútuo entre as cargas no qual as barras de um sistema elétrico são classificadas em barras de geração, de carga ou de ligação. As barras de geração e as de carga são isoladas e calcula-se o equivalente da rede de transmissão usando a matriz admitância. A partir dele e dos fasores de tensão nas barras de geração é calculada a tensão do equivalente de Thévenin. A impedância equivalente é obtida e leva em consideração a modelagem do acoplamento mútuo existente entre as cargas por meio de uma impedância calculada com dados de medição fasorial e da matriz admitância. Após encontrar os parâmetros do circuito equivalente, calcula-

se a margem de carregamento da potência aparente para cada barra de carga. A motivação para o desenvolvimento do método é, segundo os autores, a incapacidade dos algoritmos baseados somente em medição [6–8, 21] de perceber as mudanças ocorridas nas cargas adjacentes. Além da necessidade de assumir a premissa irreal, para os autores de [10], de que os parâmetros do equivalente buscado permanecem constantes entre duas medidas consecutivas de PMU. Nesta referência é demonstrado que o acoplamento mútuo entre as cargas é mais adequadamente modelado através de uma impedância de acoplamento que por meio de uma tensão de acoplamento. O método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples (CP) será detalhado na Seção 3.3 e avaliado no Capítulo 4 do presente trabalho.

Demonstra-se, em [11], que o método CP subestima a margem de estabilidade de tensão se a taxa de crescimento das cargas não for a mesma para todas as barras. Com o objetivo de corrigir os parâmetros do equivalente, adiciona-se uma reatância série ao circuito equivalente. A ideia central do trabalho é tornar o fator de resposta da potência reativa (RPRF) do circuito equivalente igual ao da rede elétrica de modo que o perfil de tensão do equivalente seja idêntico ao do sistema elétrico visto da barra monitorada, para qualquer tipo de crescimento das cargas. O RPRF da rede é encontrado usando o equivalente Ward estendido, assumindo que a carga é o sistema interno, a barra de carga é a barra de fronteira e o restante da rede é o sistema externo. A verificação da efetividade da modificação é feita por meio da comparação entre as curvas PV de cada equivalente e a curva da respectiva barra fornecida pela técnica do fluxo de potência continuado. A modificação melhora o desempenho do método.

Os autores de [11] propõem em [12, 13] a correção do circuito equivalente do CP através da adição de uma admitância *shunt* virtual à barra monitorada. A alteração é realizada pelo uso de um fator de mitigação que torna o RPRF do equivalente igual ao da rede vista da barra de interesse e é obtido utilizando o conceito de equivalente Ward estendido. A correção proposta utiliza duas amostras consecutivas dos fasores \vec{V}_L e \vec{I}_L , provenientes do sistema de medição fasorial sincronizada para atualizar instante a instante o RPRF da rede elétrica. O novo algoritmo é chamado de método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples modificado (CP-M). A atualização contínua do RPRF da rede elétrica faz os resultados encontrados serem mais exatos que os de [11], em que o RPRF do sistema é mantido constante. O algoritmo será melhor explicado na Seção 3.4 e no Capítulo 4 terá seu desempenho avaliado por meio de simulações no domínio do tempo.

Capítulo 3

Métodos de Monitoramento da Estabilidade de Tensão que Utilizam Medição Fasorial Sincronizada

3.1 Introdução

A partir dos primeiros anos do século XXI, o desenvolvimento da medição fasorial sincronizada abriu caminhos para proposição de diversos métodos de monitoramento da estabilidade de tensão em tempo real. Entre os de maior notoriedade estão os que utilizam o conceito da identificação da ocorrência do ponto de máxima transferência de potência das barras de carga de um sistema elétrico.

Sabe-se que a instabilidade de tensão normalmente ocorre após o MTP e que neste ponto de operação acontece igualdade entre as impedâncias da carga e do equivalente de Thévenin visto da barra monitorada. Portanto, o monitoramento da proximidade do MTP pode ser realizado pela comparação, instante a instante, da diferença entre as impedâncias de Thévenin e da carga, por meio de indicadores de instabilidade baseados na razão entre as impedâncias ou pela margem de carregamento da barra monitorada que pode ser calculada a partir dos circuitos equivalentes. Desse modo, a precisão do monitoramento está diretamente associada à identificação correta dos parâmetros de Thévenin.

A margem de estabilidade de tensão pode ser definida como a quantidade de potência que pode ser acrescentada em uma determinada barra de carga para que a mesma atinja o MTP, ou de outro modo, é a distância, no eixo horizontal da curva PV, entre o ponto de operação atual e a "ponta do nariz".

Os métodos para obtenção do equivalente podem ser divididos em duas classes:

métodos baseados apenas em medição e métodos baseados em medição e modelos de componentes do sistema.

Os fundamentados em medição utilizam apenas as informações da medição fasorial sincronizada para estimar o equivalente, um exemplo, é o algoritmo de identificação adaptativa (AD) [8] que será tratado na Seção 3.2. Já os baseados em medição e em modelos usam além dos dados da medição fasorial, o conhecimento da topologia da rede elétrica, normalmente disponível nos sistemas de supervisão SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*). O método baseado no circuito acoplado de porta simples (CP) [10] e o do equivalente acoplado de porta simples modificado (CP-M) [12] são exemplos dessa classe e serão apresentados nas Seções 3.3 e 3.4, respectivamente.

As técnicas que fazem uso da topologia do sistema são consideradas mais robustas, mas a necessidade de informações do sistema SCADA, que possui tempo de atualização da ordem de segundos, pode ser considerada uma desvantagem em relação às técnicas alicerçadas apenas em medição.

3.2 Algoritmo de Identificação Adaptativa

O algoritmo de identificação adaptativa (AD) [8] estima os parâmetros do equivalente de Thévenin do sistema visto de uma determinada barra de carga a partir da medição local dos fasores de tensão e de corrente. O monitoramento da proximidade do ponto crítico é realizado pela comparação *on-line* da reatância equivalente, X_{Th} , assume-se que $R_{Th} \approx 0$, com o módulo da impedância da carga, $|\bar{Z}_L|$, para cada barra de carga. Desse modo, o monitoramento é local e para que se tenha o acompanhamento de todo o sistema é necessário que o algoritmo seja executado simultaneamente para cada uma das barras de carga da rede elétrica.

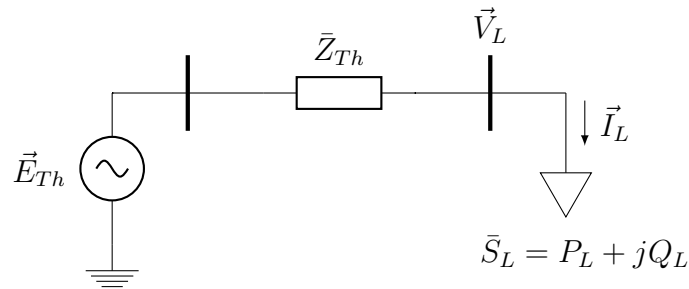


Figura 3.1: Circuito equivalente de Thévenin

Seja, o circuito do equivalente mostrado na Figura 3.1, definindo-se:

$$\vec{I}_L = |\vec{I}_L| \angle 0^\circ \quad (3.1)$$

$$\vec{V}_L = |\vec{V}_L| \angle \theta \quad (3.2)$$

$$\bar{Z}_L = \frac{|\vec{V}_L| \angle \theta}{|\vec{I}_L| \angle 0^\circ} = |\bar{Z}_L| \angle \theta = R_L + jX_L \quad (3.3)$$

$$\vec{E}_{Th} = |\vec{E}_{Th}| \angle \beta \quad (3.4)$$

$$\bar{Z}_{Th} = R_{Th} + jX_{Th} \quad (3.5)$$

E aplicando-se a lei de Kirchhoff das tensões ao circuito da Figura 3.1, chega-se a:

$$\vec{E}_{Th} = \vec{V}_L + \bar{Z}_{Th} \vec{I}_L \quad (3.6)$$

Expandindo-se (3.6):

$$|\vec{E}_{Th}| \cos(\beta) + j |\vec{E}_{Th}| \sin(\beta) = \left(R_{Th} |\vec{I}_L| + |\vec{V}_L| \cos(\theta) \right) + j \left(X_{Th} |\vec{I}_L| + |\vec{V}_L| \sin(\theta) \right)$$

E separando-se as partes real e imaginária de equação anterior, tem-se:

$$|\vec{E}_{Th}| \cos(\beta) = R_{Th} |\vec{I}_L| + |\vec{V}_L| \cos(\theta) \quad (3.7)$$

$$|\vec{E}_{Th}| \sin(\beta) = X_{Th} |\vec{I}_L| + |\vec{V}_L| \sin(\theta) \quad (3.8)$$

Em sistemas elétricos de extra alta tensão (EHV), normalmente $X_{Th} \gg R_{Th}$ e, por isso, para estimação do módulo de \bar{Z}_{Th} , considera-se $R_{Th} \approx 0$ sem que isso provoque erros relevantes na identificação [8]. Logo, tem-se a estimação inicial do ângulo da tensão equivalente de Thévenin:

$$\beta^0 = \cos^{-1} \left(\frac{|\vec{V}_L| \cos(\theta)}{|\vec{E}_{Th}^0|} \right) \quad (3.9)$$

Para solução do sistema indeterminado formado pelas equações (3.7) e (3.8), escolhe-se $|\vec{E}_{Th}|$ como variável livre do problema. Uma boa aproximação do valor inicial, $|\vec{E}_{Th}^0|$, é dada pela média aritmética dos seus valores máximo e mínimo. Para cargas indutivas o máximo ocorre para o ponto de máxima transferência de potência, quando $|\bar{Z}_L| = X_{Th}$, substituindo-se essa condição em (3.8) e dividindo

(3.7) por (3.8), encontra-se o ângulo β correspondente.

$$\beta = \text{tg}^{-1} \left(\frac{|\bar{Z}_L| |\vec{I}_L| + |\vec{V}_L| \text{sen}(\theta)}{|\vec{V}_L| \text{cos}(\theta)} \right) \quad (3.10)$$

$|\vec{E}_{Th}^{max}|$ será dado por

$$|\vec{E}_{Th}^{max}| = \frac{|\vec{V}_L| \text{cos}(\theta)}{\text{cos}(\beta)} \quad (3.11)$$

O mínimo ocorrerá, para cargas indutivas, quando a corrente por X_{Th} for mínima, ou seja, quando a carga for mínima. O que no caso extremo significa $|\vec{E}_{Th}^{min}| = |\vec{V}_L|$. E finalmente, $|\vec{E}_{Th}^0|$ pode ser encontrado pela equação (3.12):

$$|\vec{E}_{Th}^0| = \frac{|\vec{E}_{Th}^{min}| + |\vec{E}_{Th}^{max}|}{2} \quad (3.12)$$

De posse de $|\vec{E}_{Th}^0|$ e de β^0 , calcula-se

$$X_{Th}^0 = \frac{|\vec{E}_{Th}^0| \text{sen}(\beta^0) - |\vec{V}_L| \text{sen}(\theta)}{|\vec{I}_L|} \quad (3.13)$$

Na iteração seguinte o valor de $|\vec{E}_{Th}|$ é incrementado ou decrementado de modo a acelerar a convergência de X_{Th} . Para isso, assume-se que os parâmetros do equivalente permanecem constantes no intervalo de tempo entre duas medidas subsequentes de PMU. Com o objetivo de estabelecer a direção da variação de $|\vec{E}_{Th}|$, define-se:

- $\Delta |\bar{Z}_L|$ variação da impedância de carga;
- \bar{X}_{Th} valor verdadeiro da impedância estimada;
- $\tilde{\Delta} X_{Th}$ erro de estimação de \bar{X}_{Th} ;
- \vec{E}_{Th} valor verdadeiro da tensão equivalente;
- $\tilde{\Delta} |\vec{E}_{Th}|$ erro de estimação de $|\vec{E}_{Th}|$;
- $\tilde{\Delta} \vec{E}_{Th}$ erro complexo de estimação de \vec{E}_{Th} .

Logo, conclui-se que:

$$\bar{X}_{Th} = X_{Th} + \tilde{\Delta} X_{Th} \quad (3.14)$$

$$\vec{E}_{Th} = \vec{E}_{Th} + \tilde{\Delta} \vec{E}_{Th} \quad (3.15)$$

Os fasores \vec{V}_L e \vec{I}_L são medidos, então:

$$\vec{E}_{Th} = \vec{V}_L + j\bar{X}_{Th}\vec{I}_L \quad (3.16)$$

$$\vec{E}_{Th} + \tilde{\Delta}\vec{E}_{Th} = \vec{V}_L + j\left(X_{Th} + \tilde{\Delta}X_{Th}\right)\vec{I}_L \quad (3.17)$$

$$\vec{E}_{Th} + \tilde{\Delta}\vec{E}_{Th} = \vec{V}_L + jX_{Th}\vec{I}_L + j\tilde{\Delta}X_{Th}\vec{I}_L \quad (3.18)$$

Da comparação da relação (3.18) com (3.6), obtém-se

$$\tilde{\Delta}\vec{E}_{Th} = j\tilde{\Delta}X_{Th}\vec{I}_L = j\tilde{\Delta}X_{Th}\left|\vec{I}_L\right|\angle 0^\circ = j\tilde{\Delta}\left|\vec{E}_{Th}\right| \quad (3.19)$$

Portanto, os erros de estimação de $\left|\vec{E}_{Th}\right|$ e X_{Th} possuem sempre a mesma direção. A partir da equação (3.19), chega-se a:

$$\tilde{\Delta}X_{Th} = \frac{\tilde{\Delta}\left|\vec{E}_{Th}\right|}{\left|\vec{I}_L\right|} \quad (3.20)$$

Considerando-se que a carga muda entre os instantes $(i - 1)$ e i e que o erro na identificação do módulo da tensão equivalente, $\tilde{\Delta}\left|\vec{E}_{Th}\right|$, permanece constante, assim como os valores verdadeiros \bar{X}_{Th} e \vec{E}_{Th} , tem-se

$$\tilde{\Delta}X_{Th}^{i-1} = \frac{\tilde{\Delta}\left|\vec{E}_{Th}\right|}{\left|\vec{I}_L^{i-1}\right|} \quad (3.21)$$

$$\tilde{\Delta}X_{Th}^i = \frac{\tilde{\Delta}\left|\vec{E}_{Th}\right|}{\left|\vec{I}_L^i\right|} \quad (3.22)$$

e subtraindo-se (3.22) de (3.21), chega-se a

$$\begin{aligned} \tilde{\Delta}X_{Th}^i - \tilde{\Delta}X_{Th}^{i-1} &= \frac{\tilde{\Delta}\left|\vec{E}_{Th}\right|}{\left|\vec{I}_L^i\right|} - \frac{\tilde{\Delta}\left|\vec{E}_{Th}\right|}{\left|\vec{I}_L^{i-1}\right|} \\ \bar{X}_{Th} - X_{Th}^i - (\bar{X}_{Th} - X_{Th}^{i-1}) &= \tilde{\Delta}\left|\vec{E}_{Th}\right| \times \frac{\left(\left|\vec{I}_L^{i-1}\right| - \left|\vec{I}_L^i\right|\right)}{\left|\vec{I}_L^{i-1}\right| \times \left|\vec{I}_L^i\right|} \\ X_{Th}^i - X_{Th}^{i-1} &= \tilde{\Delta}\left|\vec{E}_{Th}\right| \times \frac{\left(\left|\vec{I}_L^i\right| - \left|\vec{I}_L^{i-1}\right|\right)}{\left|\vec{I}_L^{i-1}\right| \times \left|\vec{I}_L^i\right|} \end{aligned} \quad (3.23)$$

Assumindo-se que $\left| \vec{E}_{Th} \right|$ foi sobrestimado o que implica que o mesmo aconteceu com X_{Th} , verifica-se que:

$$\tilde{\Delta} X_{Th} = \bar{X}_{Th} - X_{Th} < 0 \quad (3.24)$$

$$\tilde{\Delta} \left| \vec{E}_{Th} \right| = \left| \vec{E}_{Th} \right| - \left| \vec{E}_{Th} \right| < 0 \quad (3.25)$$

Se $\Delta \left| \bar{Z}_L \right| = (|\bar{Z}_L^i| - |\bar{Z}_L^{i-1}|) < 0$, ou seja, a carga está sendo aumentada e portanto, $\left| \vec{I}_L^i \right| > \left| \vec{I}_L^{i-1} \right|$. Pela expressão (3.23), tem-se $X_{Th}^i - X_{Th}^{i-1} < 0$. E o módulo da tensão equivalente $\left| \vec{E}_{Th} \right|$ deve ser decrementado.

Por outro lado, se $\left| \vec{E}_{Th} \right|$ e X_{Th} foram subestimados, ou seja, $\tilde{\Delta} X_{Th} > 0$ e $\tilde{\Delta} \left| \vec{E}_{Th} \right| > 0$. E, novamente $\Delta \left| \bar{Z}_L \right| < 0$, da equação (3.23), observa-se que $X_{Th}^i - X_{Th}^{i-1} > 0$. Neste caso o módulo da tensão equivalente $\left| \vec{E}_{Th} \right|$ deve ser incrementado.

Para variação contrária no módulo da impedância de carga, $\Delta \left| \bar{Z}_L \right| > 0$, na sobrestimação: $X_{Th}^i - X_{Th}^{i-1} > 0$. Nesta situação o módulo da tensão equivalente deve ser decrementado. Na subestimação: $X_{Th}^i - X_{Th}^{i-1} < 0$. E o módulo da tensão $\left| \vec{E}_{Th} \right|$ deve ser incrementado.

Se $\Delta \left| \bar{Z}_L \right| = 0$, não é possível identificar a direção dos erros de estimação pois, $X_{Th}^i - X_{Th}^{i-1} = 0$. Nesse caso, os valores dos parâmetros de Thévenin devem permanecer os mesmos da iteração anterior e os erros de estimação não serão reduzidos até o que módulo da impedância volte a variar.

Conhecida a direção de variação de $\left| \vec{E}_{Th}^i \right|$ é preciso definir o valor do incremento ou decremento a ser realizado em cada iteração. A parcela de correção é obtida a partir da equação (3.26):

$$\epsilon_E = \min(\epsilon_{inf}, \epsilon_{sup}, \epsilon_{lim}) \quad (3.26)$$

em que:

$$\epsilon_{inf} = \left| \vec{E}_{Th}^{i-1} - \vec{V}_L^i \right| \quad (3.27)$$

$$\epsilon_{sup} = \left| \vec{E}_{Th}^{i-1} - \vec{E}_{Th}^{max(i)} \right| \quad (3.28)$$

$$\epsilon_{lim} = \left| \vec{E}_{Th}^{i-1} \times k \right| \quad (3.29)$$

onde, k é um parâmetro pré-especificado escolhido com o objetivo de reduzir os erros de identificação. Na maior parte do tempo ϵ_{lim} domina o processo. Os valores ϵ_{inf} e

ϵ_{sup} são usados apenas quando o $\left| \vec{E}_{Th} \right|$ está próximo dos limites superior e inferior, respectivamente.

Em [8], os autores relatam que o método apresenta bons resultados para k entre 0.01% e 0.1% da tensão de Thévenin estimada na iteração anterior. Para valores de k maiores a convergência de $\left| \vec{E}_{Th} \right|$ é mais rápida, mas após convergir os parâmetros estimados passam a oscilar em torno do valor verdadeiro. Já para valores menores a convergência é lenta e em regime estacionário o algoritmo se aproxima mais dos valores corretos do equivalente. Para solucionar tal inconveniente um valor mais elevado para k é utilizado no início da estimação e após a convergência de X_{Th} , adota-se um valor menor.

Após o cálculo de $\left| \vec{E}_{Th}^i \right|$, β^i e X_{Th}^i serão atualizados pelas equações (3.30) e (3.31), respectivamente [8].

$$\beta^i = \cos^{-1} \left(\frac{\left| \vec{V}_L^i \right| \cos(\theta^i)}{\left| \vec{E}_{Th}^i \right|} \right) \quad (3.30)$$

e

$$X_{Th}^i = \frac{\left| \vec{E}_{Th}^i \right| \sin(\beta^i) - \left| \vec{V}_L^i \right| \sin(\theta^i)}{\left| \vec{I}_L^i \right|} \quad (3.31)$$

No Algoritmo 1 é detalhada a implementação do método adaptativo. Nele a variável X_{Th}^{i*} é um valor intermediário de X_{Th}^i obtido a partir dos fasores $\vec{V}_{L,i}$ e $\vec{I}_{L,i}$ no instante i e dos valores passados $\left| \vec{E}_{Th}^{i-1} \right|$ e β^{i-1} . Ele contribui para acelerar a convergência de X_{Th} .

Algoritmo 1: Algoritmo de identificação adaptativa

Passo 1) Estime o valor inicial de E_{Th}^0 , utilizando a equação (3.12) e de β^0 por (3.9), já considerando o valor obtido para E_{Th}^0 .

Passo 2) Calcule X_{Th}^0 , a partir de (3.13).

Passo 3) Calcule E_{Th}^i , obedecendo as seguintes condições:

Se $\Delta |\bar{Z}_L| < 0$

Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) < 0$ faça $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} - \epsilon_E$

Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) > 0$ faça $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} + \epsilon_E$

Se $\Delta |\bar{Z}_L| > 0$

Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) < 0$ faça $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} + \epsilon_E$

Se $(X_{Th}^{i*} - X_{Th}^{i-1}) > 0$ faça $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1} - \epsilon_E$

Se $\Delta |\bar{Z}_L| = 0$

Faça $E_{Th}^i = E_{Th}^{i-1}$

Passo 4) Calcule β^i e X_{Th}^i por (3.30) e (3.31), respectivamente.

Passo 5) Incremente i e retorne ao Passo 3.

Observação: X_{Th}^{i*} é um valor intermediário de X_{Th}^i obtido a partir dos fasores $\vec{V}_{L,i}$ e $\vec{I}_{L,i}$ no instante i e dos valores passados $|\vec{E}_{Th}^{i-1}|$ e β^{i-1} .

3.3 Método Baseado no Circuito Equivalente Acoplado de Porta Simples

O método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples (CP), proposto em [10], parte da modelagem do sistema elétrico como sendo uma rede de múltiplas portas acopladas, na qual o efeito das demais cargas no equivalente visto de uma determinada barra de carga pode ser mensurado pela utilização de medição fasorial sincronizada.

Para construção do modelo todas as barras de geração e de carga são deslocadas para fora rede como mostrado na Figura 3.2.

A formação da matriz admitância do sistema considera apenas a rede de transmissão, ou seja, as impedâncias das cargas não são incluídas na matriz e a rede elétrica é descrita pela equação (3.32).

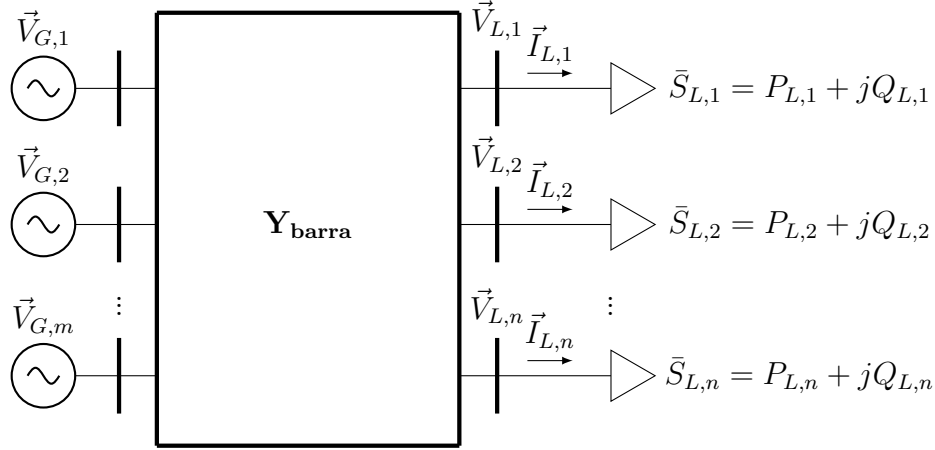


Figura 3.2: Modelo da rede elétrica com acoplamento mútuo entre as cargas

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{I}_L \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{I}_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{LL} & \mathbf{Y}_{LT} & \mathbf{Y}_{LG} \\ \mathbf{Y}_{TL} & \mathbf{Y}_{TT} & \mathbf{Y}_{TG} \\ \mathbf{Y}_{GL} & \mathbf{Y}_{GT} & \mathbf{Y}_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_L \\ \mathbf{V}_T \\ \mathbf{V}_G \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Na equação (3.32), \mathbf{Y} é matriz admitância do sistema, \mathbf{V} e \mathbf{I} são os vetores dos fasores de tensão e de corrente, respectivamente. Os subíndices L , T e G , referem-se as barras de carga, de ligação e de geração, sucessivamente. As barras de ligação não possuem geração ou carga e por isso apresentam injeção de corrente nula. Aplicando-se a redução de Kron ao sistema da expressão (3.32), tem-se

$$\begin{bmatrix} -\mathbf{I}_L \\ \mathbf{I}_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{LL} - \mathbf{Y}_{LT}\mathbf{Y}_{TT}^{-1}\mathbf{Y}_{TL} & \mathbf{Y}_{LG} - \mathbf{Y}_{LT}\mathbf{Y}_{TT}^{-1}\mathbf{Y}_{TG} \\ \mathbf{Y}_{GL} - \mathbf{Y}_{GT}\mathbf{Y}_{TT}^{-1}\mathbf{Y}_{TL} & \mathbf{Y}_{GG} - \mathbf{Y}_{GT}\mathbf{Y}_{TT}^{-1}\mathbf{Y}_{TG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_L \\ \mathbf{V}_G \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

definindo-se:

$$\mathbf{Z}_{LL} = (\mathbf{Y}_{LL} - \mathbf{Y}_{LT}\mathbf{Y}_{TT}^{-1}\mathbf{Y}_{TL})^{-1} \quad (3.34)$$

$$\mathbf{K} = \mathbf{Z}_{LL} (\mathbf{Y}_{LT}\mathbf{Y}_{TT}^{-1}\mathbf{Y}_{TG} - \mathbf{Y}_{LG}) \quad (3.35)$$

O vetor das tensões nas barras de carga será dado pela equação (3.36).

$$\mathbf{V}_L = \mathbf{K}\mathbf{V}_G - \mathbf{Z}_{LL}\mathbf{I}_L \quad (3.36)$$

E a expressão da tensão na i -ésima barra de carga pode ser escrita a partir da equação (3.36):

$$\begin{aligned}
\vec{V}_{L,i} &= [\mathbf{KV}_G]_{,i} - \bar{Z}_{LL,ii} \vec{I}_{L,i} - \sum_{j=1, i \neq j}^n \bar{Z}_{LL,ij} \vec{I}_{L,j} \\
\vec{V}_{L,i} &= \vec{E}_{eq,i} - (\bar{Z}_{LL,ii} + \bar{Z}_{acoplamento,i}) \vec{I}_{L,i} \\
\vec{V}_{L,i} &= \vec{E}_{eq,i} - \bar{Z}_{eq,i} \vec{I}_{L,i}
\end{aligned} \tag{3.37}$$

A equação (3.37), representa o circuito equivalente visto da i -ésima barra de carga, que é apresentado na Figura 3.3.

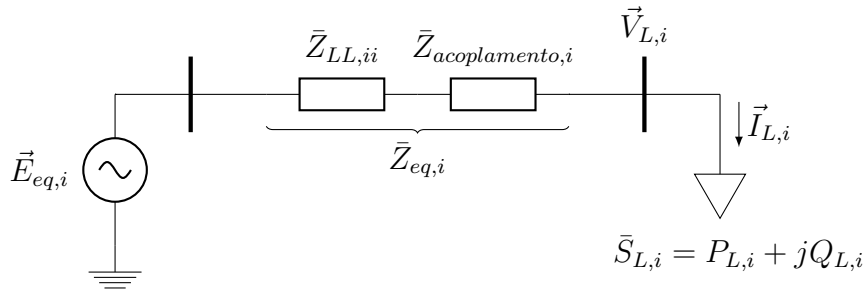


Figura 3.3: Circuito equivalente acoplado de porta simples para a i -ésima barra de carga

A impedância equivalente $\bar{Z}_{eq,i}$, é composta do termo $\bar{Z}_{LL,ii}$ que depende exclusivamente da topologia da rede e permanecerá constante se a mesma não mudar, e da parcela relativa ao acoplamento existente entre as cargas, $\bar{Z}_{acoplamento,i}$. O acoplamento mútuo é modelado por uma impedância virtual calculada a partir da topologia e de medição fasorial:

$$\begin{aligned}
\bar{Z}_{acoplamento,i} &= \sum_{j=1, i \neq j}^n \bar{Z}_{LL,ij} \frac{\vec{I}_{L,j}}{\vec{I}_{L,i}} = \sum_{j=1, i \neq j}^n \left(\bar{Z}_{LL,ij} \frac{\bar{S}_{L,j}^*}{\bar{S}_{L,i}^*} \times \frac{\vec{V}_{L,i}^*}{\vec{V}_{L,j}^*} \right) \\
\bar{Z}_{acoplamento,i} &= \sum_{j=1, i \neq j}^n \left(\bar{Z}_{LL,ij} \bar{\beta}_{ji} \times \frac{\vec{V}_{L,i}^*}{\vec{V}_{L,j}^*} \right)
\end{aligned} \tag{3.38}$$

Os testes realizados em [10], usando simulações de fluxo de potência continuado [24] e o sistema teste IEEE 30 - barras mostraram que $\bar{Z}_{acoplamento,i}$ tem aproximadamente o mesmo valor durante toda a simulação. Por isso, o termo $\bar{\beta}_{ji} = \frac{\bar{S}_{L,j}^*}{\bar{S}_{L,i}^*}$ pode ser considerado constante se o incremento ($d\lambda$) do fator de carregamento (λ) for o mesmo para todas as barras a cada passo do método. Em outras palavras, a cada fase do fluxo de potência continuado todas as cargas são acrescidas de um mesmo valor percentual da sua respectiva carga nominal.

A aplicação do método converte a rede elétrica de múltiplas portas acopladas em n circuitos equivalentes acoplados de porta simples, ilustrados na Figura 3.4.

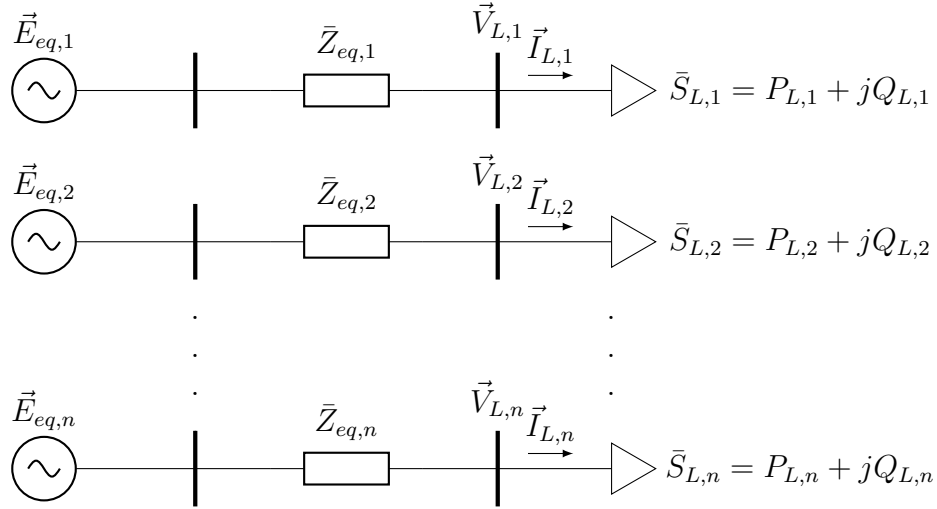


Figura 3.4: Circuitos equivalentes acoplados de porta simples

Os equivalentes obtidos são baseados na topologia da rede e em medição fasorial sincronizada. Portanto, são necessárias informações do sistema SCADA, matriz admitância, e de medição fasorial, fasores de tensão das barras de carga e de geração e fasores de corrente das barras de carga.

A partir de cada equivalente usando a equação (2.7), calcula-se o carregamento máximo. Pela expressão (2.8), obtém-se a margem de carregamento de cada barra de carga e em seguida utilizando a equação (2.9), encontra-se a margem de carregamento do sistema e conseqüentemente sua barra crítica. A implementação computacional do método está sintetizada no fluxograma da Figura 3.5.

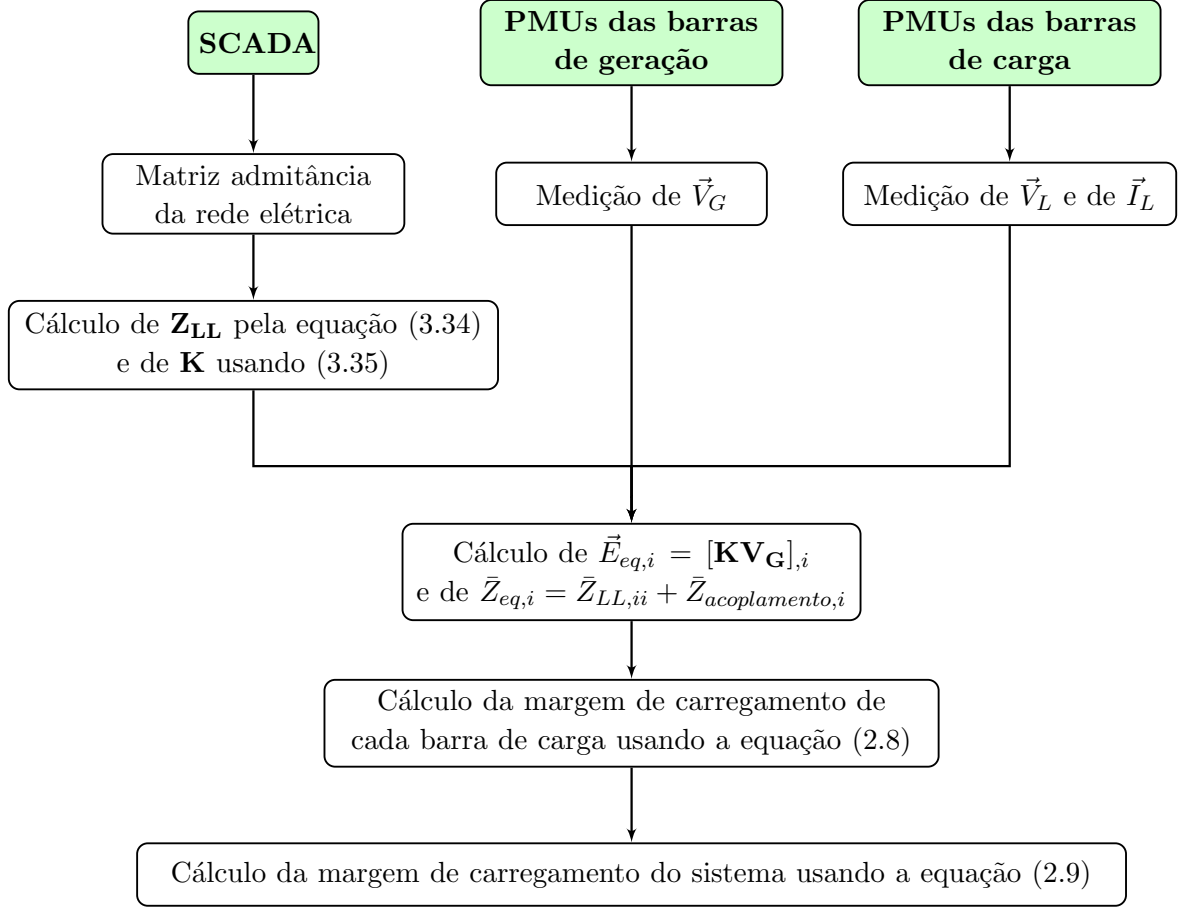


Figura 3.5: Implementação do equivalente acoplado de porta simples [10]

3.4 Método Baseado no Circuito Equivalente Acoplado de Porta Simples Modificado

No método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples, descrito na Seção 3.3, assume-se que o termo $\bar{\beta}_{ji} = \frac{\bar{S}_{L,j}^*}{\bar{S}_{L,i}^*}$ da equação (3.38) é aproximadamente constante para crescimento proporcional das cargas, ou seja, o parâmetro de carregamento, λ , do fluxo de potência continuado é o mesmo para todas as barras de carga. Sob essa premissa, a impedância de acoplamento entre as cargas, $\bar{Z}_{acoplamento,i}$, é praticamente constante [10].

Durante o monitoramento de um sistema elétrico real é improvável que a potência de todas as cargas cresçam de modo proporcional, dessa forma, não há como garantir que a impedância de acoplamento do circuito equivalente permanecerá constante ao longo do tempo. Em [11–13], o modelo acoplado de porta simples é analisado para cenários de crescimento de demanda não proporcional. E é observado por meio de simulações de fluxo de potência continuado com o sistema teste IEEE 16-barras que

em tais condições, o equivalente reporta subestimações da margem de estabilidade de tensão.

Na presente dissertação foram realizadas simulações no domínio do tempo com crescimento de carga percentual proporcional para as potências ativa e reativa conforme o descrito nas expressões (2.12) e (2.13), respectivamente. Desse modo, o aumento das cargas se assemelha ao crescimento proporcional usando em [10], já que para cada barra as parcelas de elevação das potências dependem de seus respectivos valores nominais. Nesta análise será utilizada carga do tipo corrente constante. Em [10] é usado o tipo potência constante, mas essa diferença não deve influenciar qualitativamente nos resultados obtidos.

Na Figura 3.6 são exibidas as curvas para as impedâncias de acoplamento das barras de carga (barras 5, 6 e 8) do sistema teste IEEE 9-barras modificado, cujos detalhes são apresentados no Apêndice A. Observa-se que as impedâncias de acoplamento variam consideravelmente no decorrer da simulação.

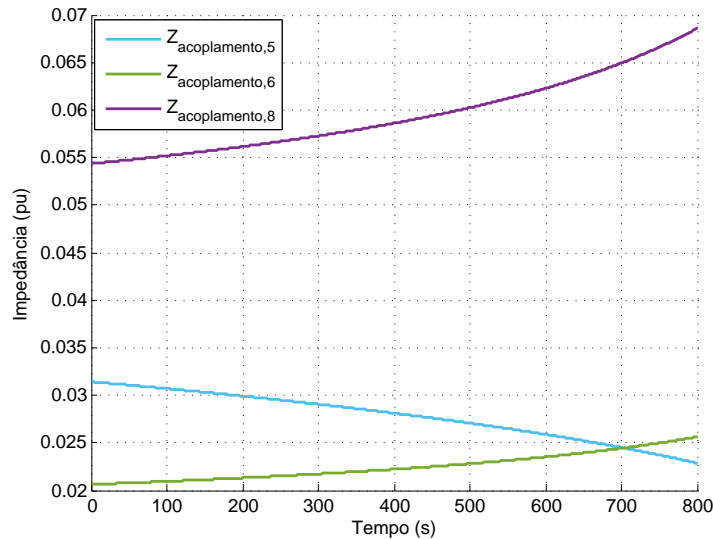


Figura 3.6: Impedâncias de acoplamento para cargas tipo I-constante e crescimento percentual proporcional

Na Figura 3.7 são apresentadas as curvas PV da barra 5, que é a barra crítica para o sistema. A curva PV do sistema é a curva obtida por meio da simulação do sistema completo, ou seja, é a curva PV real da barra em análise. Já a curva CP foi calculada a partir da equação (3.39) usando parâmetros estimados $\vec{E}_{eq,5}$ e $\bar{Z}_{eq,5}$ e os fasores $\vec{V}_{L,5}$ e $\vec{I}_{L,5}$ para cada instante de medição.

$$\left| \vec{V}_{L,i} \right|_{\text{recalculado}} = \left| \left(\frac{\vec{V}_{L,i}}{\vec{I}_{L,i}} \right) \vec{E}_{eq,i} \right| = \left| \left(\frac{\bar{Z}_{L,i}}{\bar{Z}_{L,i} + \bar{Z}_{eq,i}} \right) \vec{E}_{eq,i} \right| \quad (3.39)$$

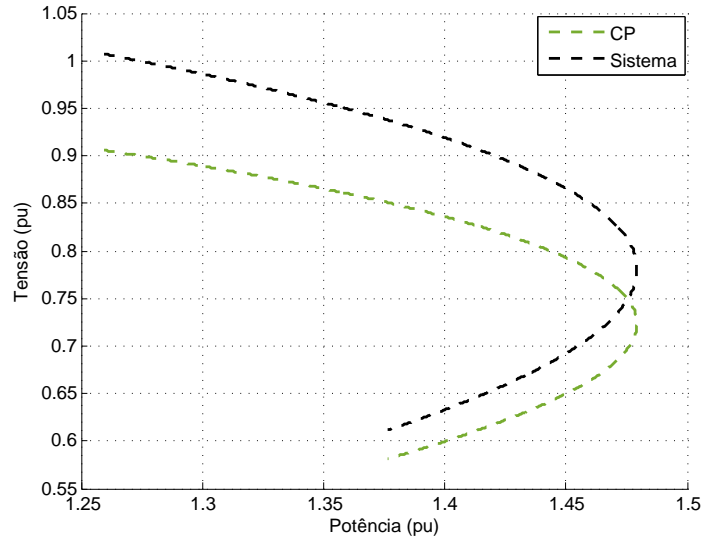


Figura 3.7: Curvas PV da barra 5 e do equivalente obtido pelo método CP

Para que um circuito equivalente represente adequadamente a rede elétrica vista de determinada barra é fundamental que a curva PV obtida por meio dos parâmetros do circuito seja idêntica a do sistema [11–13]. Na Figura 3.7, nota-se que a curva CP possui valores de tensão consideravelmente menores que a PV do sistema, embora as duas possuam a mesma margem de carregamento. Segundo [11–13], isso é um indício de que os parâmetros estimados pelo método não representam adequadamente o sistema visto da barra 5. Logo, embora o monitoramento da proximidade da instabilidade de tensão por meio da curva PV não seja possível, visto que, *a priori* não se conhece o ponto crítico ou de máxima transferência de potência, é possível avaliar a qualidade do perfil de tensão produzido por cada equivalente utilizando a mesma.

Com o objetivo de melhorar o desempenho do método CP e possibilitar o monitoramento correto para qualquer tipo de crescimento de carga, nos trabalhos [11–13], aplicou-se um conceito de fator de resposta da potência reativa (RPRF) para corrigir $\vec{E}_{eq,i}$ e $\bar{Z}_{eq,i}$. A definição do RPRF é derivada do equivalente Ward estendido, que será descrito a seguir.

3.4.1 Equivalente Ward Estendido

Para obtenção do equivalente Ward estendido, a rede elétrica é separada em rede interna, barras de fronteira e rede externa, Figura 3.8.

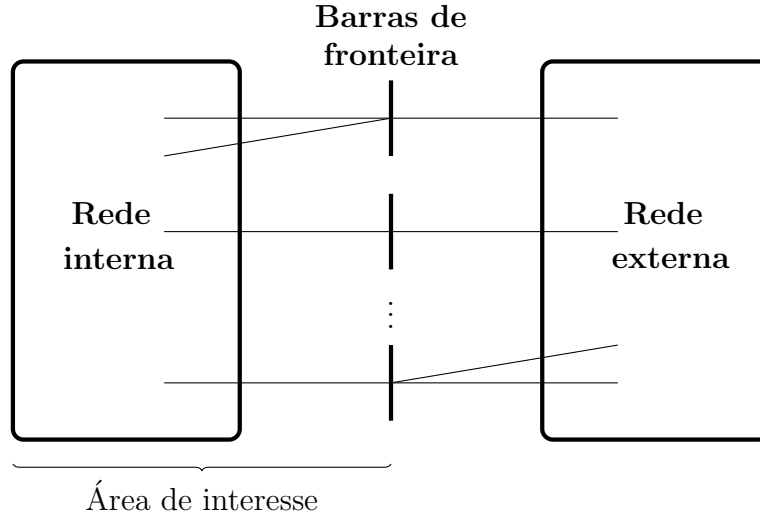


Figura 3.8: Rede elétrica dividida em rede interna, barras de fronteira e rede externa

A rede interna é a área monitorada ou de interesse e a externa é a parte do sistema não monitorada, mas da qual se deseja conhecer a influência produzida sobre as barras de fronteira quando houver mudanças no sistema interno [25].

Existem algumas versões do equivalente Ward que tratam da retenção da resposta da potência ativa da rede externa. O equivalente Ward estendido foi idealizado para representar adequadamente o comportamento da rede externa no que diz respeito à potência reativa. Ele faz os ajustes das injeções de potência reativa nas barras de fronteira com o objetivo de conservar o efeito das barras PV que foram eliminadas durante a redução da rede. Essa correção é feita através de barras PV-fictícias, Figura 3.9, que injetam ou retiram, quando necessário, potência reativa das barras de fronteira.

No caso base a tensão em cada barra fictícia é igual a da barra de fronteira a qual está conectada por uma linha virtual. As barras fictícias têm potência ativa especificada nula, desse modo, o fluxo de potência nas ligações virtuais também é nulo. E só se altera se houver variação no módulo da tensão da barra de fronteira correspondente. Nessa situação a barra PV injeta ou retira potência reativa da fronteira emulando o comportamento do sistema externo [26].

Os valores das injeções de potência reativa nas barras de fronteira são aproximados por

$$\mathbf{B}_{\text{red}}'' \Delta|\mathbf{V}| = \frac{\Delta \mathbf{Q}_{\text{red}}}{|\mathbf{V}|} \quad (3.40)$$

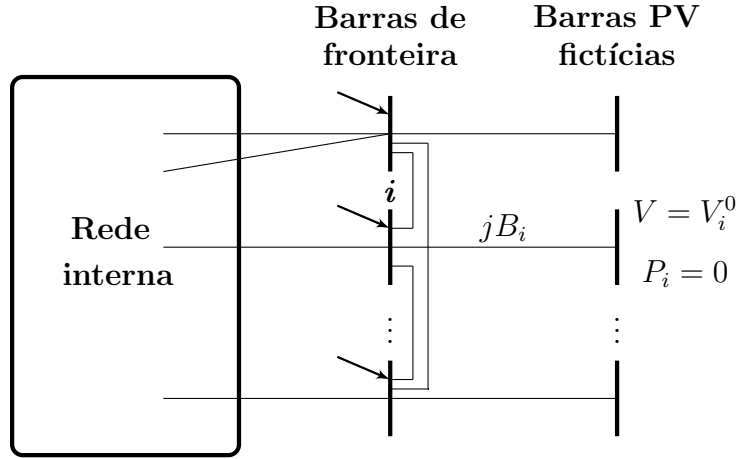


Figura 3.9: Equivalente Ward estendido

em (3.40), $\Delta \mathbf{Q}_{\text{red}}$ é o vetor das injeções de potência reativa nas barras de fronteira, $\Delta |\mathbf{V}|$ é o vetor das variações de tensão nas barras de fronteira e $\mathbf{B}''_{\text{red}}$ é a matriz \mathbf{B}'' do sistema externo proveniente do método desacoplado rápido de solução do fluxo de potência reduzida até a fronteira por eliminação de Gauss [25]. As susceptâncias de $\mathbf{B}''_{\text{red}}$ representam as conexões entre as barras de fronteira e entre as barras de fronteira e as PV fictícias, Figura 3.9.

No caso do problema da estabilidade de tensão é conveniente mensurar a variação da injeção de potência reativa feita pela rede elétrica numa determinada barra de carga, i , quando o módulo da tensão da mesma sofre alguma variação. Assim, do ponto de vista do equivalente Ward, a barra de carga pode ser considerada a barra de fronteira, a carga a rede interna e o restante do sistema a rede externa. A partir das equações do método desacoplado rápido, tem-se:

$$\mathbf{B}'' \Delta |\mathbf{V}_L| = \frac{\Delta \mathbf{Q}_L}{|\mathbf{V}|} \quad (3.41)$$

A matriz \mathbf{B}'' é formada pela parte imaginária do elemento $\mathbf{Y}_{LL} - \mathbf{Y}_{LT} \mathbf{Y}_{TT}^{-1} \mathbf{Y}_{TL}$ da expressão (3.33). Definindo-se:

$$\Delta \mathbf{V}_L = \left[\Delta |\vec{V}_{L,1}|, \Delta |\vec{V}_{L,2}|, \dots, \Delta |\vec{V}_{L,n}| \right]^T \quad (3.42)$$

$$\frac{\Delta \mathbf{Q}_L}{\mathbf{V}_L} = \left[\frac{\Delta Q_{L,1}}{|\vec{V}_{L,1}|}, \frac{\Delta Q_{L,2}}{|\vec{V}_{L,2}|}, \dots, \frac{\Delta Q_{L,n}}{|\vec{V}_{L,n}|} \right]^T \quad (3.43)$$

Nas expressões (3.42) e (3.43) n é o número de barras de carga da rede elétrica. Com o objetivo de investigar a variação da injeção de reativos na i -ésima barra de carga, pode-se escrever a matriz \mathbf{B}'' como segue:

$$\begin{bmatrix} B'_{k,k} & b_{k,i} & B'_{k,p} \\ B'_{i,j} & B'_{i,i} & B''_{i,j} \\ B'_{p,k} & b_{p,i} & B'_{p,p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_{\mathbf{L},k} \\ \Delta |\vec{V}_{L,i}| \\ \Delta \mathbf{V}_{\mathbf{L},p} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_{\mathbf{L},k}}{\mathbf{V}_{\mathbf{L},k}} \\ \frac{\Delta Q_{L,i}}{|\vec{V}_{L,i}|} \\ \frac{\Delta Q_{\mathbf{L},p}}{\mathbf{V}_{\mathbf{L},p}} \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

em que:

$$\begin{aligned} k &= 1, 2, \dots, (i-1) \\ p &= i+1, i+2, \dots, n \\ \Delta \mathbf{V}_{\mathbf{L},k} &= \left[\Delta |\vec{V}_{L,1}|, \Delta |\vec{V}_{L,2}|, \dots, \Delta |\vec{V}_{L,i-1}| \right]^T \\ \Delta \mathbf{V}_{\mathbf{L},p} &= \left[\Delta |\vec{V}_{L,i+1}|, \Delta |\vec{V}_{L,i+2}|, \dots, \Delta |\vec{V}_{L,n}| \right]^T \\ \frac{\Delta Q_{\mathbf{L},k}}{\mathbf{V}_{\mathbf{L},k}} &= \left[\frac{\Delta Q_{L,1}}{|\vec{V}_{L,1}|}, \frac{\Delta Q_{L,2}}{|\vec{V}_{L,2}|}, \dots, \frac{\Delta Q_{L,i-1}}{|\vec{V}_{L,i-1}|} \right]^T \\ \frac{\Delta Q_{\mathbf{L},p}}{\mathbf{V}_{\mathbf{L},p}} &= \left[\frac{\Delta Q_{L,i+1}}{|\vec{V}_{L,i+1}|}, \frac{\Delta Q_{L,i+2}}{|\vec{V}_{L,i+2}|}, \dots, \frac{\Delta Q_{L,n}}{|\vec{V}_{L,n}|} \right]^T \end{aligned}$$

Para obter o efeito da variação da injeção de potência reativa na i -ésima barra sobre o módulo da tensão na mesma, assume-se que as injeções de potência reativa nas demais barras de carga permanecem constantes, ou seja,

$$\frac{\Delta Q_{\mathbf{L},k}}{\mathbf{V}_{\mathbf{L},k}} = 0 \quad (3.45)$$

$$\frac{\Delta Q_{\mathbf{L},p}}{\mathbf{V}_{\mathbf{L},p}} = 0 \quad (3.46)$$

substituindo-se, (3.45) e (3.46) em (3.44):

$$\begin{bmatrix} B'_{k,k} & b_{k,i} & B'_{k,p} \\ B'_{i,j} & B'_{i,i} & B''_{i,j} \\ B'_{p,k} & b_{p,i} & B'_{p,p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_{\mathbf{L},k} \\ \Delta |\vec{V}_{L,i}| \\ \Delta \mathbf{V}_{\mathbf{L},p} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{\Delta Q_{L,i}}{|\vec{V}_{L,i}|} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

Rearranjando-se (3.47):

$$\begin{bmatrix} B'_{i,i} & B'_{i,j} & B''_{i,j} \\ b_{k,i} & B'_{k,k} & B'_{k,p} \\ b_{p,i} & B'_{p,k} & B'_{p,p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta |\vec{V}_{L,i}| \\ \Delta \mathbf{V}_{L,k} \\ \Delta \mathbf{V}_{L,p} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_{L,i}}{|\vec{V}_{L,i}|} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

E aplicando a redução de Kron, tem-se:

$$\left(B'_{i,i} - \begin{bmatrix} B'_{i,j} & B''_{i,j} \\ B'_{p,k} & B'_{p,p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B'_{k,k} & B'_{k,p} \\ B'_{p,k} & B'_{p,p} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} b_{k,i} \\ b_{p,i} \end{bmatrix} \right) \Delta |\vec{V}_{L,i}| = \frac{\Delta Q_{L,i}}{|\vec{V}_{L,i}|} \quad (3.49)$$

que resulta em

$$BF_{sistema,i} = \left(B'_{i,i} - \begin{bmatrix} B'_{i,j} & B''_{i,j} \\ B'_{p,k} & B'_{p,p} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B'_{k,k} & B'_{k,p} \\ B'_{p,k} & B'_{p,p} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} b_{k,i} \\ b_{p,i} \end{bmatrix} \right) = \frac{\Delta Q_{L,i}}{|\vec{V}_{L,i}| \Delta |\vec{V}_{L,i}|} \quad (3.50)$$

A susceptância, $BF_{sistema,i}$, da equação (3.50) é exatamente a da linha virtual que ligaria a barra de carga a barra PV fictícia responsável pelo suporte de potência reativa da barra i , representando a resposta da potência reativa de toda a rede elétrica. O resultado está ilustrado na Figura 3.10.

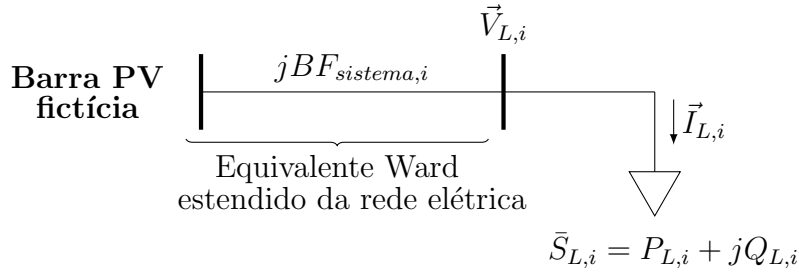


Figura 3.10: Conceito de fator de resposta da potência reativa do sistema externo

A razão da variação da injeção de potência reativa pela variação do módulo da tensão na barra normalizada pelo módulo da tensão, é definida como fator de resposta da potência reativa (RPRF) [11–13]. E é aproximadamente igual à derivada da curva V-Q normalizada pelo módulo da tensão, da respectiva barra.

O RPRF pode ser estimado para cada instante de tempo através de duas medidas consecutivas dos fasores de tensão e corrente, usando a equação (3.51):

$$BF_{sistema,i}(t) = \frac{\Delta Q_{L,i}}{|V_{L,i}| \Delta |V_{L,i}|} = \frac{Q_{L,i}(t) - Q_{L,i}(t-1)}{V_{L,i}(t) [V_{L,i}(t) - V_{L,i}(t-1)]} \quad (3.51)$$

O $BF_{sistema,i}$ é utilizado no cálculo do fator de mitigação do método CP produzindo o equivalente modificado que será tratado na próxima seção.

3.4.2 Fator de Mitigação

Para que o circuito equivalente acoplado de porta simples represente adequadamente o sistema visto de determinada barra de carga, é imprescindível que ele possua o mesmo fator de resposta da potência reativa observado daquela barra [11–13]. A seguir será mostrada a dedução matemática do fator de mitigação usado na concepção do método acoplado de porta simples modificado. Este desenvolvimento foi realizado com a finalidade de esclarecer alguns pontos do equacionamento apresentado em [12, 13].

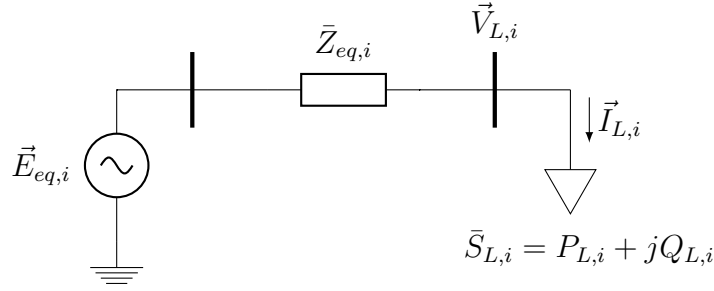


Figura 3.11: Circuito equivalente acoplado de porta simples

A partir do circuito equivalente mostrado na Figura 3.11 e conhecendo-se $\vec{E}_{eq,i} = |\vec{E}_{eq,i}| \angle \theta_e$, $\bar{Z}_{eq,i} = R_{eq,i} + jX_{eq,i}$, $P_{L,i}$ e $Q_{L,i}$, é possível calcular o módulo de $\vec{V}_{L,i} = |\vec{V}_{L,i}| \angle \delta$. Seja,

$$\vec{I}_{L,i} = \frac{P_{L,i} - jQ_{L,i}}{|\vec{V}_{L,i}| \angle -\delta} \quad (3.52)$$

e

$$\vec{I}_{L,i} = \frac{|\vec{E}_{eq,i}| \angle \theta_e - |\vec{V}_{L,i}| \angle \delta}{R_{eq,i} + jX_{eq,i}} \quad (3.53)$$

igualando-se as equações (3.52) e (3.53), tem-se

$$\frac{P_{L,i} - jQ_{L,i}}{|\vec{V}_{L,i}| \angle -\delta} = \frac{|\vec{E}_{eq,i}| \angle \theta_e - |\vec{V}_{L,i}| \angle \delta}{R_{eq,i} + jX_{eq,i}} \quad (3.54)$$

após algumas manipulações matemáticas, chega-se a

$$\left| \vec{E}_{eq,i} \right| \left| \vec{V}_{L,i} \right| \left| \angle(\theta_e - \delta) - \left| \vec{V}_{L,i} \right|^2 = (R_{eq,i} + jX_{eq,i}) (P_{L,i} - jQ_{L,i}) \quad (3.55)$$

Separando-se os termos real e imaginário em cada lado da equação (3.55) e igualando-se as partes correspondentes, resulta em:

$$\left| \vec{E}_{eq,i} \right| \left| \vec{V}_{L,i} \right| \cos(\theta_e - \delta) = \left| \vec{V}_{L,i} \right|^2 + P_{L,i} R_{eq,i} + Q_{L,i} X_{eq,i} \quad (3.56)$$

$$\left| \vec{E}_{eq,i} \right| \left| \vec{V}_{L,i} \right| \sin(\theta_e - \delta) = P_{L,i} X_{eq,i} - Q_{L,i} R_{eq,i} \quad (3.57)$$

Elevando-se as equações (3.56) e (3.57) ao quadrado e somado o resultado correspondente, obtém-se

$$\left| \vec{V}_{L,i} \right|^4 + \left(2P_{L,i} R_{eq,i} + 2Q_{L,i} X_{eq,i} - \left| \vec{E}_{eq,i} \right|^2 \right) \left| \vec{V}_{L,i} \right|^2 + \left| \vec{Z}_{eq,i} \right|^2 (P_{L,i}^2 + Q_{L,i}^2) = 0 \quad (3.58)$$

A partir da expressão (3.58), pode-se obter a relação entre a variação da potência reativa, $\Delta Q_{L,i}$, e a variação do módulo da tensão na barra de carga, $\Delta \left| \vec{V}_{L,i} \right|$ [12]. Assumindo-se que $R_{eq,i}$, $X_{eq,i}$ e $\left| \vec{E}_{eq,i} \right|^2$ não mudam entre duas medidas consecutivas de PMU e definindo-se:

$$f \left(\left| \vec{V}_{L,i} \right|, P_{L,i}, Q_{L,i} \right) = \left| \vec{V}_{L,i} \right|^4 + \left(2P_{L,i} R_{eq,i} + 2Q_{L,i} X_{eq,i} - \left| \vec{E}_{eq,i} \right|^2 \right) \left| \vec{V}_{L,i} \right|^2 + \left| \vec{Z}_{eq,i} \right|^2 (P_{L,i}^2 + Q_{L,i}^2) = 0$$

e sendo $\left| \vec{V}_{L,i} \right|$, $P_{L,i}$, $Q_{L,i}$ e $f \left(\left| \vec{V}_{L,i} \right|, P_{L,i}, Q_{L,i} \right)$ diferenciáveis em relação ao tempo, pode-se aplicar a regra da cadeia como segue,

$$\begin{aligned} \frac{\partial f \left(\left| \vec{V}_{L,i} \right|, P_{L,i}, Q_{L,i} \right)}{\partial t} &= \frac{\partial f \left(\left| \vec{V}_{L,i} \right|, P_{L,i}, Q_{L,i} \right)}{\partial \left| \vec{V}_{L,i} \right|} \frac{\partial \left| \vec{V}_{L,i} \right|}{\partial t} + \\ &\frac{\partial f \left(\left| \vec{V}_{L,i} \right|, P_{L,i}, Q_{L,i} \right)}{\partial P_{L,i}} \frac{\partial P_{L,i}}{\partial t} + \\ &\frac{\partial f \left(\left| \vec{V}_{L,i} \right|, P_{L,i}, Q_{L,i} \right)}{\partial Q_{L,i}} \frac{\partial Q_{L,i}}{\partial t} \end{aligned} \quad (3.59)$$

que fornece:

$$\begin{aligned} \frac{\partial f \left(\left| \vec{V}_{L,i} \right|, P_{L,i}, Q_{L,i} \right)}{\partial t} &= \left[4 \left| \vec{V}_{L,i} \right|^3 + 2 \left| \vec{V}_{L,i} \right| \left(2P_{L,i}R_{eq,i} + 2Q_{L,i}X_{eq,i} - \left| \vec{E}_{eq,i} \right|^2 \right) \right] \frac{\partial \left| \vec{V}_{L,i} \right|}{\partial t} + \\ &\left[2 \left| \vec{V}_{L,i} \right|^2 R_{eq,i} + 2 \left| \vec{Z}_{eq,i} \right|^2 P_{L,i} \right] \frac{\partial P_{L,i}}{\partial t} + \\ &\left[2 \left| \vec{V}_{L,i} \right|^2 X_{eq,i} + 2 \left| \vec{Z}_{eq,i} \right|^2 Q_{L,i} \right] \frac{\partial Q_{L,i}}{\partial t} = 0 \end{aligned} \quad (3.60)$$

Assumindo-se:

$$\frac{\partial \left| \vec{V}_{L,i} \right|}{\partial t} \cong \frac{\Delta \left| \vec{V}_{L,i} \right|}{\Delta t} \quad (3.61)$$

$$\frac{\partial P_{L,i}}{\partial t} \cong \frac{\Delta P_{L,i}}{\Delta t} \quad (3.62)$$

$$\frac{\partial Q_{L,i}}{\partial t} \cong \frac{\Delta Q_{L,i}}{\Delta t} \quad (3.63)$$

em que Δt é o intervalo de tempo entre duas medidas fasoriais subsequentes. Definindo-se também a direção de variação da carga no instante de tempo t pela equação (3.64):

$$\gamma_i(t) = \frac{\Delta P_{L,i}(t)}{\Delta Q_{L,i}(t)} = \frac{P_{L,i}(t) - P_{L,i}(t-1)}{Q_{L,i}(t) - Q_{L,i}(t-1)} \quad (3.64)$$

E em seguida, substituindo-se (3.61), (3.62), (3.63) e (3.64) em (3.60), chega-se a expressão (3.65) que é válida para o instante de tempo t .

$$\frac{\Delta Q_{L,i}}{\Delta \left| \vec{V}_{L,i} \right|} = \frac{\left(\left| \vec{E}_{eq,i} \right|^2 - 2P_{L,i}R_{eq,i} - 2Q_{L,i}X_{eq,i} \right) \left| \vec{V}_{L,i} \right| - 2 \left| \vec{V}_{L,i} \right|^3}{\left| \vec{V}_{L,i} \right|^2 (R_{eq,i}\gamma_i + X_{eq,i}) + \left| \vec{Z}_{eq,i} \right|^2 (P_{L,i}\gamma_i + Q_{L,i})} \quad (3.65)$$

Dividindo-se a equação (3.65) por $\left| \vec{V}_{L,i} \right|$, tem-se:

$$\frac{\Delta Q_{L,i}}{\left| \vec{V}_{L,i} \right| \Delta \left| \vec{V}_{L,i} \right|} = \frac{\left| \vec{E}_{eq,i} \right|^2 - 2 \left| \vec{V}_{L,i} \right|^2 - 2(P_{L,i}R_{eq,i} + Q_{L,i}X_{eq,i})}{\left| \vec{V}_{L,i} \right|^2 (R_{eq,i}\gamma_i + X_{eq,i}) + \left| \vec{Z}_{eq,i} \right|^2 (P_{L,i}\gamma_i + Q_{L,i})} \quad (3.66)$$

A tensão na barra de carga na forma retangular pode ser escrita como $\vec{V}_{L,i} = V_{RL,i} + jV_{IL,i}$ e a queda de tensão na impedância do ramo equivalente, $\vec{Z}_{eq,i} = R_{eq,i} + jX_{eq,i}$, pode ser definida como $\vec{V}_{Linha,i} = V_{RLinha,i} + jV_{ILinha,i}$, e é calculada

por

$$V_{RLinha,i} + jV_{ILinha,i} = (R_{eq,i} + jX_{eq,i}) \vec{I}_{L,i} \quad (3.67)$$

substituindo-se (3.52) em (3.67):

$$(V_{RLinha,i} + jV_{ILinha,i})(V_{RL,i} - jV_{IL,i}) = (R_{eq,i} + jX_{eq,i})(P_{L,i} - jQ_{L,i}) \quad (3.68)$$

Após algumas manipulações algébricas, obtém-se:

$$V_{RLinha,i}V_{RL,i} + V_{ILinha,i}V_{IL,i} = R_{eq,i}P_{L,i} + X_{eq,i}Q_{L,i} \quad (3.69)$$

$$V_{ILinha,i}V_{RL,i} - V_{RLinha,i}V_{IL,i} = X_{eq,i}P_{L,i} - R_{eq,i}Q_{L,i} \quad (3.70)$$

Por outro lado do circuito da Figura 3.11, a tensão equivalente pode ser descrita como:

$$\begin{aligned} \vec{E}_{eq,i} &= \vec{V}_{Li} + \bar{Z}_{eq,i}\vec{I}_{Li} = \vec{V}_{Li} + \vec{V}_{Linha,i} \\ \vec{E}_{eq,i} &= (V_{RLinha,i} + V_{RL,i}) + j(V_{ILinha,i} + V_{IL,i}) \end{aligned} \quad (3.71)$$

Elevando-se ambos os lados de (3.71) ao quadrado, obtém-se

$$|\vec{E}_{eq,i}|^2 = |\vec{V}_{Li}|^2 + |\vec{V}_{Linha,i}|^2 + 2(V_{RLinha,i}V_{RL,i} + V_{ILinha,i}V_{IL,i}) \quad (3.72)$$

e substituindo (3.69) em (3.72), chega-se a

$$|\vec{E}_{eq,i}|^2 = |\vec{V}_{Li}|^2 + |\vec{V}_{Linha,i}|^2 + 2(R_{eq,i}P_{L,i} + X_{eq,i}Q_{L,i}) \quad (3.73)$$

e finalmente, substituindo-se (3.73) em (3.66):

$$\begin{aligned} \frac{\Delta Q_{L,i}}{|\vec{V}_{L,i}| \Delta |\vec{V}_{L,i}|} &= \frac{|\vec{V}_{Linha,i}|^2 - |\vec{V}_{L,i}|^2}{|\vec{V}_{L,i}|^2 (R_{eq,i}\gamma_i + X_{eq,i}) + |\bar{Z}_{eq,i}|^2 (P_{L,i}\gamma_i + Q_{L,i})} \\ BF_{eq,i} &= \frac{|\vec{V}_{Linha,i}|^2 - |\vec{V}_{L,i}|^2}{|\vec{V}_{L,i}|^2 (R_{eq,i}\gamma_i + X_{eq,i}) + |\bar{Z}_{eq,i}|^2 (P_{L,i}\gamma_i + Q_{L,i})} \end{aligned} \quad (3.74)$$

A partir da expressão (3.74) é possível calcular o fator de resposta da potência reativa (RPRF) de qualquer circuito equivalente obtido por qualquer método de estimação dos parâmetros de Thévenin. Em [12] é demonstrado que o equivalente acoplado de porta simples apresentado na Seção 3.3 não reproduz adequadamente o perfil de tensão do sistema visto da barra sob análise. Para eliminar tal deficiência é proposta a adição de uma admitância capacitiva virtual *shunt*, $Y_{C,i}$, à barra de carga do circuito equivalente, conforme mostrado na Figura 3.12.

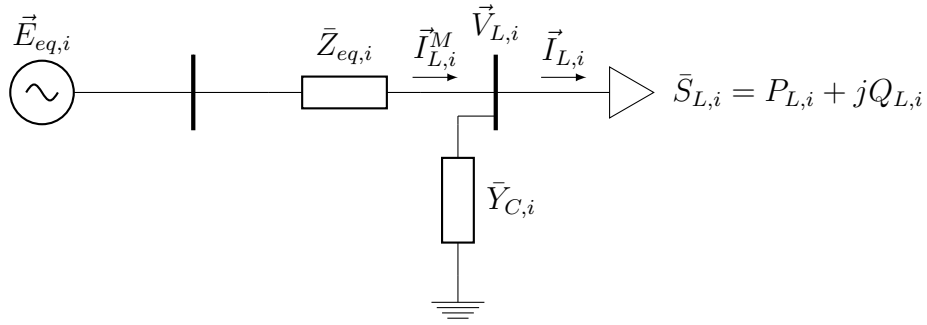


Figura 3.12: Circuito equivalente com adição de admitância virtual

Assumindo-se que a admitância está injetando corrente na barra de carga e que a corrente, $\vec{I}_{L,i}$, solicitada pela carga não se altera. A nova corrente fornecida pela fonte de tensão do equivalente de Thévenin será dada pela equação (3.75).

$$\vec{I}_{L,i}^M = \vec{I}_{L,i} - \vec{I}_{C,i} = \vec{I}_{L,i} - \bar{Y}_{C,i}\vec{V}_{L,i} = \left(1 - \frac{\bar{Y}_{C,i}\vec{V}_{L,i}}{\vec{I}_{L,i}}\right) \vec{I}_{L,i} = \bar{\alpha}_i \vec{I}_{L,i} \quad (3.75)$$

O parâmetro $\bar{\alpha}_i = \left(1 - \frac{\bar{Y}_{C,i}\vec{V}_{L,i}}{\vec{I}_{L,i}}\right)$ é necessariamente um número complexo. Na referência [12], na qual o mesmo foi proposto ele é tratado como sendo um número real e os autores não fazem nenhum comentário a respeito disso. O mesmo ocorre nos trabalhos [13, 27, 28] dos mesmos autores.

Foram realizadas algumas tentativas de demonstração das equações apresentadas em [12] considerando $\bar{\alpha}_i$ complexo e os resultados encontrados não foram promissores. Seguiu-se, então, o equacionamento proposto em que $\bar{\alpha}_i$ é substituído pelo seu módulo. Logo, a equação (3.75) deve ser reescrita como:

$$\vec{I}_{L,i}^M = \left|1 - \frac{\bar{Y}_{C,i}\vec{V}_{L,i}}{\vec{I}_{L,i}}\right| \vec{I}_{L,i} = |\bar{\alpha}_i| \vec{I}_{L,i} \quad (3.76)$$

O termo $|\bar{\alpha}_i|$ da equação (3.76) é chamado de fator de mitigação. Aplicando-se a lei das malhas ao circuito da Figura 3.12, tem-se:

$$\vec{E}_{eq,i} = \vec{V}_{L,i} + |\bar{\alpha}_i| \bar{Z}_{eq,i} \vec{I}_{L,i} \quad (3.77)$$

Pode-se, então, transformar a compensação *shunt* em compensação série pela definição do circuito equivalente acoplado de porta simples modificado, apresentado na Figura 3.13. No circuito modificado a tensão e a impedância equivalentes são definidos pelas equações (3.78) e (3.79).

$$\vec{E}_{eq,i}^M = \vec{V}_{L,i} + |\bar{\alpha}_i| \bar{Z}_{eq,i} \vec{I}_{L,i} \quad (3.78)$$

$$\bar{Z}_{eq,i}^M = |\bar{\alpha}_i| \bar{Z}_{eq,i} \quad (3.79)$$

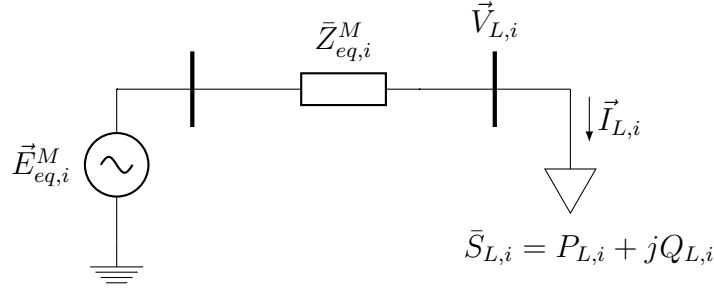


Figura 3.13: Circuito equivalente acoplado de porta simples modificado

Para que o equivalente modificado represente corretamente o sistema visto da barra i é suficiente que o mesmo possua o RPRF igual ao do sistema visto daquela barra. Logo,

$$BF_{sistema,i} = BF_{eq,i}^M \quad (3.80)$$

substituindo-se as equações (3.78) e (3.79) em (3.74):

$$BF_{eq,i}^M = \frac{|\vec{V}_{Linha,i}|^2 |\bar{\alpha}_i|^2 - |\vec{V}_{L,i}|^2}{|\vec{V}_{L,i}|^2 (R_{eq,i} \gamma_i + X_{eq,i}) |\bar{\alpha}_i| + |\bar{Z}_{eq,i}|^2 (P_{L,i} \gamma_i + Q_{L,i}) |\bar{\alpha}_i|^2} \quad (3.81)$$

Voltando a expressão (3.80), tem-se

$$BF_{sistema,i} = \frac{|\vec{V}_{Linha,i}|^2 |\bar{\alpha}_i|^2 - |\vec{V}_{L,i}|^2}{|\vec{V}_{L,i}|^2 (R_{eq,i} \gamma_i + X_{eq,i}) |\bar{\alpha}_i| + |\bar{Z}_{eq,i}|^2 (P_{L,i} \gamma_i + Q_{L,i}) |\bar{\alpha}_i|^2}$$

que resulta em,

$$\begin{aligned} & \left(BF_{sistema,i} |\bar{Z}_{eq,i}|^2 (P_{L,i}\gamma_i + Q_{L,i}) - |\vec{V}_{Linha,i}|^2 \right) |\bar{\alpha}_i|^2 + \\ & \left(BF_{sistema,i} |\vec{V}_{L,i}|^2 (R_{eq,i}\gamma_i + X_{eq,i}) \right) |\bar{\alpha}_i| + |\vec{V}_{L,i}|^2 = 0 \end{aligned} \quad (3.82)$$

ou equivalentemente,

$$a |\bar{\alpha}_i|^2 + b |\bar{\alpha}_i| + c = 0 \quad (3.83)$$

em que,

$$a = BF_{sistema,i} |\bar{Z}_{eq,i}|^2 (P_{L,i}\gamma_i + Q_{L,i}) - |\vec{V}_{Linha,i}|^2 \quad (3.84)$$

$$b = BF_{sistema,i} |\vec{V}_{L,i}|^2 (R_{eq,i}\gamma_i + X_{eq,i}) \quad (3.85)$$

$$c = |\vec{V}_{L,i}|^2 \quad (3.86)$$

e finalmente,

$$|\bar{\alpha}_i| = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (3.87)$$

As raízes da equação (3.87) serão reais se $b^2 - 4ac \geq 0$. Se a variação da potência reativa for positiva, $\Delta Q_{L,i} > 0$, como consequência das natureza das cargas a variação do módulo da tensão, $\Delta |V_{L,i}|$, será negativa e $BF_{sistema,i} \leq 0$. Para cargas modeladas pelos modelos ZIP e dependente da tensão o crescimento da potência ativa leva ao crescimento da potência reativa correspondente, desse modo $\gamma_i > 0$ [12]. Analisando-se as equações (3.84), (3.85) e (3.86), tem-se $a < 0$, $b \leq 0$ e $c > 0$. E as raízes de (3.87) serão positivas e o fator de mitigação será dado pela menor delas, ou seja,

$$|\bar{\alpha}_i| = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (3.88)$$

Portanto, a correção do equivalente acoplado de porta simples é efetuada usando apenas duas medições consecutivas dos fasores de tensão e corrente das barras de carga. Após a obtenção fator de mitigação pela equação (3.88), encontra-se os parâmetros modificados de Thévenin usando as equações (3.78) e (3.79). Na Figura 3.14 é mostrado o fluxograma da implementação computacional do método.

A imprecisão no perfil de tensão do equivalente acoplado de porta simples ocorre por que o $BF_{eq,i}$ é menor que o $BF_{sistema,i}$, devido à incapacidade do método repre-

sentar adequadamente o sistema.

Em [12, 13], afirma-se que $BF_{eq,i} \leq BF_{sistema,i}$ por consequência da possível sobrestimação de $\bar{Z}_{eq,i}$ e por isso, o fator de mitigação deveria estar dentro do intervalo $0 \leq |\bar{\alpha}_i| \leq 1$. Nos trabalhos não é feita nenhuma demonstração que comprove tal afirmação. E como será demonstrado no Capítulo 4, ela não se mostrou válida nas simulações realizadas. O RPRF do equivalente depende da tensão e da impedância equivalentes que são calculadas de modo independente pelo método CP. Logo, a deficiência apontada em $BF_{eq,i}$ é proveniente da má estimativa de $\vec{E}_{eq,i}$ e $\bar{Z}_{eq,i}$ e não apenas de do erro presente em $\bar{Z}_{eq,i}$ como apontado por [12, 13].

Uma tentativa de definição do intervalo de limitação de $|\bar{\alpha}_i|$ foi feita a partir de seu módulo e considerando que $Y_{C,i}$ seria puramente capacitiva. Concluiu-se que $|\bar{\alpha}_i| \geq fp$, em que fp é o fator de potência da carga. A validade da desigualdade não foi comprovada via simulação.

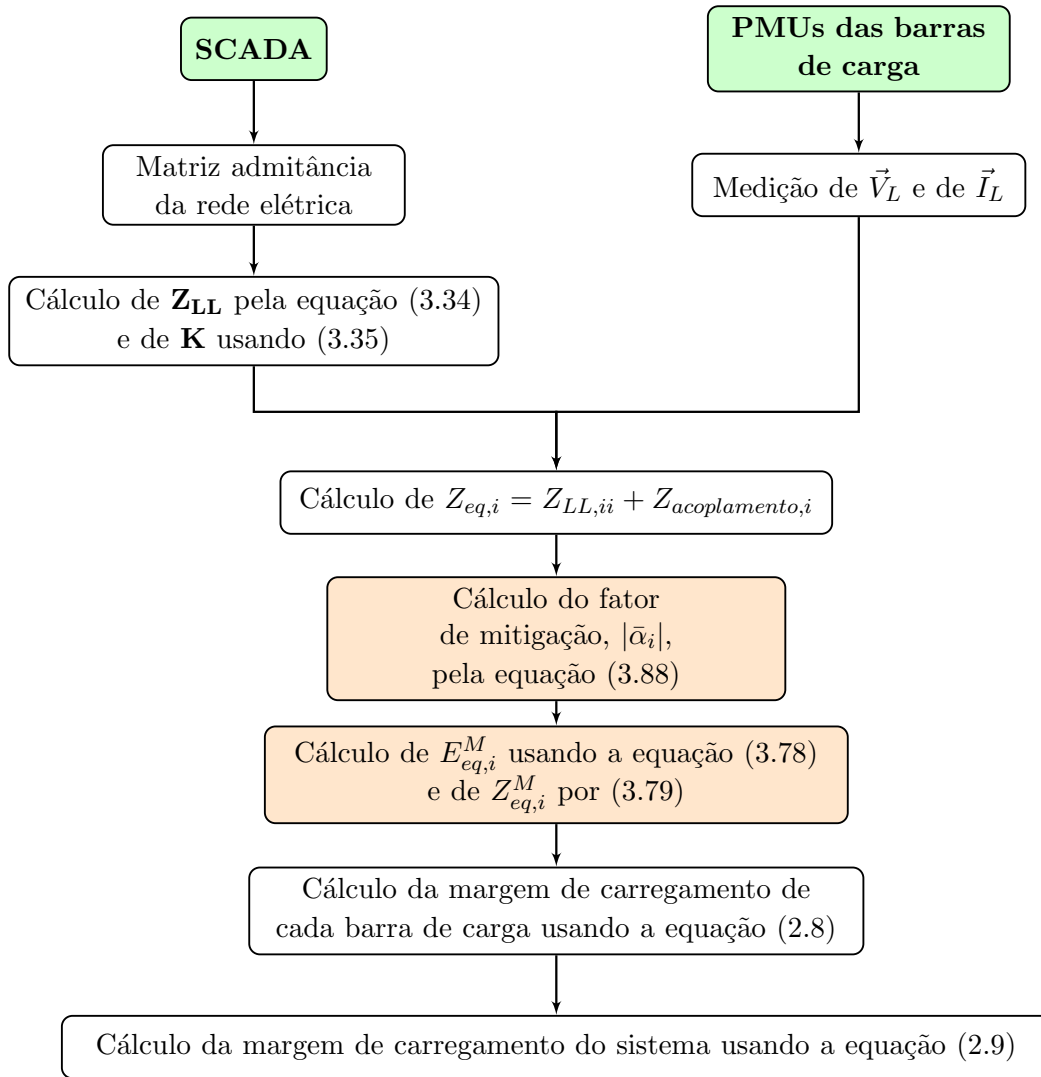


Figura 3.14: Implementação do equivalente acoplado de porta simples modificado

3.4.3 Fator de Resposta da Potência Reativa do Equivalente do Algoritmo de Identificação Adaptativa

No presente trabalho foi identificado que o fator de resposta da potência reativa (RPRF) definido a partir do equivalente Ward e que foi utilizado em [12, 13] para corrigir o equivalente acoplado de porta simples pode ser utilizado como uma ferramenta para avaliação da qualidade dos parâmetros de Thévenin estimados por quaisquer métodos de monitoramento da estabilidade de tensão. O RPRF do equivalente acoplado de porta simples é dado pela expressão (3.74) e o do equivalente modificado pela equação (3.81). Para obtenção o fator de resposta do algoritmo de identificação adaptativa, faz-se

$$\bar{Z}_{eq,i} = R_{eq,i} + jX_{eq,i} = 0 + jX_{Th,i} \quad (3.89)$$

substituindo-se (3.89) em (3.74), obtém-se

$$BF_{AD,i} = \frac{\left| \vec{V}_{Linha,i} \right|^2 - \left| \vec{V}_{L,i} \right|^2}{(P_{L,i}\gamma_i + Q_{L,i}) X_{Th,i}^2 + \left| \vec{V}_{L,i} \right|^2 X_{Th,i}} \quad (3.90)$$

onde, $\vec{V}_{Linha,i}$ é a queda de tensão na reatância equivalente $X_{Th,i}$ e assim como para os outros métodos o valor de $BF_{AD,i}$ é calculado a partir das medições de *PMU* dos instantes i e $i - 1$.

No Capítulo 4 será realizada a avaliação e a comparação dos métodos discutidos neste capítulo em dois sistemas teste.

Capítulo 4

Avaliação e Comparação dos Métodos

4.1 Introdução

No presente capítulo serão apresentados os resultados das simulações realizadas com a finalidade de avaliar e de comparar o desempenho do algoritmo de identificação adaptativa [8], do método baseado no circuito acoplado de porta simples [10] e do equivalente acoplado de porta simples modificado [12], no monitoramento em tempo real da estabilidade de tensão em sistemas de potência. As simulações foram feitas no *Power System Analysis Toolbox* (PSAT) que é uma *toolbox* do Matlab e foi escolhida por permitir amplo acesso aos parâmetros da rede elétrica, via código fonte.

As simulações foram realizadas no domínio do tempo para cenários de crescimento das cargas. Os sistemas teste usados foram o IEEE 9-barras modificado e o KTH-NORDIC32. O IEEE 9-barras está disponível no PSAT e foi modificado para ter característica mais radial. Os detalhes do sistema após as alterações podem ser encontrados no Apêndice A. Na Figura 4.1, apresenta-se o diagrama unifilar do mesmo. O KTH-NORDIC32 foi desenvolvido e implementado na *toolbox* por [29], as características desse sistema podem ser encontradas na referência citada e o arquivo para simulação pode ser conseguido diretamente com os autores dela. Ambos os sistemas são providos dos modelos dinâmicos das máquinas síncronas, das excitatrizes das máquinas, dos reguladores automáticos de tensão (AVRs), dos limitadores de corrente de sobre-excitação (OELs) e dos reguladores de velocidade (TGs).

O algoritmo de identificação adaptativa foi avaliado em alguns trabalhos utilizando simulação no domínio do tempo [8, 15, 16]. Em [5, 14] foi comparado com outros algoritmos e foi testado usando dados reais de medição fasorial por [5, 30–32]. Em [14], o algoritmo AD é confrontado com o equivalente acoplado de porta simples, o método baseado em mínimos quadrados [6] e o algoritmo inspirado no teorema de

Tellegen [7]. O trabalho [14] foi o único encontrado na literatura que avalia o equivalente acoplado de porta simples com simulações no domínio do tempo. Quando o método foi proposto em [10], foi estudado usando fluxo de potência continuado (CPF) que não é a melhor forma de se avaliar um método a ser aplicado no monitoramento em tempo real da estabilidade de tensão, pois não considera a modelagem das dinâmicas da rede elétrica. O equivalente acoplado de porta simples modificado [12] também foi demonstrado usando o fluxo de potência continuado.

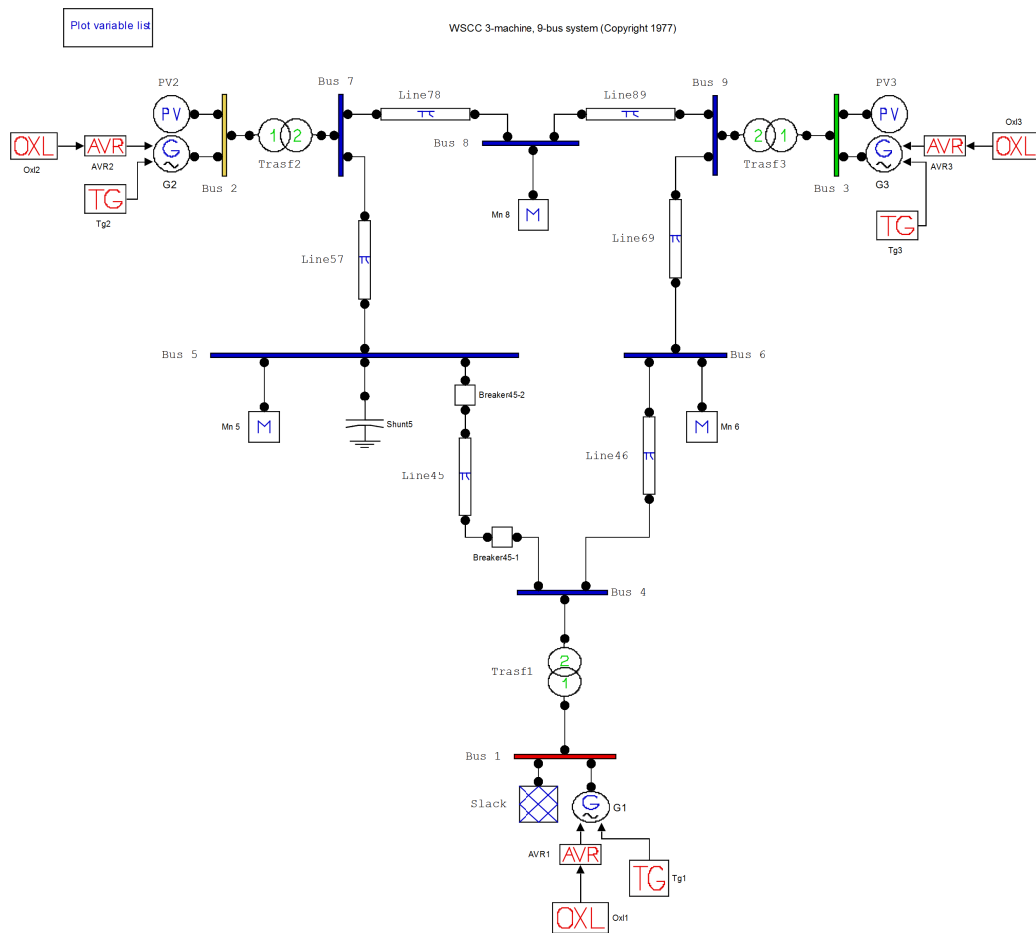


Figura 4.1: Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 9-barras modificado

No presente trabalho os sistemas foram simulados no domínio do tempo. E os métodos serão avaliados sob os seguintes aspectos:

- Comparação do módulo da impedância equivalente, $|\bar{Z}_{Th}|$, obtido por cada algoritmo com o da impedância de carga, $|\bar{Z}_L| = \left| \frac{\vec{V}_L}{\vec{I}_L} \right|$, verificando-se o quão próximo o ponto de cruzamento das mesmas está do ponto de máxima transferência de potência da barra monitorada;

- Confrontação do módulo da tensão equivalente estimada por cada método;
- Comparação do fator de resposta da potência reativa (RPRF) de cada equivalente com o $BF_{sistema,i}$, calculado pela equação (3.51) para cada instante de atualização da medição fasorial. O RPRF é aproximadamente a derivada da curva V-Q normalizada pelo módulo da tensão;
- Comparação da curva PV do equivalente, obtida pelo uso da relação (3.39), com a curva PV extraída da simulação do sistema para a respectiva barra;
- Comparação da margem real de carregamento da barra sob análise, calculada a partir da equação (4.1), com a margem estimada por cada equivalente através da equação (2.8). A margem real está disponível apenas no ambiente de simulação, onde é possível saber qual foi o MTP e a potência a cada instante da simulação para cada barra antes da aplicação dos métodos.

Nos cenários simulados com o sistema teste IEEE 9-barras modificado, Figura 4.1, os limitadores de corrente de sobre-excitação foram desligados nos casos 1, 2 e 3. Os métodos foram simulados para as seguintes situações:

- Tipos de carga:
 - Caso 1 - Crescimento de todas as cargas modeladas como I-constante;
 - Caso 2 - Crescimento de todas as cargas modeladas como Z-constante;
 - Caso 3 - Crescimento de todas as cargas modeladas com potência ativa I-constante e potência reativa Z-constante.
- Sensibilidade da atuação do OEL da máquina 2:
 - Caso 4 - Atuação do OEL com crescimento de todas as cargas modeladas como Z-constante.
- Sensibilidade a atuação de OLTC para as cargas das barras 5 e 8:
 - Caso 5 - Desempenho para atuação de OLTC de modelo contínuo com crescimento de todas as cargas modeladas como I-constante.
- Avaliação dos métodos na presença de ruído na medição fasorial com crescimento das cargas tipo I-constante em todas as barras.

Para o sistema teste KTH-NORDIC32 foi simulado o seguinte cenário:

- Crescimento da carga da barra 1041 com todas as cargas do tipo I-constante:
 - Caso 6 - Crescimento da carga da barra 1041;

Em [12, 21], afirma-se que atualmente a taxa de atualização possível para os sistemas de medição fasorial é de 8 ms a 30 ms. No presente trabalho foi adotada a taxa de amostragem de 20 ms, a mesma utilizada para o algoritmo adaptativo [8].

4.2 Tipos de Carga

As simulações para as cargas I-constante e Z-constante foram realizadas usando o modelo dependente da tensão descrito na Seção 2.6. O crescimento das cargas foi realizado pelo aumento percentual e progressivo dos termos de proporcionalidade P_0 e Q_0 das relações (2.12) e (2.13), sucessivamente. Considerou-se dois tipos de crescimento:

- **Crescimento percentual proporcional** - as potências ativa e reativa de cada carga foram acrescidas de aproximadamente 0.10 %/s dos seus respectivos valores nominais a cada segundo de simulação. Na Tabela 4.1 são mostrados os valores aproximados dos incrementos das potências ativa e reativa para cada barra em MW e Mvar, respectivamente.

Tabela 4.1: Crescimento de carga percentual proporcional

Barra	ΔP_L [MW/s]	ΔQ_L [Mvar/s]
5	0.125	0.050
6	0.090	0.030
8	0.100	0.035

- **Crescimento percentual não proporcional** - as potências ativa e reativa da barra 5 foram aumentadas de 0.10 %/s, as da barra 6 de 2×0.10 %/s e as ligadas à barra 8 de 3×0.10 %/s, dos correspondentes valores nominais. Na Tabela 4.2 são mostrados os incrementos das potências ativa e reativa para cada barra em MW e Mvar, sucessivamente.

Tabela 4.2: Crescimento de carga percentual não proporcional

Barra	ΔP_L [MW/s]	ΔQ_L [Mvar/s]
5	0.125	0.050
6	0.180	0.060
8	0.300	0.105

O crescimento de carga percentual proporcional se assemelha à metodologia de aumento das cargas apresentada em [10]. Já o não proporcional é similar ao crescimento não uniforme de [11–13]. Nos resultados ficará evidente que as diferenças nas taxas de crescimento de cada barra influencia fortemente na precisão das estimativas obtidas com o método CP, conforme foi demonstrado em [11–13].

Na Figura 4.2(a) são mostradas as curvas PV das barras de carga do sistema IEEE 9-barras modificado para condição crescimento percentual proporcional. E na Figura 4.2(b) para crescimento percentual não proporcional. Em ambas as situações, como pode ser visto, a barra 5 é a barra crítica do sistema para as cargas do tipo corrente constante. A barra crítica é a barra com a menor margem de carregamento entre todas as barras de carga.

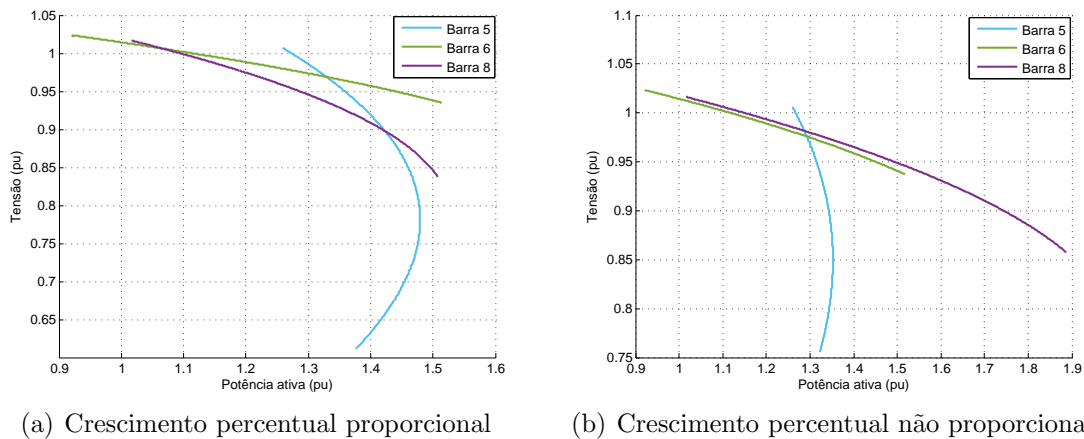


Figura 4.2: Curvas PV para cargas tipo corrente constante

Com as cargas sendo do tipo impedância constante a barra 5 também será a barra crítica da rede. Nas Figuras 4.3(a) e 4.3(b) são mostradas as curvas PV para o crescimento proporcional e para o não proporcional, respectivamente. Na terceira condição estudada em que a potência ativa é I-constante e a reativa é Z-constante, a barra 5 continua sendo a barra com a menor margem de carregamento do sistema.

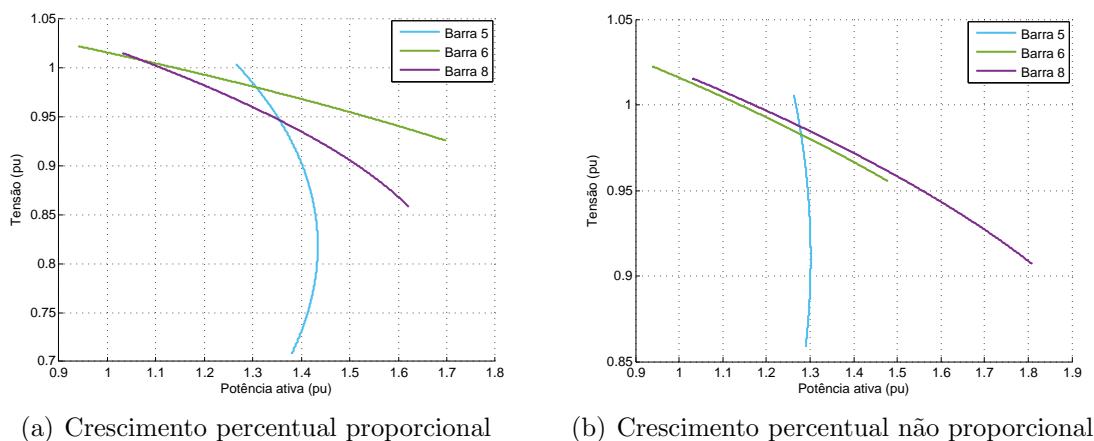


Figura 4.3: Curvas PV para cargas tipo impedância constante

Além dos tipos de carga citados, também foram realizados testes com cargas do tipo potência constante, que por ser o tipo mais crítico para estabilidade de tensão, provocou problemas numéricos encerrando as simulações antes que a barra

crítica alcançasse o MTP. Os resultados obtidos não serão apresentados, pois não são relevantes para comparação dos métodos de monitoramento da estabilidade de tensão em tempo real.

4.2.1 Caso 1: Cargas do Tipo Corrente Constante

Crescimento Percentual Proporcional

Com intuito de avaliar o desempenho de cada método para o IEEE 9-barras modificado composto de cargas do tipo corrente constante, os OELs de todas as máquinas síncronas foram desligados e as cargas foram aumentadas de modo proporcional conforme apresentado nas Figuras 4.4(a) e 4.4(b) para as potências ativas e reativas, respectivamente.

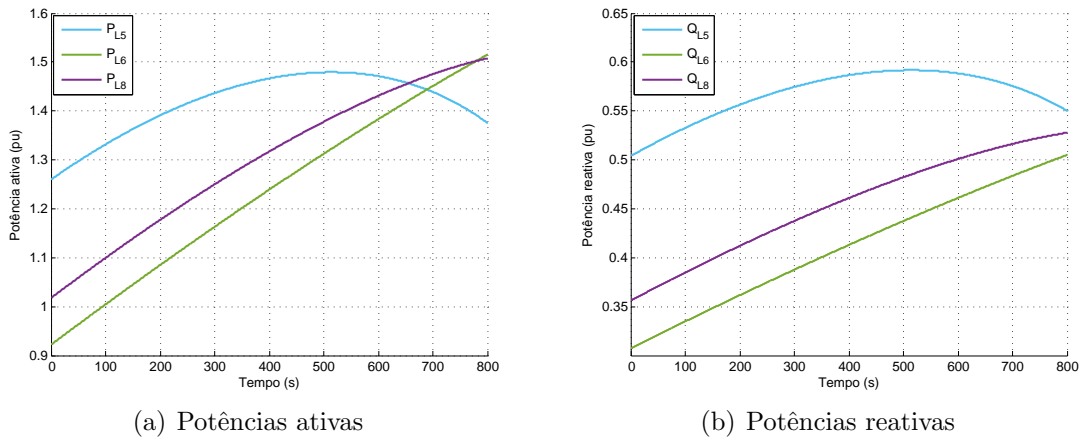


Figura 4.4: Crescimento proporcional das cargas tipo corrente constante

A simulação foi encerrada em 800 s, pois devido ao modelo de carga a mesma não apresenta problemas numéricos [33] e o PSAT permaneceria simulando por tempo indefinido, mesmo após a ocorrência do ponto de máxima transferência de potência (MTP).

Na Figura 4.5 são apresentadas as impedâncias estimadas por cada um dos métodos e a impedância da carga calculada a partir dos fasores de tensão e de corrente obtidos para barra 5. O ponto marcado com um pequeno círculo preto é o ponto correspondente a máxima transferência de potência (MTP). Ele é obtido a partir do vetor das potências ativas pela identificação do instante de tempo em que P_L alcança seu valor máximo. Neste caso, o MTP aconteceu em $t = 515.06$ s para $P_{L,5} = 1.4794$ pu e $|\vec{V}_{L,5}| = 0.7811$ pu, que corresponde ao ponto da ponta da curva PV da Figura 4.2(a). Observa-se que os métodos adaptativo e acoplado de porta simples modificado possuem curvas muito semelhantes e acertam o MTP. O parâmetro k do algoritmo AD foi especificado em 1 % da tensão de Thévenin da

iteração anterior durante os primeiros 80 s, que são suficientes para convergência do método, e em 0.01 % no restante da simulação. O período de sintonização pode ser facilmente identificado no gráfico da impedância estimada e corresponde à parcela mais oscilatória da curva, os primeiros 80 s da simulação. O método CP estima uma impedância muito menor que os outros dois e não consegue indicar o MTP.

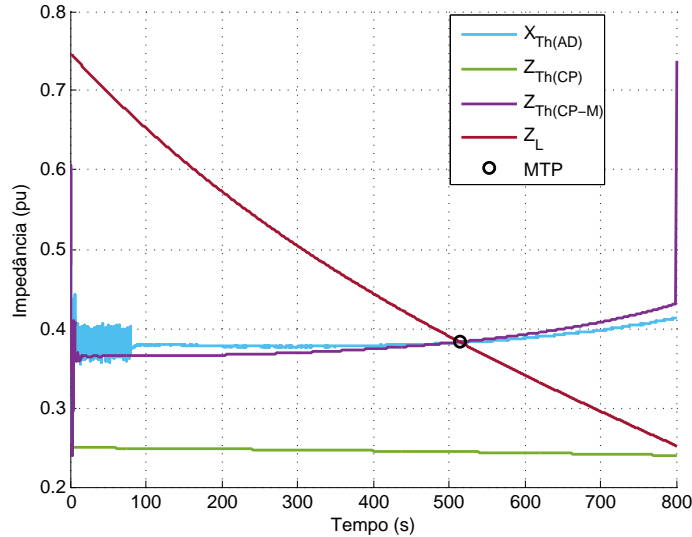


Figura 4.5: Impedância de Thévenin vista da barra 5 para cargas tipo corrente constante com crescimento proporcional

As tensões equivalentes encontradas são exibidas na Figura 4.6, nota-se que as curvas do algoritmo AD e do CP-M são semelhantes, sendo que os valores do módulo da tensão estimada pelo método CP-M são maiores durante toda a simulação. A tensão equivalente do algoritmo CP-M é fortemente influenciada pelo fator de mitigação, $|\bar{\alpha}_5|$, mostrado na Figura 4.7. O fator de mitigação é maior que um contrariando o afirmado em [12, 13, 27, 28], o que é aparentemente correto, visto que o módulo da impedância $|\bar{Z}_{eq,5(CP)}|$ é claramente subestimado. A tensão equivalente de CP é consideravelmente menor que as demais, Figura 4.6.

Na Figura 4.8(a) é realizada a comparação do fator de resposta da potência reativa de cada equivalente com o do sistema. Mostra-se que os RPRFs dos métodos AD e CP-M são idênticos ao da rede e o do CP é consideravelmente menor que os demais. Ao longo deste capítulo ficará evidente que a proximidade do RPRF do equivalente com o do sistema é um forte indicador de que o algoritmo é capaz de identificar o MTP. Isso é consequência da interdependência existente entre estabilidade de tensão e capacidade de suporte de potência reativa do sistema. O RPRF é sempre negativo até o MTP, a partir do qual ele muda de sinal. A mudança de sinal do RPRF pode ser interpretada como um indicativo da escassez de potência reativa em uma determinada área da rede elétrica. Essa interpretação pode ser facilmente

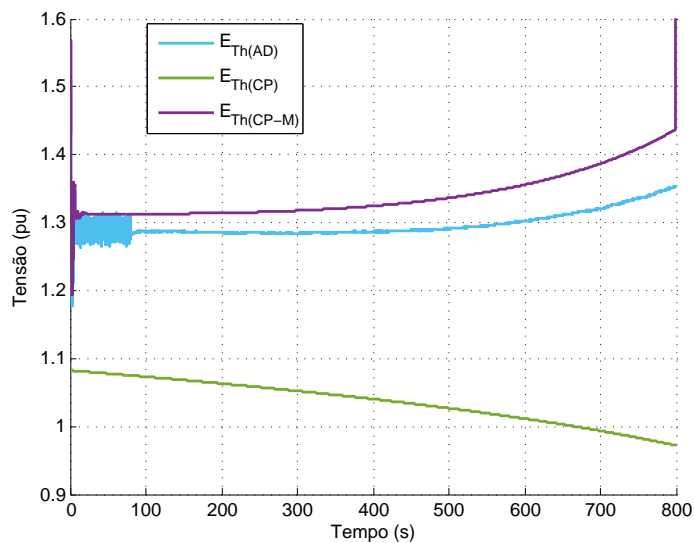


Figura 4.6: Tensão de Thévenin vista da barra 5 para cargas tipo corrente constante com crescimento proporcional

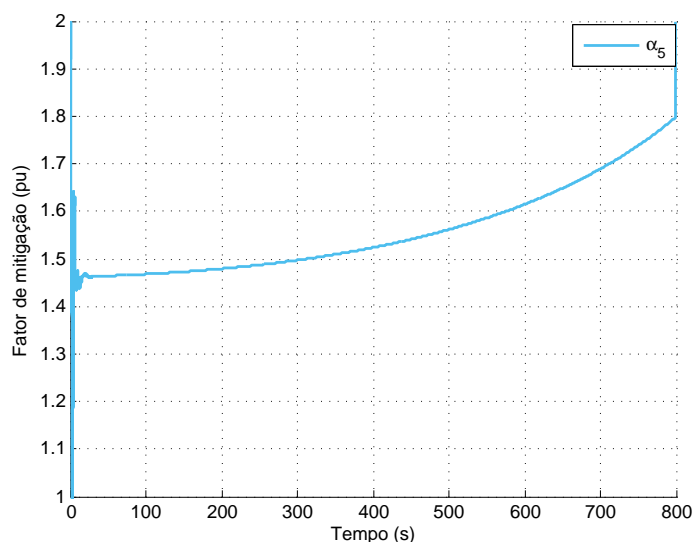
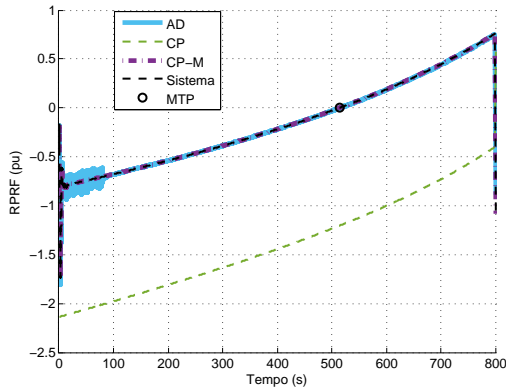


Figura 4.7: Fator de mitigação do método CP-M para barra 5

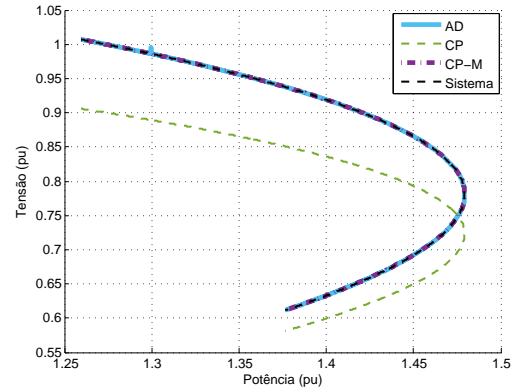
compreendida analisando o RPRF como uma aproximação da derivada da curva V-Q normalizada pelo módulo da tensão, da respectiva barra.

As curvas PV são comparadas na Figura 4.8(b) e evidenciam mais uma vez baixa precisão do equivalente acoplado de porta simples.

A simples observação da proximidade entre as curvas das impedâncias equivalente e de carga, ou de um indicador baseado nelas, não fornece informações suficientes para tomada de decisão a fim de se evitar que o colapso de tensão ocorra. Por duas razões, a primeira e mais importante é o desconhecimento da velocidade de aproximação das curvas que é fortemente influenciada pelas não linearidades do sistema



(a) Fator de resposta da potência reativa



(b) Curvas PV dos circuitos equivalentes

Figura 4.8: RPRFs e curvas PV dos circuitos equivalentes para cargas tipo corrente constante com crescimento proporcional

que se tornam muito relevantes em uma rede fortemente carregada. A segunda é a ausência de clareza no significado dos valores de impedância para operação da rede, onde as cargas são comumente tratadas pelos valores de suas potências.

Essas dificuldades podem ser superadas pela aplicação da equação (2.7) ao equivalente obtido por cada método. Na Figura 4.9 é mostrado o módulo da potência complexa máxima estimada, por cada método, a cada instante. Se não houver atuação de nenhum elemento de característica discreta durante a simulação o $|\bar{S}_{Lmax,i}|$ encontrado permanecerá aproximadamente constante indicando que o método estima corretamente os parâmetros do circuito equivalente. O algoritmo AD e CP-M alcançam o objetivo e o CP indica um carregamento máximo variável.

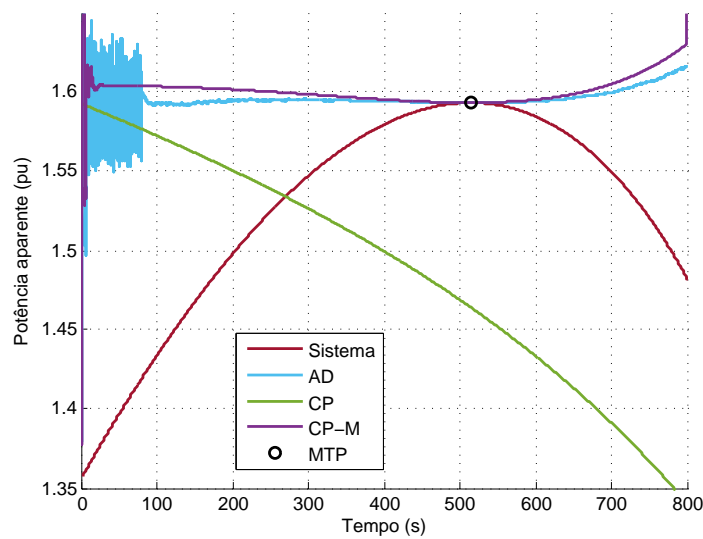


Figura 4.9: Carregamento máximo da barra 5 estimado por cada método para cargas tipo corrente constante com crescimento proporcional

Uma outra forma de monitorar a proximidade do MTP é pelo cálculo da margem de carregamento, equação (2.8), que será tanto mais exato quanto melhor for a estimação dos parâmetros de Thévenin. No ambiente de simulação é possível saber qual foi a margem real de carregamento a cada instante de tempo pela aplicação da equação (4.1):

$$Margem_{real,i}(t) = \frac{|\bar{S}_{MPT,i}| - |\bar{S}_{L,i}(t)|}{|\bar{S}_{L,i}(t)|} \cdot 100 [\%] \quad (4.1)$$

onde, $|\bar{S}_{MPT,i}|$ é o valor máximo extraído do vetor das potências aparentes, $|\bar{S}_{L,i}|$. Os máximos de $|\bar{S}_{L,i}|$ e de $P_{L,i}$ ocorrem aproximadamente no mesmo instante. A comparação da margem real de carregamento com a margem estimada por cada equivalente é mostrada na Figura 4.10.

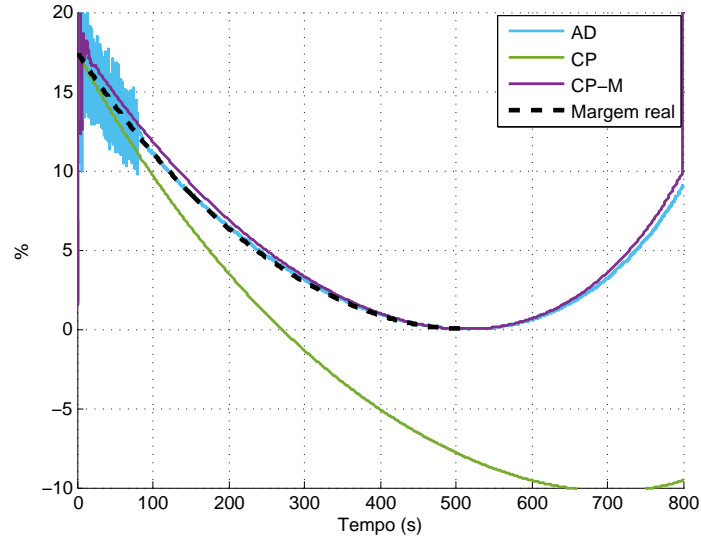


Figura 4.10: Margem de carregamento da barra 5 estimada por cada método para cargas tipo corrente constante com crescimento proporcional

Os métodos AD e CP-M possuem curvas muito próximas à curva da margem de carregamento efetivo. As pequenas diferenças observadas certamente se devem as variações de $|\vec{E}_{Th}|$, $|\bar{Z}_{Th}|$ e θ_s que são, apenas, aproximadamente constantes, violando as condições assumidas na dedução da equação (2.7). Já o método CP fornece uma subestimação da margem contrariando o resultado da Figura 4.5, na qual o cruzamento com a impedância de carga ocorre após o MTP. Salienta-se que a relação (2.7) que fornece a $|\bar{S}_{Lmax,i}|$ leva em consideração a tensão e a impedância equivalentes que no caso desse método são calculadas de modo independente uma da outra.

A margem real é a margem efetiva da barra. Logo, pode-se calcular o erro quadrático médio (EQM) da margem obtida por cada método usando a equação

(4.2). O EQM fornece a medida do erro de previsão e pode ser usado para comparar o desempenho entre os métodos e o de um mesmo método em situações diferentes.

$$EQM = \frac{\sum_i^n (Margem_{real,i} - Margem_{estimada,i})^2}{n} \quad (4.2)$$

Na Tabela 4.3, tem-se o erro quadrático médio de cada método em relação à margem efetiva. O EQM foi obtido desconsiderando os primeiros 10 % do tempo de simulação que é o tempo utilizado para sintonia do algoritmo AD. Portanto, o EQM é calculado a partir dos 10 % até o instante de ocorrência do MTP, conforme mostrado na Figura 4.11. Quanto menor o valor do EQM melhor será a estimação da margem. Os resultados expostos na Tabela 4.3 confirmam as boas estimativas dos métodos AD e CP-M.

Tabela 4.3: Erros quadráticos médios das margens de carregamento

Método	EQM ($\times 10^{-3}$)
AD	0.59
CP	32.60
CP-M	2.91

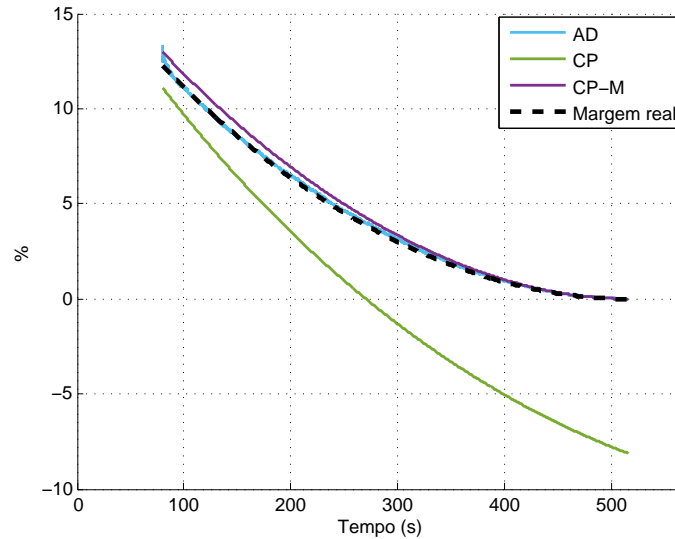


Figura 4.11: Intervalo da margem de carregamento utilizado no cálculo do EQM

Crescimento Percentual Não Proporcional

O crescimento das cargas percentual não proporcional provoca o colapso de tensão mais rapidamente, pois as cargas das barras 6 e 8 são aumentadas com maior intensidade. Nas Figuras 4.12(a) e 4.12(b) são exibidas as impedâncias e as

tensões equivalentes, respectivamente. A simulação é realizada por 400 s tempo suficiente para barra 5 atingir o MTP, para $|\vec{V}_{L,5}| = 0.8499$ pu e $P_{L,5} = 1.3526$ pu em $t = 273,06$ s. Observa-se que para o mesmo crescimento de carga na barra 5, o MTP é alcançado mais rapidamente e para uma tensão mais elevada como consequência do novo perfil de crescimento das cargas.

No crescimento proporcional a impedância equivalente é de aproximadamente 0.38 pu, como pode ser observado na Figura 4.5, já para o crescimento não proporcional é cerca de 0.47 pu, Figura 4.12(a), para os métodos AD e CP-M. Portanto, a influência da modificação nas cargas das demais barras da rede é percebida pelos dois algoritmos de modo satisfatório. O parâmetro k do método AD foi especificado em 1 % nos primeiros 40 s de simulação e em 0.01 % no tempo restante.

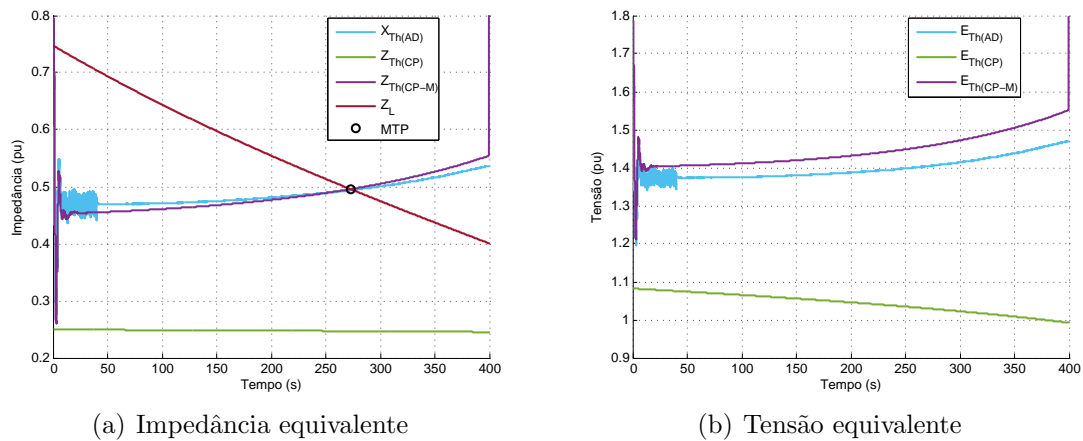


Figura 4.12: Parâmetros equivalentes de Thévenin vistos da barra 5 para cargas tipo corrente constante com crescimento não proporcional

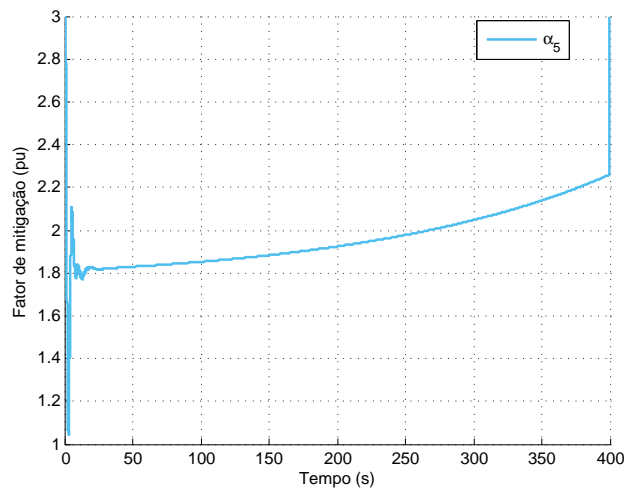


Figura 4.13: Fator de mitigação do método CP-M para a barra 5 para cargas tipo corrente constante com crescimento não proporcional

O bom desempenho do CP-M se deve à correção contínua dos parâmetros do equivalente via medição fasorial realizada pelo fator de mitigação, mostrado na Figura 4.13. Efetuando-se a mesma análise para o método CP, conclui-se que o mesmo não percebe adequadamente as diferentes variações de crescimento das cargas. Na primeira situação $\bar{Z}_{eq,5}(CP) = 0.2459$ pu e na segunda $\bar{Z}_{eq,5}(CP) = 0.2480$ pu.

Na Figura 4.14 são exibidas as curvas das margens de carregamento de todos os métodos. O AD e CP-M possuem curvas com boa aproximação da curva real sendo o resultado semelhante ao caso anterior. O método CP agora fornece uma sobrestimação da margem durante a maior parte do tempo de simulação confirmando a análise via cruzamento de impedâncias, Figura 4.12(a). Na Tabela 4.4 estão os EQMs que confirmam o observado na Figura 4.14.

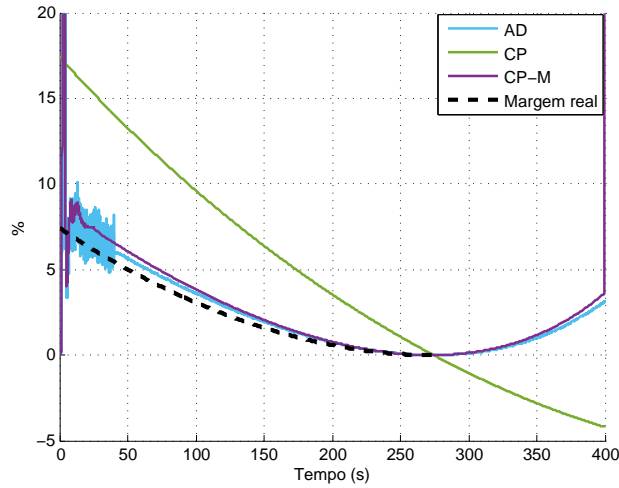


Figura 4.14: Margem de carregamento da barra 5 estimada por cada método para cargas tipo corrente constante com crescimento não proporcional

Tabela 4.4: Erros quadráticos médios das margens de carregamento

Método	EQM ($\times 10^{-3}$)
AD	3.53
CP	47.40
CP-M	5.38

Os demais parâmetros não serão exibidos para essa situação por não apresentarem alterações qualitativas em relação ao crescimento percentual proporcional.

4.2.2 Caso 2: Cargas do Tipo Impedância Constante

Crescimento Percentual Proporcional

A simulação para as cargas tipo Z-constante com crescimento percentual proporcional foi terminada instantes após o MTP e teve duração total de 1200 s. Na Figura 4.15(a) são apresentadas as curvas das impedâncias estimadas pelos métodos. O MTP ocorreu em $t = 712.56$ s com o módulo da tensão na barra 5 igual a 0.8184 pu e potência ativa igual a 1.4337 pu.

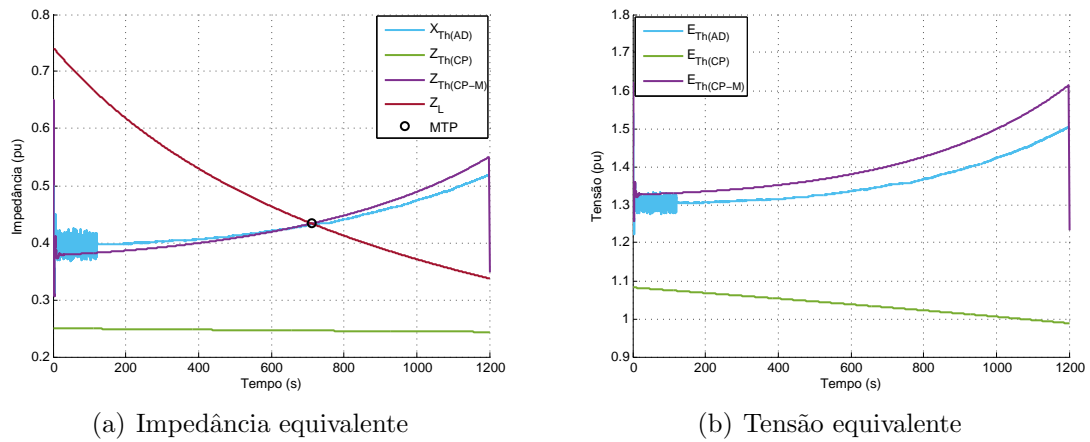


Figura 4.15: Parâmetros equivalentes de Thévenin vistos da barra 5 para cargas tipo impedância constante com crescimento proporcional

O método CP-M acerta o MTP e sua impedância equivalente aumenta de valor sensivelmente durante a simulação acompanhando o fator de mitigação que é mostrado na Figura 4.16.

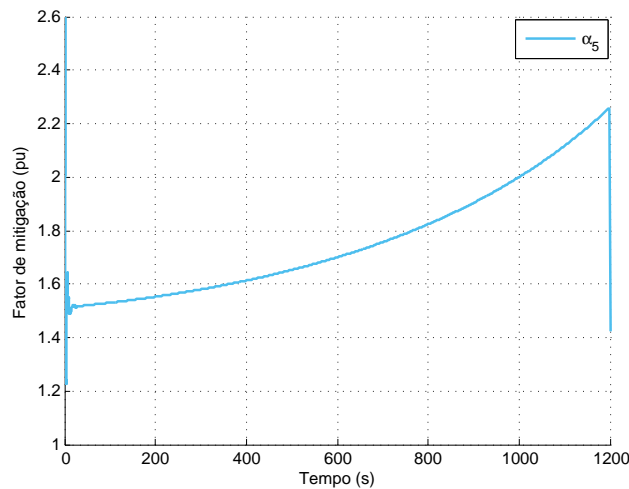


Figura 4.16: Fator de mitigação do método CP-M para a barra 5 para cargas tipo impedância constante com crescimento proporcional

O parâmetro $|\bar{\alpha}_i|$ novamente é maior que a unidade devido à subestimação da impedância equivalente pelo método CP que não chega a encontrar a curva da impedância de carga durante o tempo simulado.

A reatância estimada pelo algoritmo AD se iguala à impedância de carga também no MTP e sua curva apresenta um leve crescimento ao longo da simulação. O parâmetro k foi novamente ajustado em 1 % e 0.01 % para sintonia e estado estacionário, respectivamente. Na Figura 4.15(b) são mostradas as tensões equivalentes que possuem comportamentos similares aos apresentados para as cargas tipo corrente constante.

Na Figura 4.17(a) tem-se o fator de resposta da potência reativa de cada equivalente e o do sistema. O RPRF do método CP é menor que o da rede. As curvas PV são comparadas na Figura 4.17(b) e evidenciam mais uma vez baixa precisão do equivalente acoplado de porta simples.

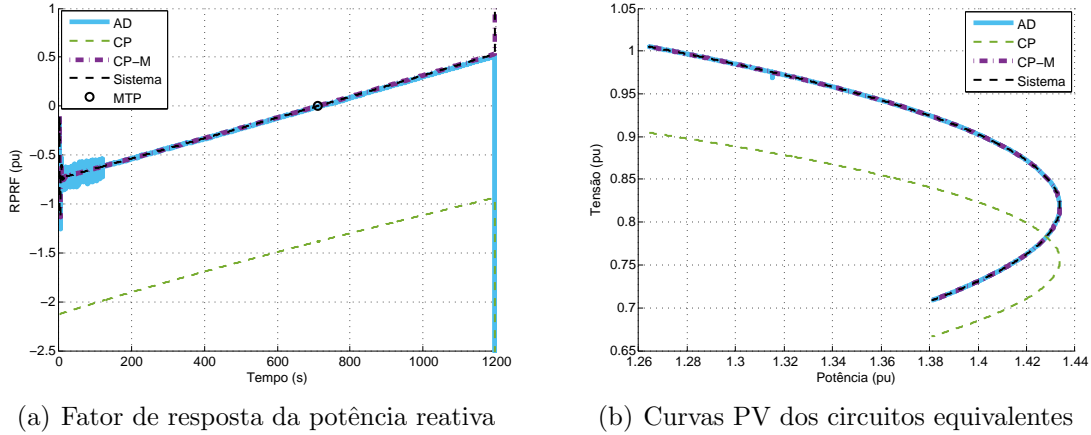


Figura 4.17: RPRFs e curvas PV dos circuitos equivalentes para cargas tipo impedância constante com crescimento proporcional

A estimação da margem de carregamento por cada método é mostrada na Figura 4.18. Os métodos adaptativo e o acoplado de porta simples modificados apresentam uma boa aproximação em relação à curva de carregamento real e o método acoplado de porta simples subestima a margem de carregamento contrariando o resultado mostrado por sua curva de impedância exibida na Figura 4.15(a) em que o MTP é sobrestimado.

As margens de carregamento exibidas nas Figuras 4.10, 4.14 e 4.18 embora muito pequenas, e não típicas para uma situação real de operação, servem para se verificar o quão próximas da margem real elas estão que é o principal objetivo do presente trabalho. Os EQMs são apresentados na Tabela 4.5, e os métodos AD e CP-M apresentam valores muito próximos como esperado após análise do gráfico da Figura 4.18.

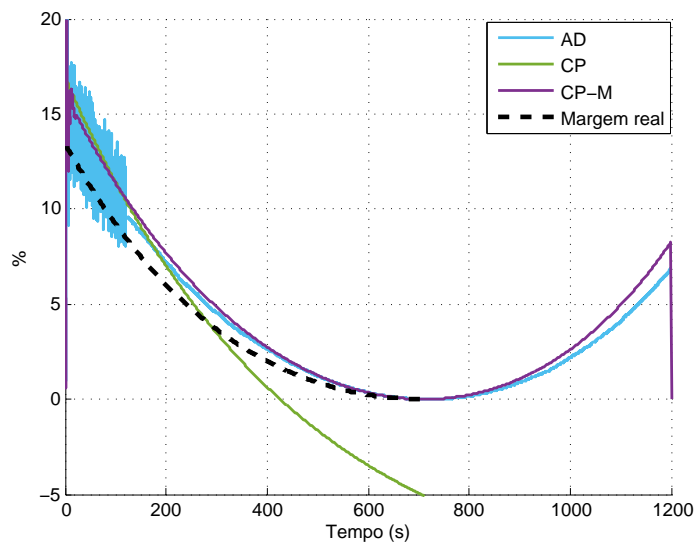


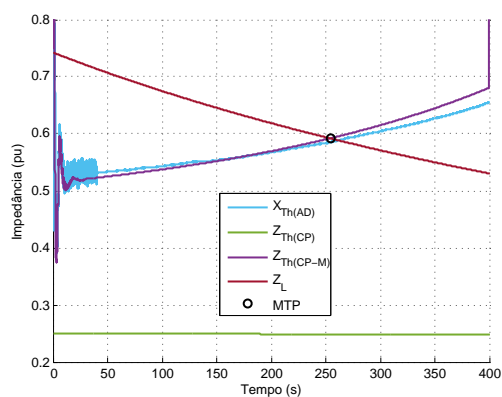
Figura 4.18: Margem de carregamento da barra 5 para cargas tipo impedância constante com crescimento proporcional

Tabela 4.5: Erros quadráticos médios das margens de carregamento

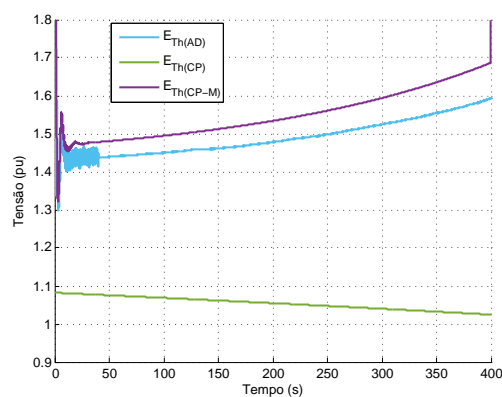
Método	EQM ($\times 10^{-3}$)
AD	4.13
CP	14.72
CP-M	5.89

Crescimento Percentual Não Proporcional

O crescimento das cargas percentual não proporcional foi simulado por 400 s com as cargas crescendo com as taxas indicadas na Tabela 4.2. O MTP acontece para $|\vec{V}_{L,5}| = 0.9111$ pu e $P_{L,5} = 1.3015$ pu, em $t = 254,31$ s. Verifica-se que o MTP ocorre para um tensão relativamente elevada.



(a) Impedância equivalente



(b) Tensão equivalente

Figura 4.19: Parâmetros equivalentes de Thévenin vistos da barra 5 para cargas tipo impedância constante com crescimento não proporcional

Nas Figuras 4.19(a) e 4.19(b) são exibidas as impedâncias e as tensões equivalentes, respectivamente. Os métodos CP-M e AD acertam o MTP e o CP erra completamente o alvo. A tensão equivalente do método AD é menor que a do CP-M, mas ambas apresentam o mesmo perfil de crescimento, a do CP diminui de valor acompanhado os valores das tensões nas barras de geração do sistema que diminuem levemente com o forte crescimento das cargas.

Na Figura 4.20 são mostradas as potências complexas máximas estimadas a cada instante por cada algoritmo. Observa-se que o CP sobrestima o $|\bar{S}_{Lmax,5}|$ e os outros dois métodos apresentam pequenas variações de valor no decorrer da simulação este comportamento não é desejável e é produzido pelo crescimento do valor da tensão equivalente provocado por $|\bar{\alpha}_5|$ no caso do CP-M e pelo leve crescimento do $X_{Th(AD)}$ no caso do AD, conforme pode ser inferido pela análise da equação (2.7), nos dois casos.

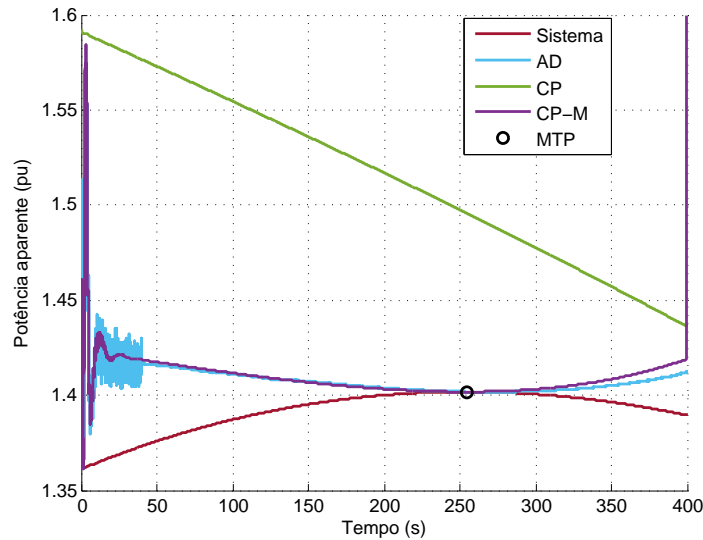


Figura 4.20: Carregamento máximo da barra 5 estimado por cada método para cargas tipo impedância constante com crescimento não proporcional

Na Tabela 4.6 estão os EQMs que para os métodos AD e CP-M apresentam valores semelhantes aos obtidos para o crescimento proporcional. O EQM do método CP indica que a margem estimada por ele é consideravelmente diferente da real.

Tabela 4.6: Erros quadráticos médios das margens de carregamento

Método	EQM ($\times 10^{-3}$)
AD	5.31
CP	95.29
CP-M	5.72

4.2.3 Caso 3: Cargas com Potência Ativa Potência Constante e Potência Reativa Impedância Constante

Crescimento Percentual Proporcional

A escolha da potência ativa tipo corrente constante e da reativa tipo impedância constante produz um modelo de carga mais realístico [34, 35]. Nas Figuras 4.21(a) e 4.21(b) são mostradas as curvas das potências ativas e reativas, respectivamente, a barra 5 continua sendo a barra crítica do sistema. As cargas tipo Z-constante são menos críticas para estabilidade de tensão que as do tipo I-constante e por isso, a simulação deste caso teve duração de 1000 s.

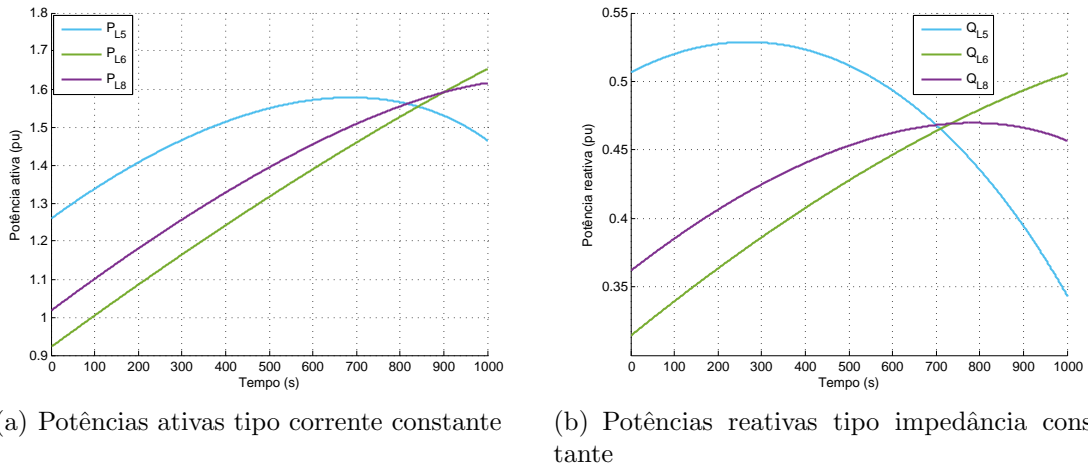


Figura 4.21: Crescimento proporcional das cargas do tipo considerado mais realístico

As impedâncias estimadas por cada um dos métodos e a impedância da carga estão no gráfico da Figura 4.22. Os algoritmos adaptativo e acoplado de porta simples modificado possuem curvas muito semelhantes e encontram a curva da impedância de carga 140 segundos antes do ponto crítico quando a potência ativa consumida na barra é $P_{L,5} = 1.5612$ pu, para $|\vec{V}_{L,5}| = 0.8073$ pu. O MTP ocorre para $P_{L,5} = 1.5777$ pu e $|\vec{V}_{L,5}| = 0.7479$ pu, observa-se que a diferença entre as potências é de apenas 1.65 MW e a tensão do MTP é 5.94 % menor. O método CP mais uma vez não apresentou um bom desempenho.

Na Figura 4.23 são exibidas as tensões equivalentes. A tensão do método AD permanece praticamente constante em aproximadamente 1.30 pu até o MTP. Já a tensão do CP-M vai de aproximadamente 1.30 pu a 1.55 pu acompanhando o comportamento de $|\bar{\alpha}_5|$ que é exibido na Figura 4.24.

O RPRF é mostrado na Figura 4.25(a). Os métodos CP-M e AD acompanham fielmente o fator de resposta da potência reativa do sistema. Nos instantes 538 s e 513 s os métodos AD e CP, sucessivamente, apresentam uma descontinuidade

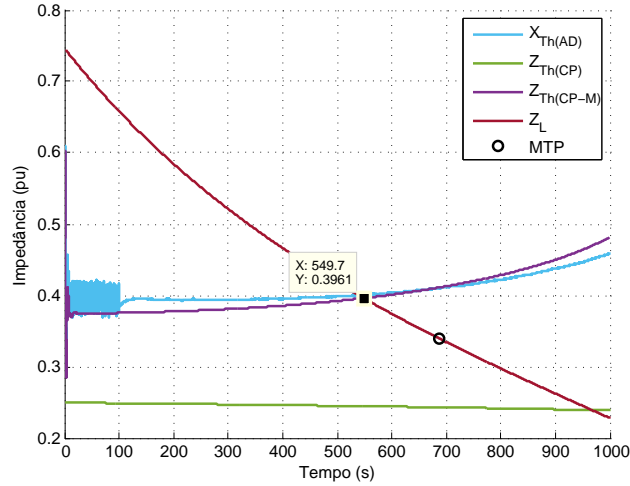


Figura 4.22: Impedância equivalente vista da barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento proporcional

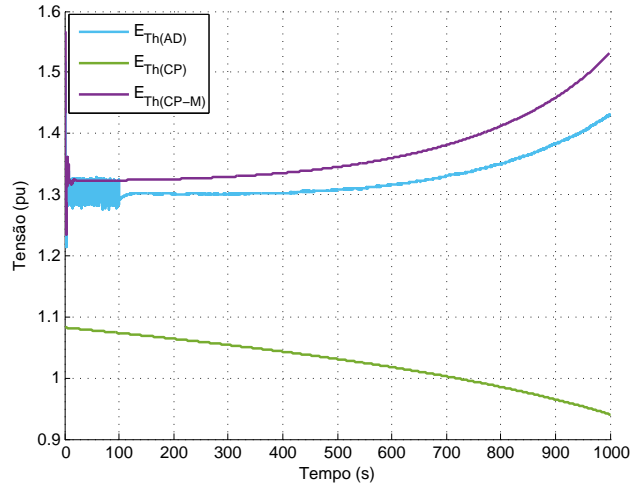


Figura 4.23: Tensão equivalente vista da barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento proporcional

provocada pelo parâmetro γ_5 definido pela relação (3.64). Na Figura 4.25(b) são expostas as curvas PV dos modelos.

Para o modelo mais realístico, $\alpha \neq \beta$, o que torna o fator de potência variável com o crescimento das cargas. Como consequência o cálculo do módulo da potência complexa máxima fica menos preciso, pois na dedução da equação (2.7), assume-se que θ_L é constante. Verificou-se que não é possível obter uma equação algébrica que forneça o $|\bar{S}_{Lmax,i}|$ para $|\bar{Z}_{Th}|$ e θ_L variáveis, pois o teste das derivadas parciais de segunda ordem conduz um ponto que pode ser de mínimo, de máximo ou de sela. Os resultados encontrados para o carregamento máximo estão no gráfico da Figura 4.26(a). Verifica-se que o MTP ocorre cerca de 45 s após o $|\bar{S}_{Lmax,i}|$ diferentemente do acontece para cargas com fator de potência constante onde os pontos

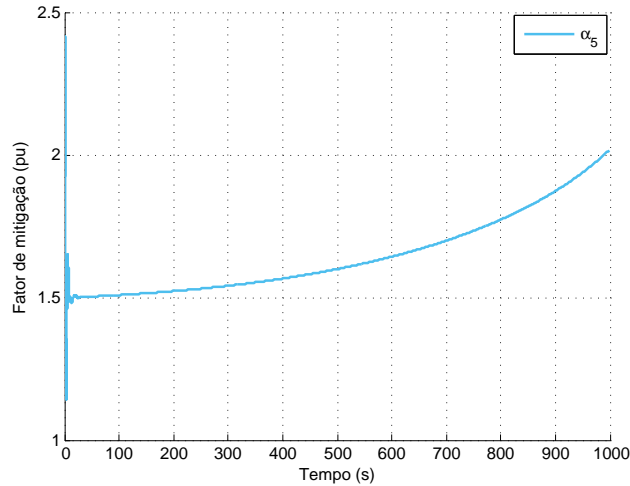
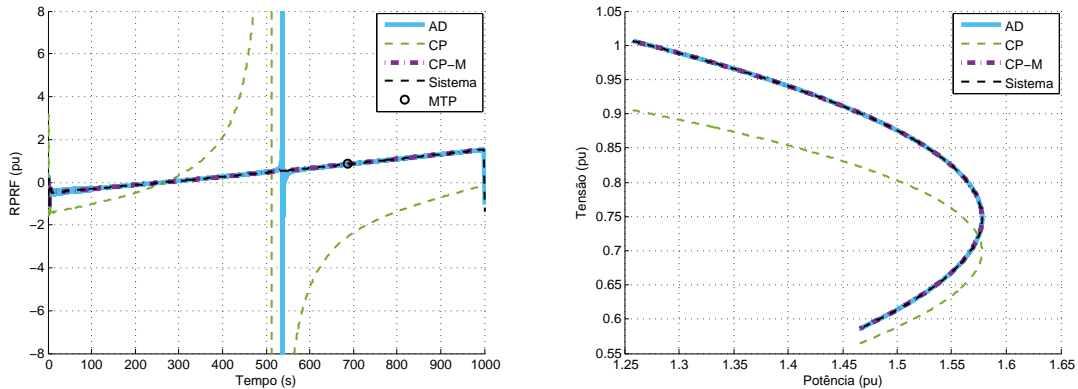


Figura 4.24: Fator de mitigação do método CP-M para a barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento proporcional



(a) Fator de resposta da potência reativa

(b) Curvas PV dos circuitos equivalentes

Figura 4.25: RPRFs e curvas PV dos circuitos equivalentes para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento proporcional

são praticamente coincidentes.

As imprecisões na obtenção de $|\bar{S}_{Lmax,i}|$ são propagadas para o cálculo da margem de carregamento como pode ser visto na Figura 4.26(b), onde as diferenças das curvas das margens estimadas para a margem real são maiores que nos casos anteriores. Assim como os valores dos erros quadráticos médios das margens de carregamento que são exibidos na Tabela 4.7. O método CP subestima a margem contrariando o resultado expresso pela observação da impedância equivalente apresentada na Figura 4.22. Já os métodos CP-M e AD confirmam o resultado fornecido por suas respectivas impedâncias equivalentes.

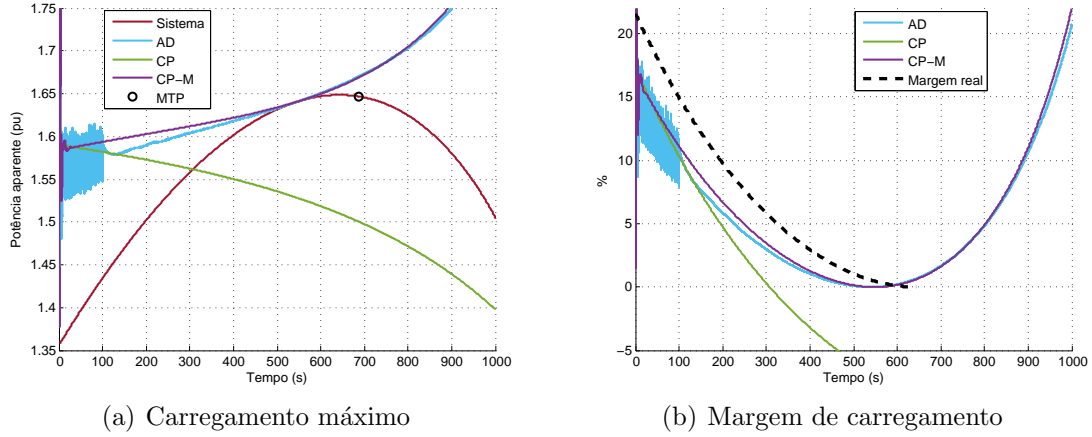


Figura 4.26: Carregamento máximo e margem de carregamento da barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento proporcional

Tabela 4.7: Erros quadráticos médios das margens de carregamento

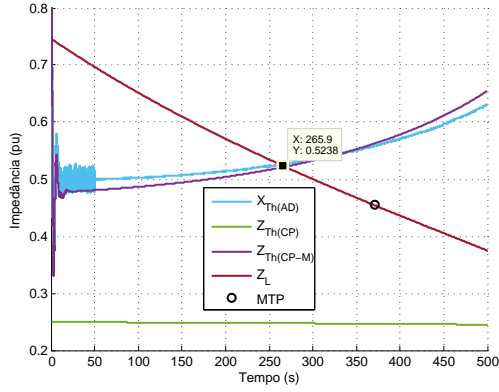
Método	EQM ($\times 10^{-3}$)
AD	16.34
CP	37.76
CP-M	13.10

Crescimento Percentual Não Proporcional

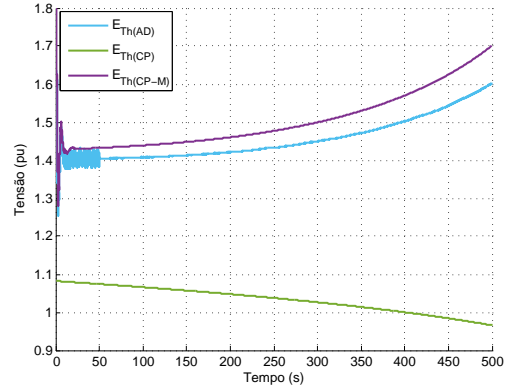
O crescimento das cargas percentual não proporcional foi simulado por 500 s. O ponto de máxima transferência de potência ocorreu em $t = 371.10$ s com $|\vec{V}_{L,5}| = 0.8196$ pu e $P_{L,5} = 1.4050$ pu. O algoritmo AD alcançou a curva de $|\bar{Z}_L|$ em $t = 265.90$ s, com $|\vec{V}_{L,5}| = 0.8785$ pu e $P_{L,5} = 1.3900$ pu, ou seja, 105.20 s antes do MTP. O método CP-M cruzou a curva da impedância de carga em $t = 268.70$ s, para $|\vec{V}_{L,5}| = 0.8771$ pu e $P_{L,5} = 1.3909$ pu, 102.40 s mais cedo que o MTP. Conclui-se que o AD e o CP-M percebem o crescimento mais intenso das cargas 6 e 8 e apresentam impedância equivalente cerca de 30 % maior que na situação de crescimento proporcional. Os resultados são mostrados na Figura 4.27(a).

Observa-se que o método CP não encontra a curva da impedância de carga no tempo simulado e numericamente quase não muda de valor com a mudança do crescimento das cargas. Esse comportamento é consequência direta do $\bar{\beta}_{ji} = \text{cte}$. Esta consideração torna o método incapaz de perceber as variações nas correntes das cargas. Na Figura 4.27(b), tem-se as tensões equivalentes com características similares as observadas para o crescimento percentual proporcional. Os valores de $|\vec{E}_{Th}|$ para os algoritmos AD e CP-M são cerca de 10 % maiores que no crescimento proporcional.

Na Figura 4.28(a) são exibidas as potências complexas máximas estimadas, observa-se que o MTP acontece cerca de 35 s após o $|\bar{S}_{Lmax,i}|$. Na Figura 4.28(b)



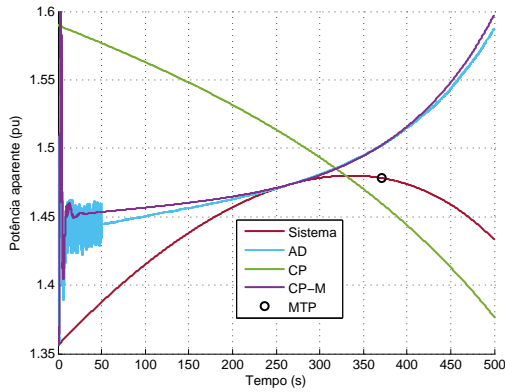
(a) Impedância equivalente



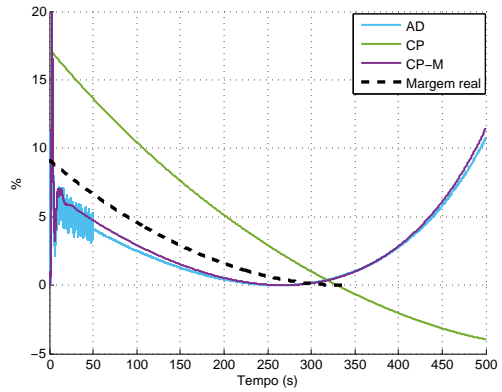
(b) Tensão equivalente

Figura 4.27: Parâmetros equivalentes de Thévenin da barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento não proporcional

são mostradas as margens de carregamento. O método acoplado de porta simples sobrestima o $|\bar{S}_{Lmax,i}|$ e os outros dois métodos apresentam pequenas variações de valor no decorrer da simulação, assim como ocorreu para carga percentual proporcional. Portanto, para utilização da estimação da margem de carregamento pelo uso da equação (2.7) é necessário observar o comportamento do fator de potência da carga monitorada, visto que a variação no mesmo diminui a precisão da margem encontrada.



(a) Carregamento máximo



(b) Margem de carregamento

Figura 4.28: Carregamento máximo e margem de carregamento da barra 5 para cargas do tipo considerado mais realístico com crescimento não proporcional

Na Tabela 4.8 são dados os valores dos erros quadráticos médios para as margens de carregamento fornecidas pelos métodos. Os EQMs são maiores que nos casos onde as cargas possuem fator de potência constante.

Tabela 4.8: Erros quadráticos médios das margens de carregamento

Método	EQM ($\times 10^{-3}$)
AD	12.21
CP	34.69
CP-M	9.90

4.3 Avaliação da Sensibilidade dos Métodos em Relação à Atuação do OEL

A corrente de excitação das máquinas síncronas é utilizada para controle da tensão terminal das mesmas e tem seu valor limitado em função do aquecimento máximo permitido para os enrolamentos de campo ou de armadura. Os enrolamentos não devem ser submetidos a sobre-aquecimento sob pena de terem a vida útil do isolamento diminuída.

A avaliação da sensibilidade dos métodos para atuação de limitadores de corrente de sobre-excitação (OELs) foi realizada usando o modelo de carga dependente da tensão tipo impedância constante com crescimento proporcional idêntico ao do Caso 2, descrito na Seção 4.2.2. O tipo Z-constante foi escolhido por ser o que possui maior tempo de simulação após a atuação do OEL, permitindo a análise dos métodos com o OEL atuado. No sistema teste IEEE 9-barras modificado, tem-se três geradores síncronos G_1 , G_2 e G_3 com limites de corrente de campo iguais a 2.5 pu, 2.2 pu e 2.5 pu, respectivamente.

4.3.1 Caso 4: OEL com Carga do Tipo Impedância Constante

A atuação de limitadores de corrente de sobre-excitação tem forte impacto sobre a estabilidade de tensão, pois acelera a diminuição progressiva da tensão nas barras, devido à redução da capacidade da rede de fornecer energia ativa às cargas. A potência reativa injetada pelos geradores é fundamental para possibilitar o aumento da transmissão de potência ativa, em uma rede sobrecarregada, mantendo a tensão nas barras receptoras em valores adequados para operação do sistema.

Em um cenário de crescimento de carga a redução mais acentuada do valor da tensão em uma barra pode ser observada usando a curva PV que terá seu aspecto consideravelmente modificado pela atuação do OEL [33]. Na Figura 4.29(a) são mostradas curvas PV das barras 5, 6 e 8 do sistema teste IEEE 9-barras modificado, observa-se que a atuação do OEL da máquina 2 em $t = 198.10$ s, Figura 4.30(c), altera instantaneamente o perfil de decrescimento do módulo da tensão nas barras 5 e 8, que estão mais próximas eletricamente da máquina 2. A diminuição das tensões

é mais intensa após $t = 198.10$ s como pode ser visto na Figura 4.29(b). No gráfico da Figura 4.29(a) é mostrado o impacto do OEL na forma das curvas PV que com os limitadores de corrente de sobre-excitação abertos têm os aspectos exibidos na Figura 4.3(a).

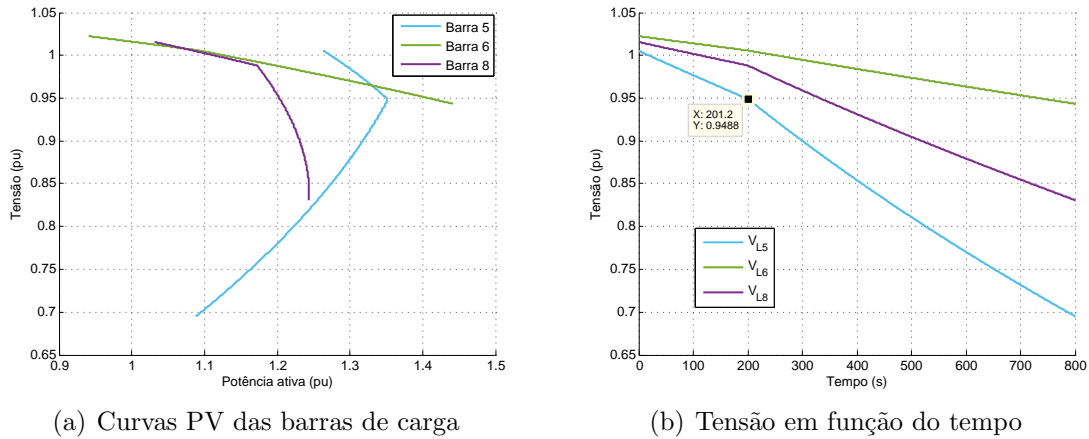


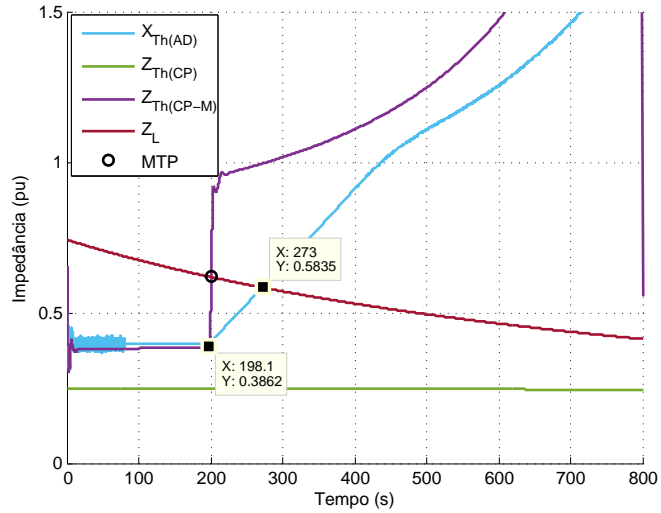
Figura 4.29: Comportamento da tensão nas barras de carga para atuação do OEL da máquina 2

A atuação de OEL e a consequente perda da capacidade de controle a tensão terminal da respectiva máquina deve ser percebida pelos métodos de monitoramento da estabilidade de tensão. Uma vez que os fasores de tensão e de corrente das barras de carga são alterados pela nova condição de operação da rede.

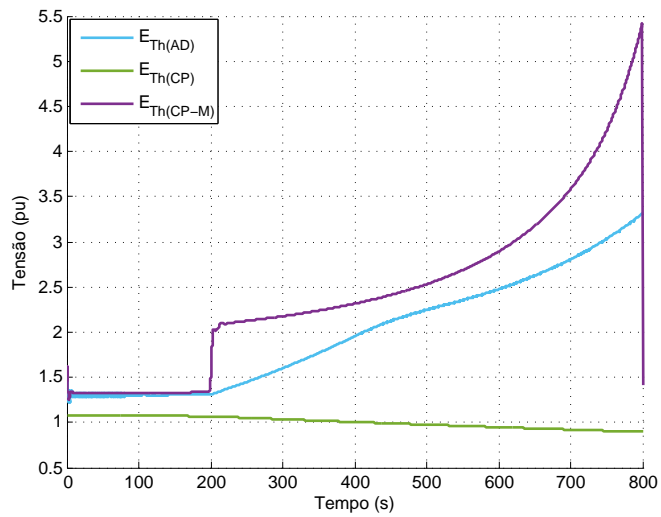
Na Figura 4.30(a) são apresentadas as curvas da impedância estimada por cada método e a da carga. Nota-se que o método CP não percebe a atuação do OEL e indica a impedância equivalente igual a aproximadamente 0.25 pu durante toda a simulação.

A impedância obtida pelo método acoplado de porta simples modificado sofre um acréscimo de cerca de 137.43 % nos primeiros 5.60 s após a operação do OEL. Esse aumento é provocado pelo fator de mitigação, $|\bar{\alpha}_5|$, que pode ser visto na Figura 4.32. O incremento brusco no valor de $|\bar{\alpha}_5|$, por sua vez é consequência do crescimento do fator de resposta da potência reativa do sistema como pode ser observado na Figura 4.31(a), em que o RPRF do CP-M acompanha fielmente o do sistema. A tensão equivalente aumenta instantaneamente também devido ao $|\bar{\alpha}_5|$, Figura 4.30(b).

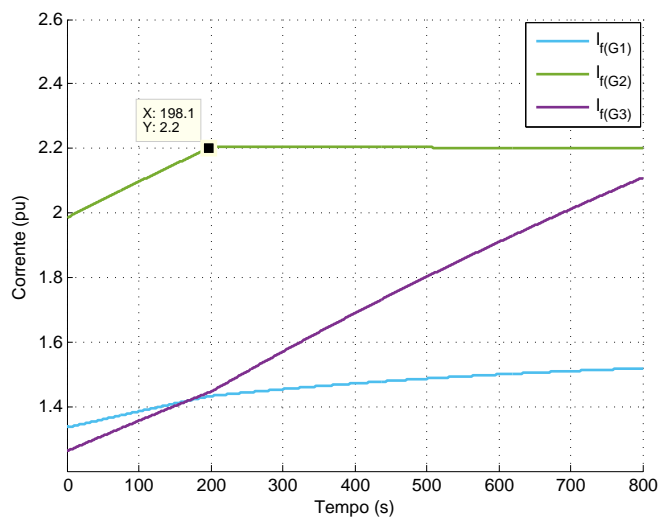
Nas Figuras 4.30(a), 4.30(b) e 4.30(c), pode-se observar claramente a influência da atuação do OEL nos parâmetros do equivalente estimados pelo CP-M.



(a) Impedância equivalente vista da barra 5

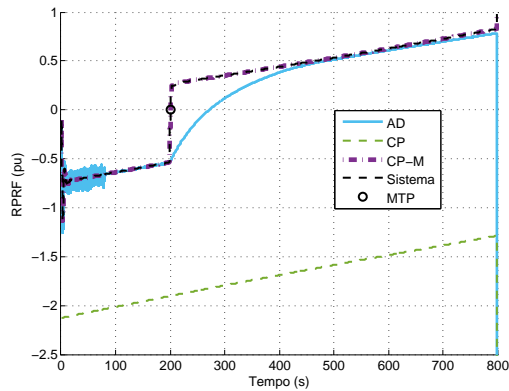


(b) Tensão equivalente vista da barra 5

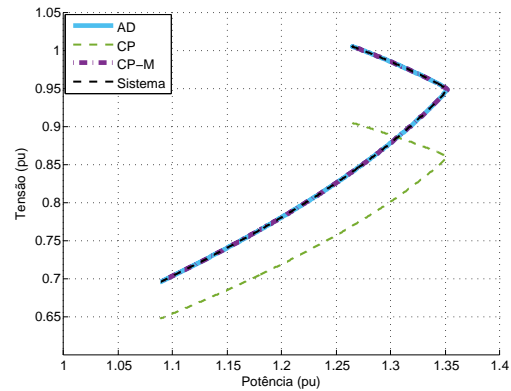


(c) Corrente de campo das máquinas

Figura 4.30: Efeito da atuação do OEL da máquina da barra 2 na estimação dos parâmetros equivalentes de Thévenin



(a) Fator de resposta da potência reativa



(b) Curvas PV obtidas dos circuitos equivalentes

Figura 4.31: RPRFs e curvas PV dos circuitos equivalentes para atuação do OEL da máquina 2

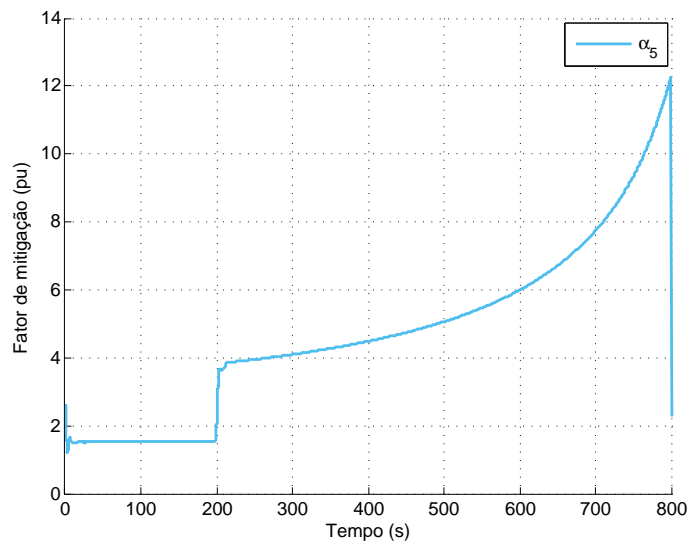


Figura 4.32: Fator de mitigação do método CP-M para a barra 5 para atuação do OEL da máquina 2

O algoritmo AD foi configurado com $k = 0.01$ nos primeiros 80 s de simulação e $k = 0.0001$ no restante do tempo simulado e apresentou resultado satisfatório para o Caso 2, no qual os OELs estavam desativados. Para a situação dos limitadores ativos a reatância equivalente estimada, $X_{Th(AD)}$, é mostrada na Figura 4.30(a). A igualdade entre a reatância obtida e a impedância da carga ocorre em $t = 273.00$ s, ou seja, 74.90 s após o cruzamento indicado pelo método CP-M. Na Figura 4.31(a), observa-se que o RPRF do algoritmo AD deixa de acompanhar o do sistema logo após a atuação do OEL. Além disso, pela Figura 4.30(a), verifica-se que a partir do instante de atuação do OEL o método inicia claramente um processo de incrementos sucessivos que dura cerca de 250 s, até que algoritmo alcance um novo ponto de

convergência. Esse é um forte indício de que o parâmetro k está subespecificado não permitindo que algoritmo convirja rapidamente após a mudança de topologia da rede.

Para avaliar melhor o valor especificado foi simulado $k = 0.001$ após a sintonia inicial do algoritmo. Nas Figuras 4.33(a) e 4.33(b) são apresentados os gráficos da impedância equivalente estimada e do RPRF, sucessivamente. A nova reatância equivalente levou aproximadamente 23 s para re-convergir a uma curva de característica semelhante a do método CP-M. Assim como o RPRF que se iguala ao do sistema após o mesmo intervalo de tempo.

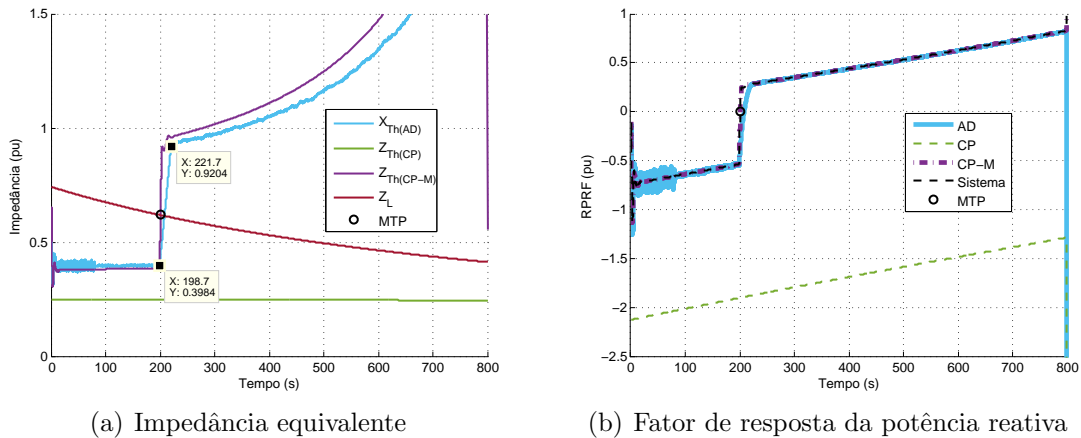
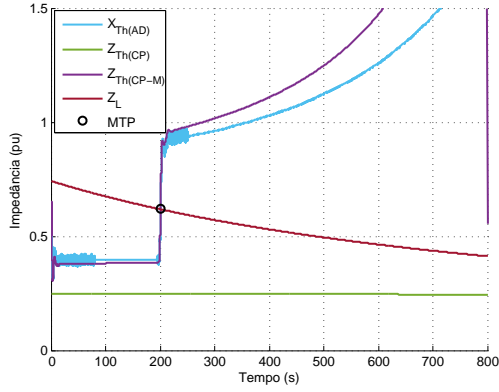


Figura 4.33: Desempenho do algoritmo AD para $k = 0.001$ com atuação do OEL da máquina 2

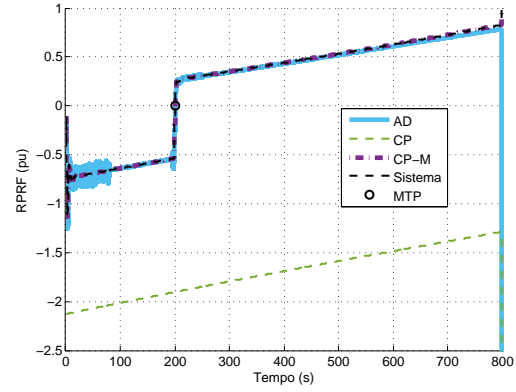
A utilização de um k de maior valor acelera a convergência do algoritmo, mas faz a impedância estimada oscilar em torno do valor verdadeiro. Além de tornar a convergência mais sensível à presença de ruído branco [8].

Observa-se que a atuação do OEL acontece em aproximadamente $t = 200$ s. Com a finalidade de permitir que o RPRF do equivalente alcance o do sistema mais rapidamente e também de entender melhor o comportamento do algoritmo foi realizada a re-sintonia do mesmo fazendo $k = 0.01$ de $t = 195$ s até $t = 250$ s, onde k volta a ser igual a 0.0001. A nova impedância estimada e o RPRF são mostrados nas Figuras 4.34(a) e 4.34(b), respectivamente. O fator de resposta da potência reativa passa a ser idêntico ao do sistema e a curva da impedância tende a se aproximar da do método CP-M continuando com tendência de crescimento. O teste de re-sintonia, em tese, altera o algoritmo AD, mas serve para evidenciar que o algoritmo possui a tendência natural de ter o RPRF igual ao do sistema. Além disso, o ajuste faz com que a igualdade das impedâncias ocorra no MTP.

No presente trabalho o algoritmo AD foi testado inicialmente para $k = 0.00001$ e não identificou o MTP com exatidão em nenhum dos casos de crescimento percentual não proporcional. Para $k = 0.0001$ o desempenho do método melhora considera-



(a) Impedância equivalente



(b) Fator de resposta da potência reativa

Figura 4.34: Re-sintonização do algoritmo AD para atuação do OEL da máquina 2

velmente e o MTP é corretamente identificado em todos os casos em que o fator de potência da carga é constante, como mostrado nas Seções 4.2.1 e 4.2.2. Mas, como visto, ele permanece lento na identificação de eventos e característica discreta. No presente caso ele indica o MTP 1.25 minutos após sua ocorrência. A adoção de um parâmetro k variável ao longo da estimação parece produzir resultados mais interessantes. A comparação dos valores do fator de resposta da rede e do equivalente, talvez possa ser utilizada para identificar o momento em que a re-sintonia deve ser efetuada, tornando o método auto-sintonizável. Dessa forma não seria necessário usar valores altos para k durante todo o monitoramento, que como mencionado fornecem um $X_{Th(AD)}$ oscilatório. Nas Seções 4.4.1 e 4.6.2 a discussão sobre a re-sintonia do método AD será retomada.

Nas Figuras 4.35(a) e 4.35(b) são mostrados os carregamentos máximos para $k = 0.0001$ com e sem re-sintonia, sucessivamente. A atuação do OEL faz a barra 5 atingir rapidamente o MTP. Apesar da diminuição instantânea da margem de carregamento ser capturada pelos métodos CP-M e AD (re-sintonizado) a velocidade com que o mudança ocorre faz a margem de carregamento real ir a zero abruptamente tornando a comparação entre as margens estimadas e a real pouco relevante.

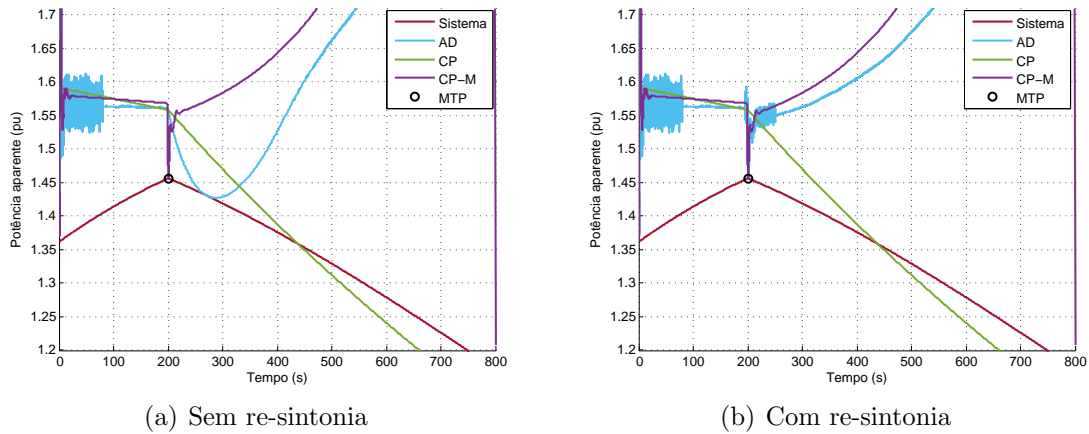


Figura 4.35: Carregamento máximo da barra 5 para atuação do OEL da máquina 2

4.4 Avaliação da Sensibilidade dos Métodos em Relação à Atuação de OLTC

A redução da tensão nas barras de carga devido ao crescimento das cargas provoca a atuação de OLTCs presentes no sistema elétrico que ao restabelecer sua respectiva tensão secundária recompõe o valor da carga agravando a redução da tensão na rede a montante. Portanto, a operação dos OLTCs tende a tornar o sistema mais sensível à instabilidade de tensão [4].

A simulação para avaliação da sensibilidade dos métodos para atuação de OLTCs foi realizada usando cargas tipo corrente constante com crescimento percentual proporcional idêntico ao da Seção 4.2.1. Ao sistema teste IEEE 9-barras modificado foi adicionado um OLTC entre a barra e a carga para as cargas 6 e 8, como mostrado na Figura A.6. A simulação que será tratada nesta seção contempla apenas o modelo contínuo do OLTC, disponível no PSAT, cujos detalhes são apresentados no Apêndice A. O modelo discreto também foi simulado e não forneceu resultados apresentáveis, devido à presença de oscilações a cada mudança de tape. Os limitadores de corrente de sobre-excitação foram mantidos ativos com limite igual a 2.5 pu para cada um dos geradores.

Na implementação dos métodos CP e CP-M para uma rede com OLTCs pode-se optar por mantê-los junto a sua respectiva carga, ou seja, fora da rede equivalente ou por adicioná-los à matriz admitância que deverá ser atualizada a cada mudança de tape. Já para o algoritmo AD no início da simulação é fundamental que ocorra variação no módulo dos fasores de tensão e de corrente até que o método convirja. Com o objetivo de tornar os resultados de todos os métodos comparáveis entre si, optou-se por manter cada OLTC junto a sua carga como mostrado na rede equi-

valente com acoplamento mútuo da Figura 4.36. Embora a barra 5, que é a barra crítica do sistema, não possua OLTC a opção adotada facilitará algumas das análises que a serão apresentadas a seguir.

Para conexão do OLTC da carga da barra 6 foi criada a barra 10, em 230 kV, a qual foi ligada a carga que originalmente estava na barra 6 ficando o OLTC entre as barras 6 e 10. O mesmo foi feito para a barra 8, onde o OLTC foi posicionado entre as barras 8 e 11 e a carga alimentada através da barra 11, Figura A.6. Os fasores de tensão e de corrente são medidos nas barra 6 e 8 e por isso, a impedância equivalente do OLTC será automaticamente agrupada com a da carga.

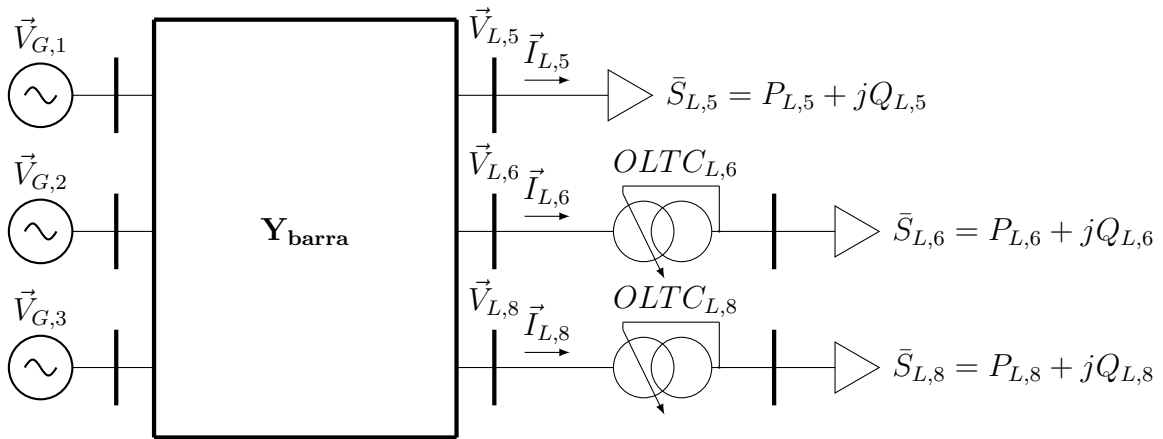
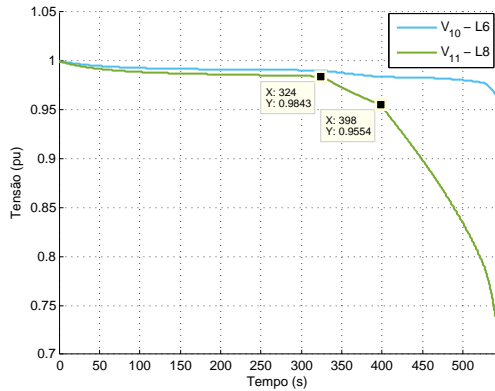


Figura 4.36: Modelo acoplado para o IEEE 9-barras modificado com OLTCs

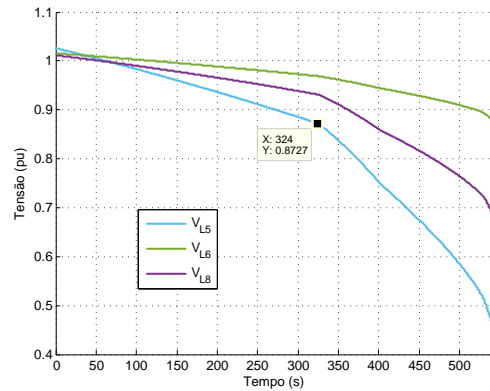
4.4.1 Caso 5: OLTC de Modelo Contínuo com Carga do Tipo Corrente Constante

A instabilidade de tensão de longo prazo em um sistema elétrico é sempre influenciada pela atuação dos OEL ou pela combinação das ações dos OELs e dos OLTCs [33]. Os OLTCs operam para restabelecer as tensões nas barras de distribuição e como efeito colateral as tensões nas barras a montante diminuem mais rapidamente, devido a manutenção das potências consumidas pelas cargas como pode ser verificado pela análise das equações (2.12) e (2.13).

Os efeitos das atuações dos OELs e dos OLTCs podem ser vistos nas Figuras 4.37(a) e 4.37(b). Na segunda figura pode ser observado que a operação do OEL da máquina 2 no instante $t = 324$ s acentua o decrescimento da tensão nas barras 5 e 8. O momento da atuação do OEL pode ser verificado a partir da Figura 4.39(a). Na Figura 4.38, têm-se as curvas PV para as barras 5, 6 e 8. As mudanças observadas nas curvas das barras 5 e 8 após os pontos 1 e 2, respectivamente, são consequência da atuação do OEL e confirmam o comportamento observado nos gráficos da tensão em função do tempo mostrados na Figura 4.37(b).



(a) Tensão nas barras 10 e 11



(b) Tensão nas barras 5, 6 e 8

Figura 4.37: Comportamento da tensão para atuação dos OELs e dos OLTCs

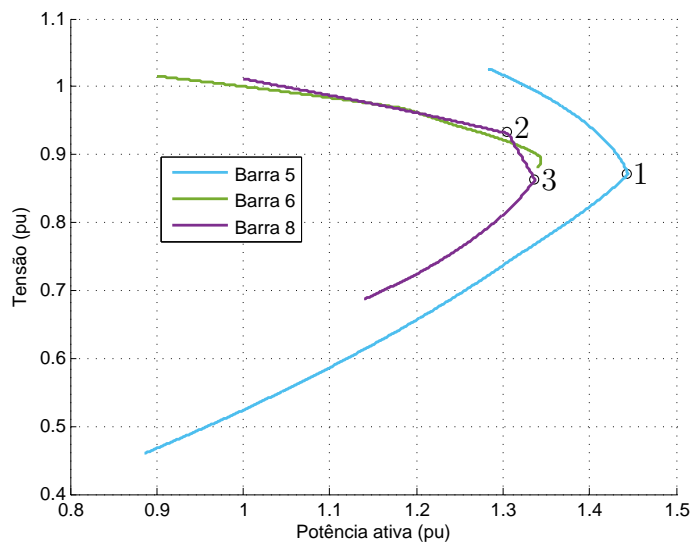


Figura 4.38: Curvas PV das barras de carga

A tensão na barra 5 não é controlada por OLTC e será mais influenciada pela atuação do OEL da máquina 2, devido a sua proximidade em relação a esse gerador. A curva PV dela possui aspecto similar a PV obtida na simulação do caso apresentado na Seção 4.3.1. Para a barra 8, que também está próxima da barra 2, a atuação do OEL acentua a queda de tensão na barra 11 fazendo o OLTC da carga 8 acelerar sua mudança de tape a partir de $t = 324$ s, como pode ser visto nas Figuras 4.37(a) e 4.39(b), respectivamente.

O limite dos tapes do transformador da carga 8 é alcançado em aproximadamente $t = 398$ s, cerca de 74 s após a atuação do OEL. A partir desse instante o controle da tensão da barra 11 é perdido e ela sofre um processo de rápido decréscimo, Figura 4.37(a), como consequência a tensão na barra 8 passa a diminuir mais lentamente como pode ser visto na Figura 4.37(b). Essa redução mais suave pode ser observada

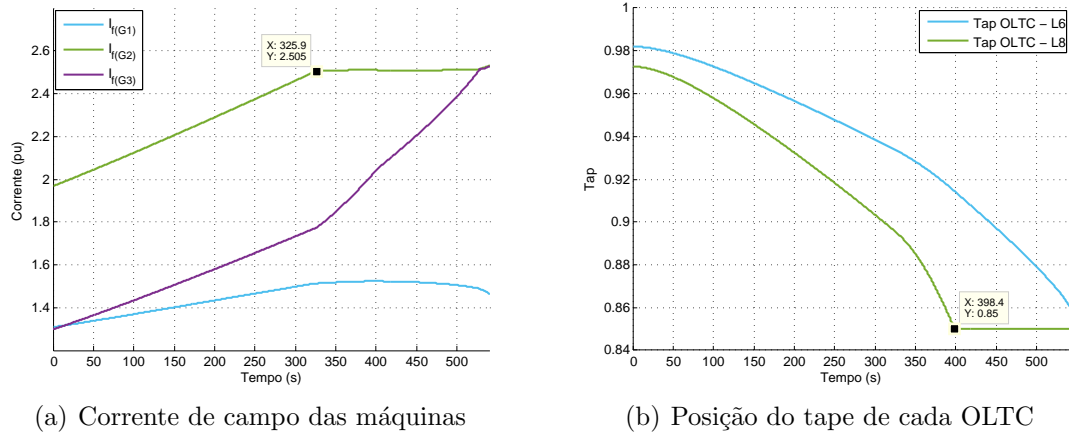


Figura 4.39: Operação dos dispositivos de controle de tensão

após o ponto 3 do gráfico PV da barra 8, mostrado na Figura 4.38.

A estimação dos parâmetros de Thévenin será afetada pela atuação dos dispositivos de controle de tensão de forma diferente para cada uma das barras a depender de sua proximidade elétrica em relação aos equipamentos que atingiram seus limites. A forma como cada método de monitoramento da estabilidade de tensão percebe o funcionamento dos dispositivos é fundamental para o acompanhamento da proximidade do colapso de tensão.

O método CP é praticamente indiferente ao funcionamento dos OELs e dos OLTCs. A impedâncias equivalentes obtidas a partir dele são mostradas nas Figuras 4.41(a), 4.41(c) e 4.41(e) para as barras 5, 6 e 8, respectivamente. Nos gráficos das Figuras 4.42(a), 4.42(c) e 4.42(e) estão as tensões equivalentes. E finalmente, nas Figuras 4.43(a), 4.43(c) e 4.43(e) o fator de resposta da potência reativa dos circuitos equivalentes das barras 5, 6 e 8, sucessivamente. O RPRF do equivalente CP não consegue acompanhar o do sistema como ocorreu nos casos anteriores.

O método CP-M percebe adequadamente a operação dos dispositivos. Na Figura 4.41(a), tem-se a impedância equivalente estimada para a barra 5 que cruza a curva da impedância de carga no MTP em $t = 324.30$ s. A estimação é fortemente influenciada pela operação do OEL que provoca o crescimento em degrau da impedância. A limitação da comutação do OLTC da carga 8 em $t = 398.40$ s provoca a diminuição instantânea na impedância equivalente da barra 5, pois, a tensão da barra 8 passa a diminuir mais lentamente. A tensão equivalente e o RPRF da barra 5 são mostrados nas Figuras 4.42(a) e 4.43(a), respectivamente.

A impedância equivalente vista da barra 6 é apresentada na Figura 4.41(c). Essa barra é a mais distante do gerador 2, e por isso, é menos influenciada pela atuação do OEL que induz apenas uma rápida elevação na impedância estimada em $t = 324.30$ s. A limitação da comutação do OLTC da carga 8 em $t = 398.40$ s faz

o módulo da impedância equivalente diminuir rapidamente como por ser visto no gráfico. O cruzamento das curvas de impedância estimada e de carga acontece no MTP, em $t = 530$, nos segundos finais da simulação. O encontro das impedâncias é provocado pelo crescimento súbito da impedância estimada que é consequência da atuação do OEL da máquina 3 que está próxima da carga. A tensão equivalente é apresentada na Figura 4.42(c) e tem comportamento parecido com o da impedância. O RPRF mais uma vez acompanha do sistema, pois foi calculado de forma a ter este comportamento, Figura 4.43(c).

Os parâmetros equivalentes da barra 8 são apresentados nas Figuras 4.41(e) e 4.42(e). Observa-se que a impedância equivalente sofre um acréscimo de cerca de 95 % imediatamente após a atuação do OEL do gerador 2. Em seguida seu valor é estabilizado e volta aumentar em $t = 398.40$ s, devido a limitação de seu OLTC, quando atinge imediatamente o MTP. A atuação do limitador de comutação do OLTC é percebida também na impedância da carga que sofre uma leve redução em $t = 398.40$ s, Figura 4.41(e). A tensão equivalente novamente acompanha a forma da curva da impedância, Figura 4.42(e). E o RPRF é idêntico ao do sistema, Figura 4.43(e).

A estimação dos parâmetros pelo método CP-M é controlada pelo fator de mitigação de cada barra, Figura 4.40. Em todas as barras e casos estudados com o IEEE 9-barras modificado, tem-se $|\bar{\alpha}_i| > 1$. Na Figura 4.40, observa-se que em $t = 398.40$ s os fatores de mitigação das barras 6 e 8 apresentam valores complexos durante um breve intervalo de tempo, devido à limitação de comutação do OLTC da carga 8.

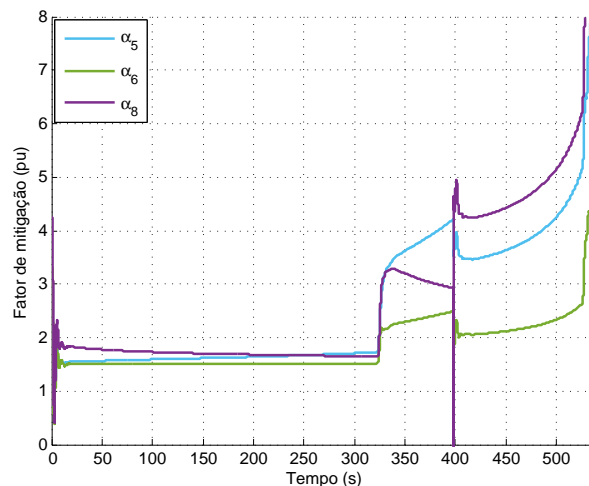
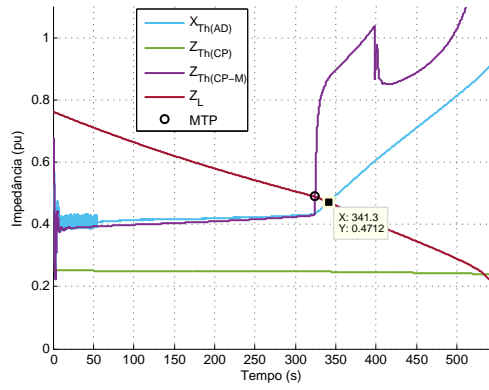
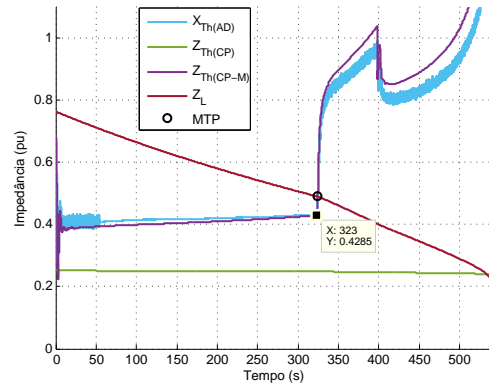


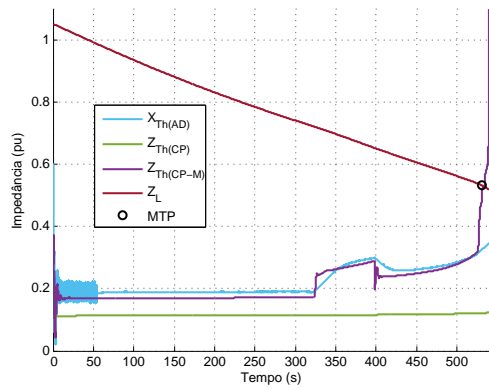
Figura 4.40: Fator de mitigação do método CP-M para cada barra para atuação dos OELs e dos OLTCs



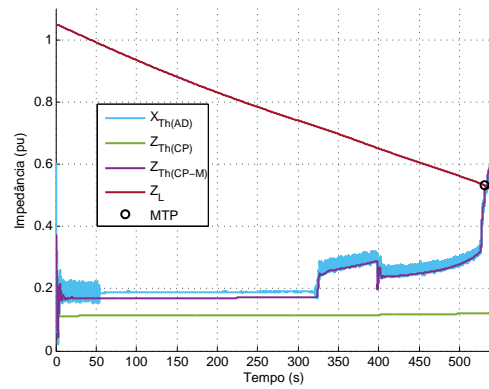
(a) Barra 5



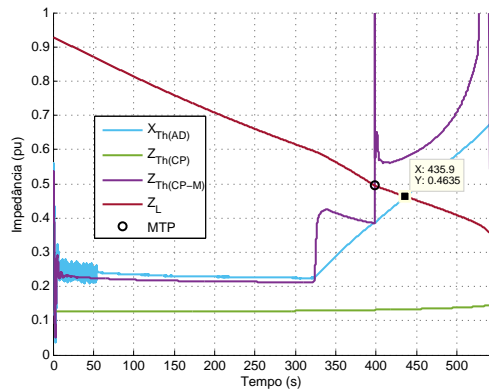
(b) Barra 5 - re-sintonia



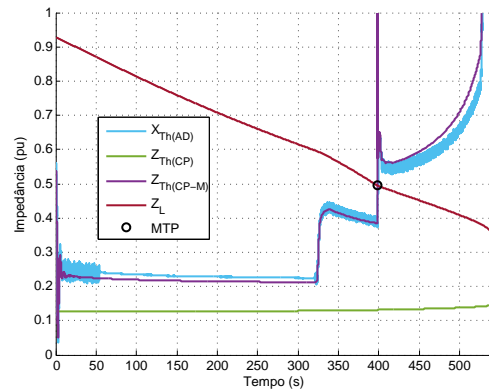
(c) Barra 6



(d) Barra 6 - re-sintonia

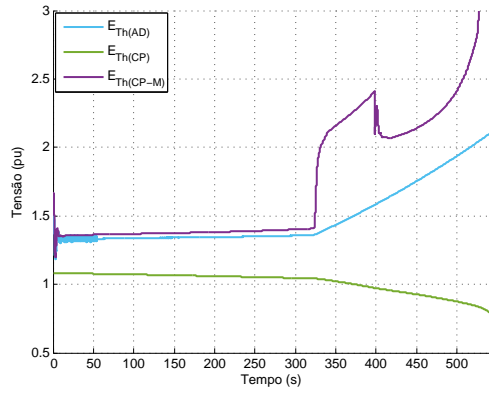


(e) Barra 8

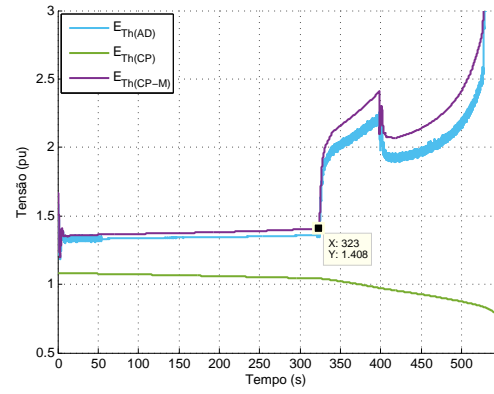


(f) Barra 8 - re-sintonia

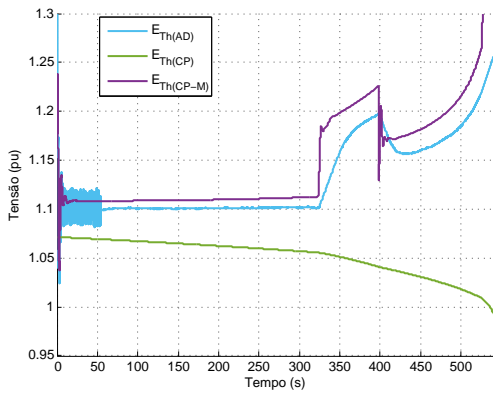
Figura 4.41: Impedância equivalente de Thévenin com o método AD re-sintonizado em $t = 324$ s



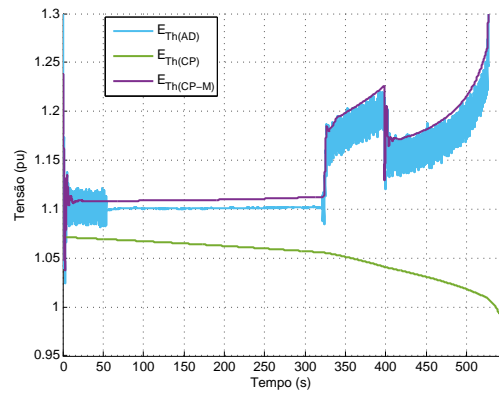
(a) Barra 5



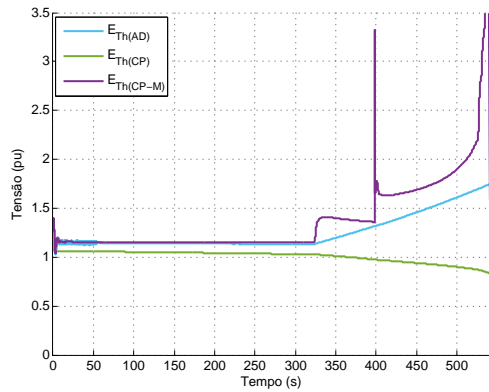
(b) Barra 5 - re-sintonia



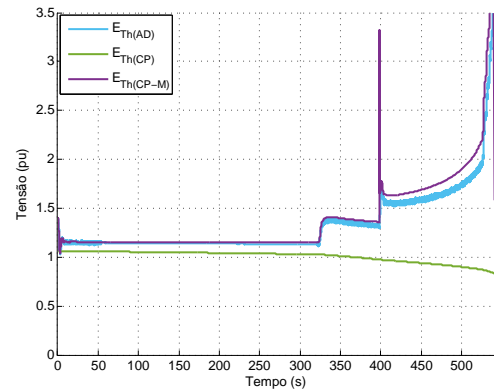
(c) Barra 6



(d) Barra 6 - re-sintonia

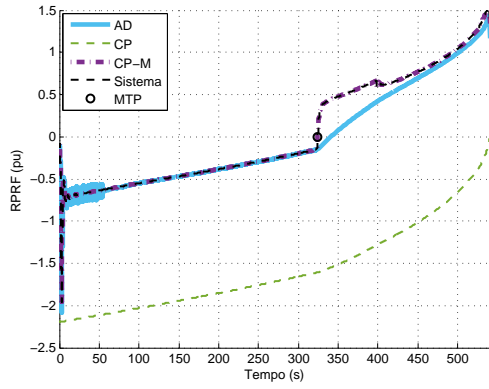


(e) Barra 8

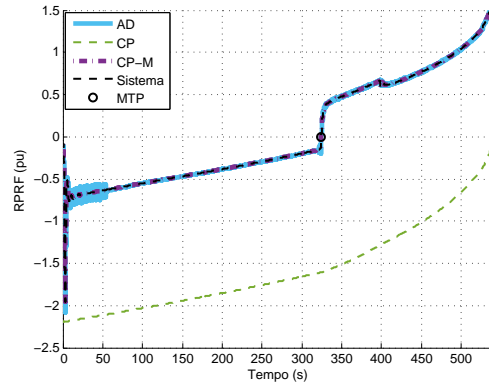


(f) Barra 8 - re-sintonia

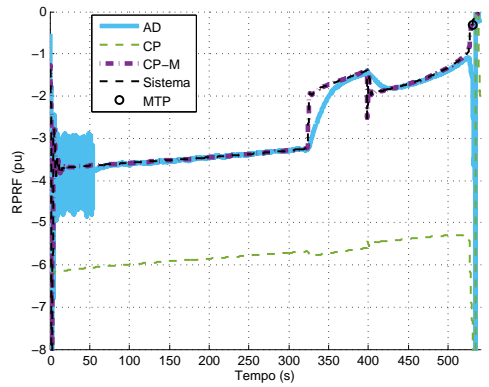
Figura 4.42: Tensão equivalente de Thévenin com o método AD re-sintonizado em $t = 324$ s



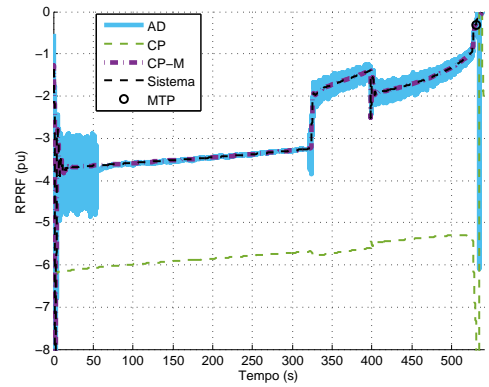
(a) Barra 5



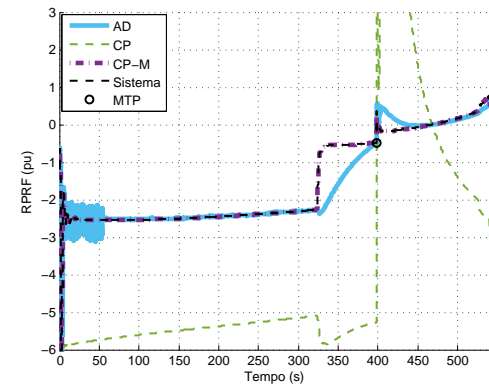
(b) Barra 5 - re-sintonia



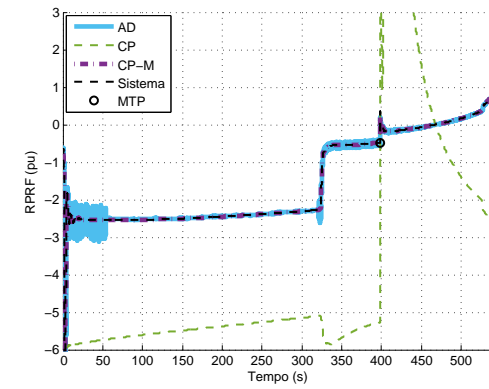
(c) Barra 6



(d) Barra 6 - re-sintonia



(e) Barra 8



(f) Barra 8 - re-sintonia

Figura 4.43: RPRF com o método AD re-sintonizado em $t = 324$ s

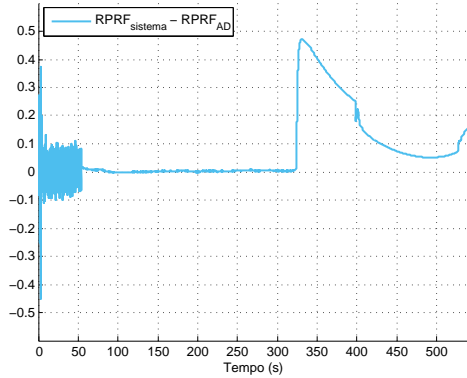
Os métodos CP e CP-M possuem a vantagem de fornecerem simultaneamente os parâmetros equivalentes de todas as barras de carga. Já o algoritmo AD disponibiliza apenas o equivalente de uma única barra, sendo necessário calcular os parâmetros de cada barra independentemente.

Assim como nos demais casos o algoritmo adaptativo foi configurado com $k = 0.01$ nos primeiros 10 % do tempo de simulação que são suficientes para a convergência do método e com $k = 0.0001$ no restante do tempo. Para a barra 5 o MTP ocorre em $t = 324$ s, com $|\vec{V}_{L,5}| = 0.4893$ pu e $P_{L,5} = 1.4443$ pu. O encontro da impedância estimada pelo método AD com a de carga acontece 17 s após, em $t = 341.30$ s, Figura 4.41(a). Observa-se pelo gráfico que após a atuação do OEL o algoritmo inicia um processo de incrementos sucessivos até o final da simulação. O mesmo ocorre para as demais barras tanto para as impedâncias, Figuras 4.41(a), 4.41(c) e 4.41(e) quanto para as tensões, Figuras 4.42(a), 4.42(c) e 4.42(e). A impedância obtida para a barra 8 alcança a de carga 38.80 s após o MPT.

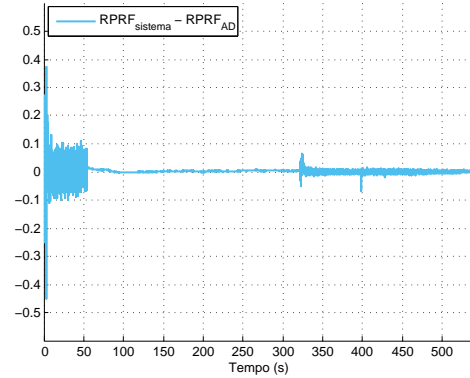
A análise dos gráficos das Figuras 4.43(a), 4.43(c) e 4.43(e) revela que o RPRF do equivalente deixa de ser igual ao do sistema por alguns instantes, a partir de $t = 324$ s, ou seja, logo após a atuação do OEL do gerador 2, assim como no caso da Seção 4.3.1. Foram realizados testes para $k = 0.001$ durante toda a simulação e a partir do instante de atuação do OEL. E nos dois casos, além dos resultados não serem satisfatórios, a escolha de um k elevado faz os valores estimados oscilarem em torno do valor verdadeiro, como descrito em [8]. Como alternativa foi avaliado o efeito da utilização de $k = 0.01$ com início em $t = 324$ s até o término da simulação e os resultados obtidos são muito próximos dos fornecidos pelo método CP-M, embora provoque oscilações começando em $t = 324$ s. Nas Figuras 4.41(b), 4.41(d) e 4.41(f) são apresentadas as curvas para as impedâncias após a re-sintonia. As tensões são mostradas nos gráficos das Figuras 4.42(b), 4.42(d) e 4.42(f). E finalmente os RPRFs são exibidos nas Figuras 4.43(b), 4.43(d) e 4.43(f).

A re-sintonia torna os resultados do AD similares aos do método CP-M como pode ser verificado pela análise dos gráficos. O algoritmo adaptativo com k fixo é lento na identificação de eventos de característica discreta. E isso pode levar a erros de identificação na escala de minutos como observado para a barra 8, na qual o ponto de máxima transferência de potência foi percebido 38.80 segundos depois de sua ocorrência. O método apresenta intrinsecamente uma excelente capacidade reprodução do RPRF do sistema, se o k estiver devidamente sintonizado. É conveniente lembrar que o CP-M é forçado pelo fator de mitigação a ter essa característica. A diferença entre o RPRF da barra e o do algoritmo AD poderia ser utilizada para decidir o momento de mudar o valor de sintonia por breves intervalos de tempo permitindo que o algoritmo encontre rapidamente um novo ponto de convergência sempre que necessário. O método passaria a ser auto-sintonizável. Nos gráficos das

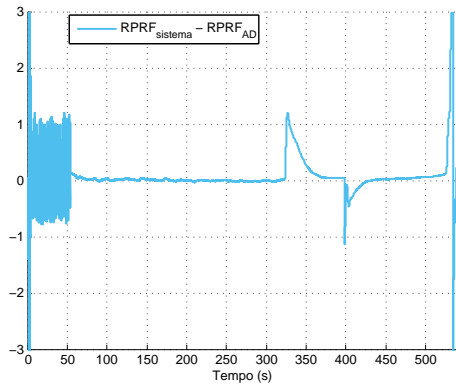
Figuras 4.44(a) a 4.44(f) são exibidas as subtrações dos vetores do RPRF do sistema, equação (3.51), pelo do equivalente AD, equação (3.90), para cada barra com e sem re-sintonia, para ilustrar o descrito no presente parágrafo.



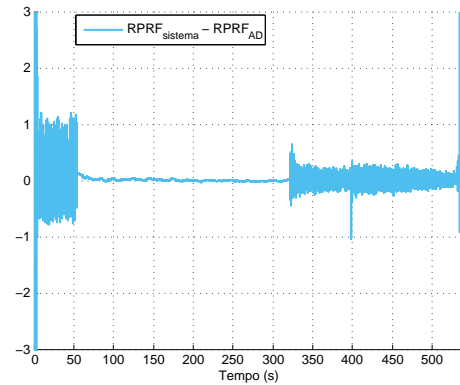
(a) Barra 5



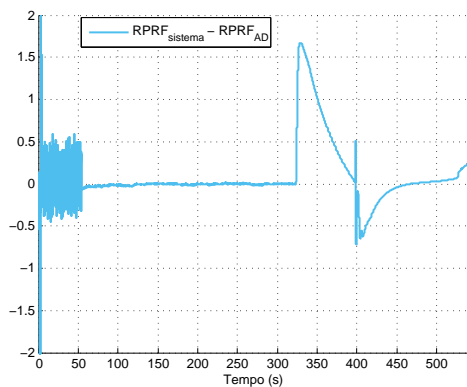
(b) Barra 5 - re-sintonia



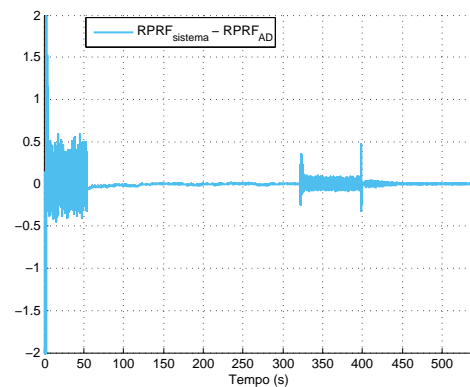
(c) Barra 6



(d) Barra 6 - re-sintonia



(e) Barra 8



(f) Barra 8 - re-sintonia

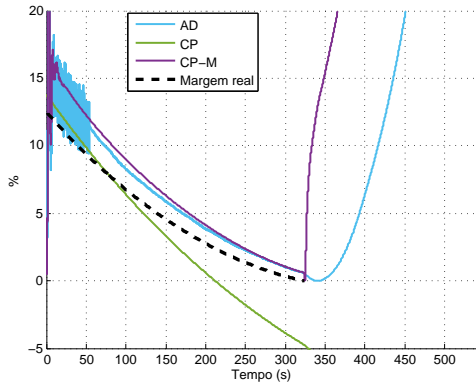
Figura 4.44: Diferenças entre os RPRFs para o método AD re-sintonizado em $t = 324$ s

Nas Figuras 4.45(a) a 4.45(f) tem-se as margens de carregamento estimadas para a barra 5, 6 e 8 para o método AD com e sem re-sintonização. Os métodos AD e CP-M fornecem boas aproximações da margem real o que pode ser confirmado, no caso da barra 5, através dos erros quadráticos médios dados na Tabela 4.9. Para a barra 5, a atuação do OEL não prejudica a comparação entre as margens estimadas e a real por ter acontecido praticamente no mesmo instante do MTP.

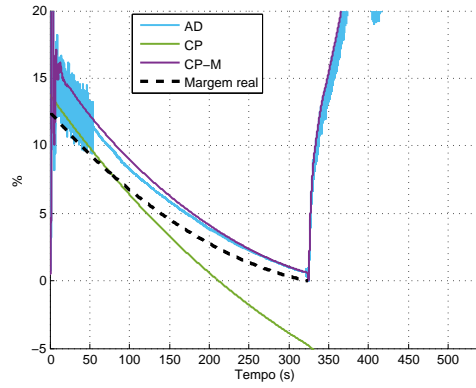
No caso das barras 6 e 8 a diminuição instantânea da margem de carregamento real impossibilita sua comparação, gráfica e via EQM, com as margens estimadas, ou seja, não é possível aplicar a equação (4.1) para obter a margem real, pois o MTP muda de forma abrupta ao logo da simulação e não reflete a situação da rede no início do estudo. Ainda assim, pode-se afirmar que os métodos AD e CP-M indicam corretamente as margens de carregamento das respectivas barras. A atuação de elementos limitadores discretos provoca a diminuição repentina das margens de carregamento. As curvas podem ser visualizadas nas Figuras 4.45(a), 4.45(c) e 4.45(e) para a situação sem re-sintonia e nos gráficos das Figuras 4.45(b), 4.45(d) e 4.45(f) com re-sintonia, para as barras 5, 6 e 8, respectivamente.

Tabela 4.9: Erros quadráticos médios das margens de carregamento

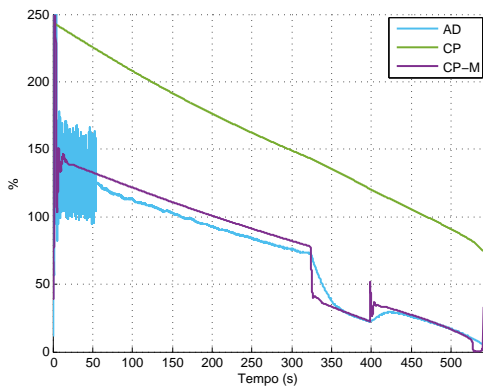
Método	EQM ($\times 10^{-3}$)
AD	10.68
CP	21.55
CP-M	14.10



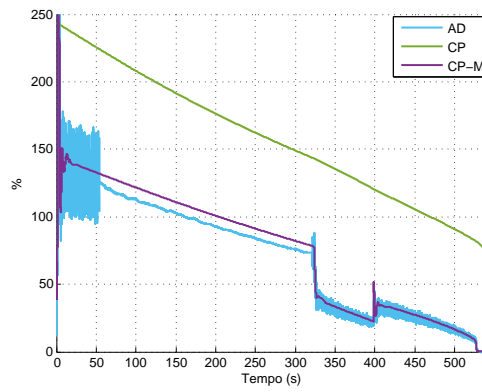
(a) Barra 5



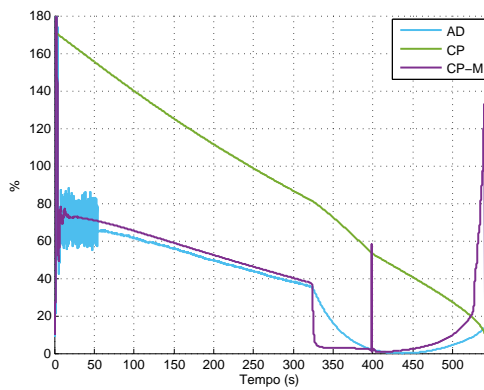
(b) Barra 5 - re-sintonia



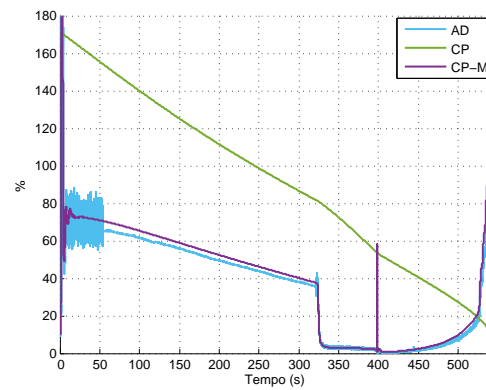
(c) Barra 6



(d) Barra 6 - re-sintonia



(e) Barra 8



(f) Barra 8 - re-sintonia

Figura 4.45: Margem de carregamento estimada por cada método com e sem o método AD re-sintonizado em $t = 324$ s

4.5 Avaliação dos Métodos na Presença de Ruído na Medição Fasorial

As imprecisões presentes nos fasores provenientes da medição fasorial são inerentes aos processos de medição e de transmissão de dados. Os erros de medição estão diretamente associados aos erros de relação e de fase advindos dos transformadores para instrumentos. Além disso, em toda transmissão de dados o sinal que chega ao receptor é o sinal emitido pelo transmissor acrescido de sinais não desejados que são chamados de ruídos.

As unidades de medição fasorial (PMUs) são classificadas em relação à exatidão através do erro vetorial total (TVE), que é definido pela magnitude da diferença entre o fasor teórico que seria idealmente obtido e o fasor efetivamente medido por uma PMU. Essa diferença é normalizada pelo módulo do fasor teórico. O TVE engloba, então, os erros de amplitude e de fase em um único erro [18].

Na avaliação de métodos que fazem uso de fasores fornecidos por PMUs as imprecisões são comumente modeladas pela adição de ruído branco aos fasores. E o desempenho dos métodos é verificado para diferentes valores de relação sinal-ruído (SNR). A SNR é definida como a razão entre a potência do sinal e a potência do ruído presente no mesmo, sendo normalmente expressa em decibéis (dB), ou seja, quanto menor o valor da SNR maior será a interferência do ruído no sinal de interesse.

O ruído branco é comumente encontrado na natureza e tem sua origem no movimento aleatório dos elétrons provocado pela variação térmica dos materiais, sendo portanto, inerente aos processos de medição e de transmissão. Ele é modelado por uma função densidade de probabilidade Gaussiana de média zero e sua potência está distribuída uniformemente no espectro de frequência.

Nas referências consultadas [7, 8, 16, 34–37] não se apresenta uma justificativa para o uso do ruído branco na avaliação de métodos que utilizam dados de PMUs. Além disso, não foi encontrado nenhum trabalho que trate da modelagem dos erros finais presentes em dados de medição fasorial ou que relacione TVE e SNR.

Na presente seção será realizada a avaliação da sensibilidade dos métodos AD, CP e CP-M em relação a presença de ruído branco nos fasores de tensão e de corrente. A SNR utilizada para cada método será reduzida até que o algoritmo deixe de apresentar resultados consistentes. Na Tabela 4.10 são mostradas as relações sinal-ruído mínima e máxima utilizadas em algumas referências que foram tomadas como ponto de partida, embora esses valores, a princípio, não possuam relação com medições reais de PMUs.

O ruído foi adicionado aos fasores \vec{V}_L e \vec{I}_L para o algoritmo adaptativo. Para o método acoplado de porta simples ele é somado aos fasores \vec{V}_G , \vec{V}_L e \vec{I}_L . E para o acoplado de porta simples modificado o ruído é incluído em \vec{V}_L e \vec{I}_L , como pode ser

observado na formulação da Seção 3.4, o CP-M não necessita de \vec{V}_G para fornecer $\vec{E}_{eq,i}^M$. Após a adição do ruído as potências são recalculadas.

Tabela 4.10: Relações sinal-ruído usadas por algumas referências

Referência	SNR mínima [dB]	SNR máxima [dB]
CORSI e TARANTO [8]	40	100
LAVENIUS <i>et al.</i> [36]	110	-
INFANTE [16]	60	100
SMON <i>et al.</i> [7]	55	75
COSTA [37]	20	150

A avaliação da sensibilidade à presença de ruído branco foi realizada o usando sistema teste IEEE 9-barras modificado com cargas tipo corrente constante e crescimento percentual proporcional idêntico ao da Seção 4.2.1. Nas Figuras 4.46(a) e 4.46(b) são mostrados o módulo e o ângulo do fasor de tensão da barra 5 sem ruído e com adição de ruído com SNR = 80 dB. Apenas o primeiro segundo da simulação é exibido para o módulo e para o ângulo de modo a tornar a influência do ruído perceptível nos dois gráficos. O ruído é adicionado as partes real e imaginária de cada fasor e por isso é mais perceptível no módulo do que no ângulo.

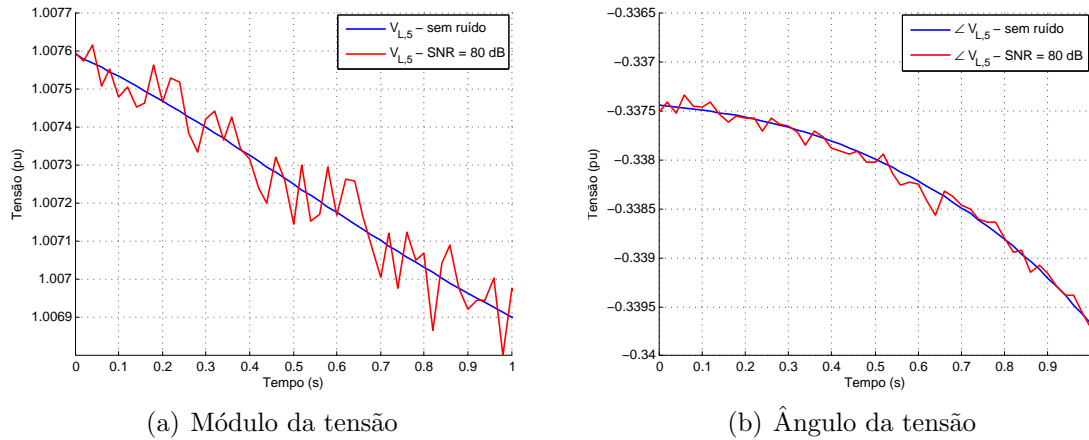


Figura 4.46: Detalhes do fasor de tensão da barra 5 para adição de ruído branco (SNR = 80 dB)

4.5.1 Algoritmo de Identificação Adaptativa na Presença de Ruído

O algoritmo de identificação adaptativa foi teve seu desempenho avaliado para presença de ruído branco em [8] e [16]. Em [8], observou-se que o método converge para SNR = 80 dB e que realizando a filtragem dos fasores o método apresenta bom desempenho para SNR = 40 dB. Em [16], a convergência acontece para até SNR =

60 dB, sem a filtragem dos dados e com intervalo de atualização dos dados igual a 20 ms. Para o método AD o ruído é adicionado aos fasores \vec{V}_L e \vec{I}_L da barra sob análise.

Nas Figuras 4.47(a) e 4.47(b) são mostradas a impedância e a tensão equivalentes na ausência de ruído e para SNR igual a 110, 100 e 90 dB. Verifica-se que o algoritmo tem convergência praticamente inalterada até 100 dB de SNR. Para SNR = 90 dB o método converge, mas indica uma impedância incorreta, ou seja, a presença de ruído faz o algoritmo falhar na estimação dos parâmetros. A tensão equivalente também converge para um valor maior que o esperado como pode ser visto na Figura 4.47(b).

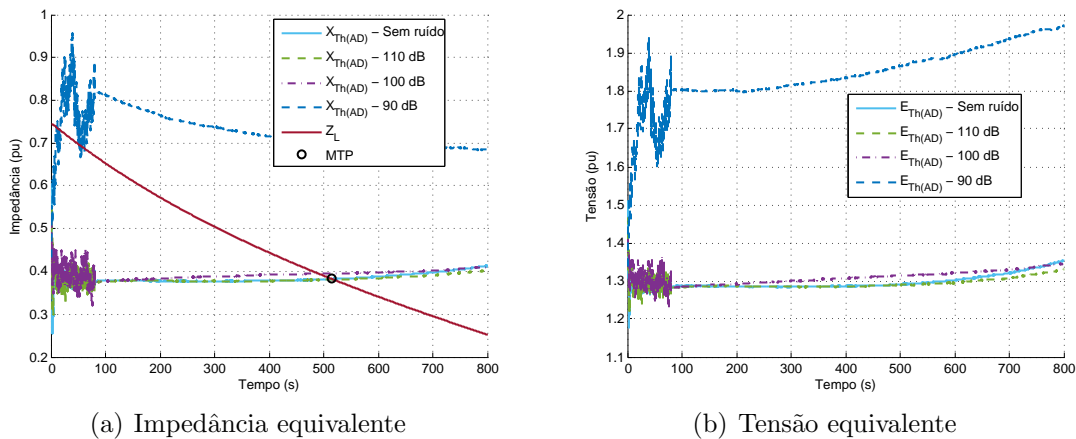


Figura 4.47: Desempenho do algoritmo AD na presença de ruído

As margens de carregamento para cada uma das SNRs simuladas são mostradas no gráfico da Figura 4.48. As curvas das margens confirmam os resultados obtidos da análise dos parâmetros equivalentes. Na Tabela 4.11, tem-se os erros quadráticos médios que aumentam com a diminuição das SNR.

Tabela 4.11: Erros quadráticos médios das margens de carregamento

SNR	EQM ($\times 10^{-3}$)
Sem ruído	0.59
110 dB	0.80
100 dB	2.31
90 dB	49.01

Na Figura 4.49 são mostradas as curvas PV dos modelos equivalentes para cada valor de SNR simulado. Verifica-se que a convergência incorreta do método para SNR = 90 dB não tem efeito sobre a curva PV do equivalente que é calculada através da equação (3.39). Assim como na Seção 4.2.1, o parâmetro k do algoritmo AD foi especificado em 1 % da tensão de Thévenin na iteração anterior para os primeiros 80 s e em 0.01 % no restante da simulação.

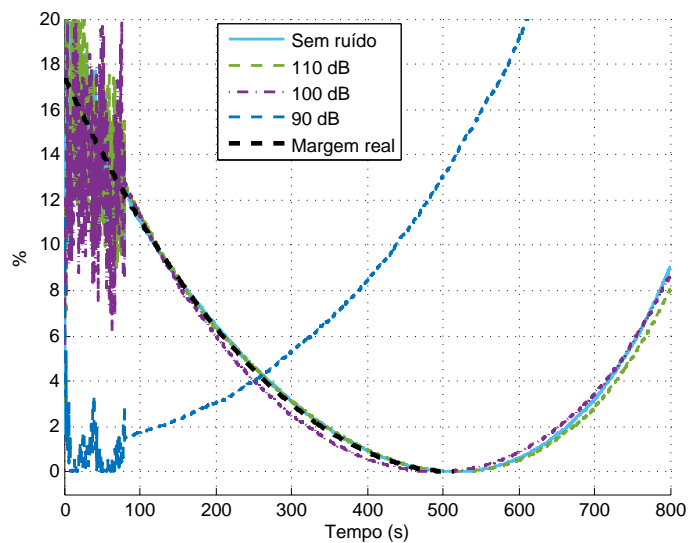


Figura 4.48: Margens de carregamento fornecidas pelo algoritmo AD para diferentes SNRs

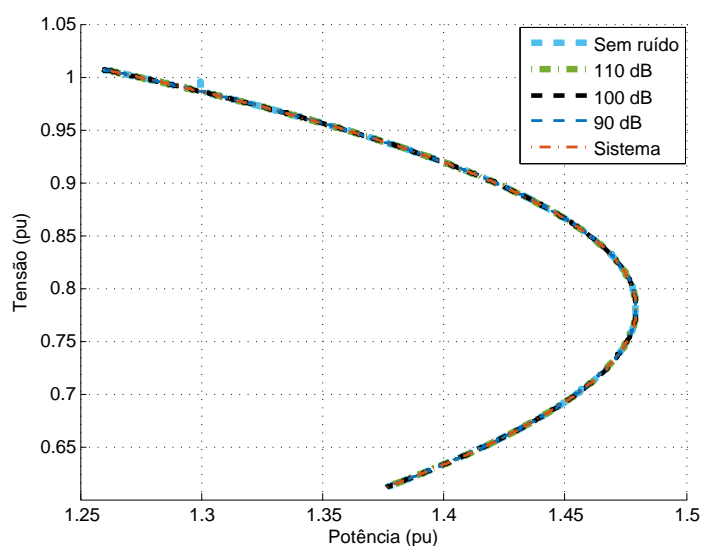


Figura 4.49: Curvas PV para os equivalentes do algoritmo AD sob diferentes SNRs

4.5.2 Método Baseado no Circuito Equivalente Acoplado de Porta Simples na Presença de Ruído

No caso do método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples o ruído branco é somado aos fasores \vec{V}_G , \vec{V}_L e \vec{I}_L . O impacto na estimação de cada parâmetro será diferente, visto que a obtenção de cada um deles é independente do ponto de vista da medição fasorial. No cálculo de $\vec{E}_{eq,i}$ utiliza-se apenas os fasores de tensão das barras de geração, equação (3.37). E para estimação de $\vec{Z}_{eq,i}$ apenas os fasores de tensão das barras de carga são levados em consideração como pode

visto através das equações (3.37) e (3.38). A premissa de que o termo $\bar{\beta}_{ji} = \frac{\bar{S}_{L,j}^*}{\bar{S}_{L,i}^*}$ é constante torna o método imune às variações nas correntes das cargas. E isso justifica o bom desempenho do mesmo na presença de ruído como pode ser observado nas Figuras 4.50(a) e 4.50(b), onde são mostradas a impedância e a tensão equivalentes, respectivamente.

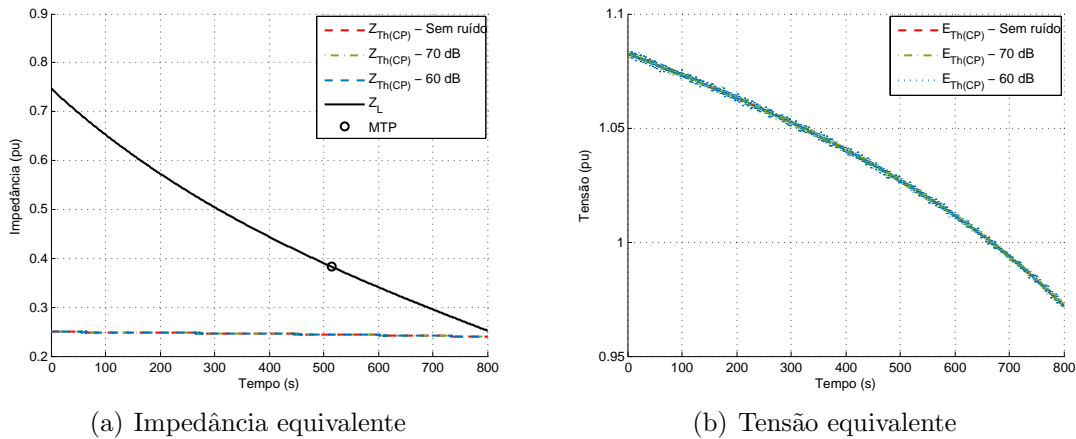


Figura 4.50: Desempenho do método CP na presença de ruído

O método apresenta bons resultados até $SNR = 60$ dB, sendo que para 50 dB e 40 dB a convergência na indicação do parâmetros é mantida, mas com forte presença de ruído que pode ser percebido no gráfico da margem de carregamento para $SNR = 60$ dB, conforme mostrado na Figura 4.51. Os valores dos EQMs praticamente não são alterados pela adição de ruído.

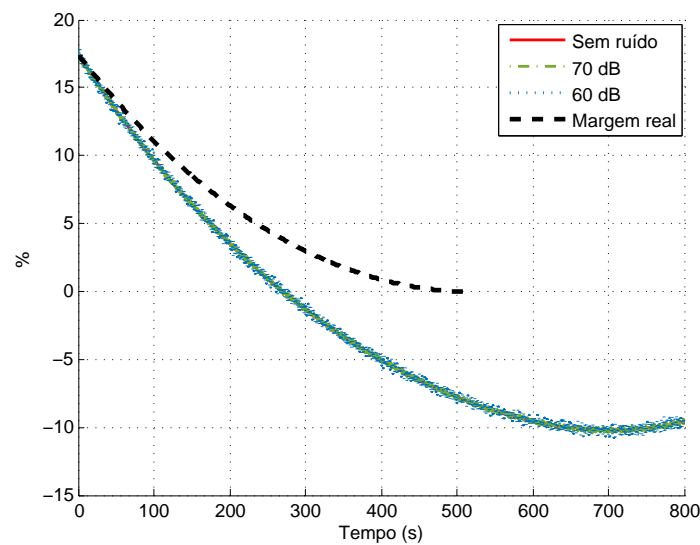


Figura 4.51: Margens de carregamento fornecidas pelo método CP para diferentes SNRs

4.5.3 Método Baseado no Circuito Equivalente Acoplado de Porta Simples Modificado na Presença de Ruído

O método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples modificado é derivado do método CP pela correção do fator de resposta da potência reativa do equivalente pela aplicação do fator de mitigação. O $|\bar{\alpha}_i|$ é definido com base no RPRF do sistema visto da barra monitorada que é calculado pela equação (3.51) utilizando duas medições consecutivas dos fasores \vec{V}_L e \vec{I}_L . O uso de duas medidas subsequentes dos fasores de tensão e de corrente torna o método altamente sensível e presença de ruído branco nas medições, como pode visualizado nos gráficos do RPRF do sistema mostrados das Figuras 4.52(a) e 4.52(b).

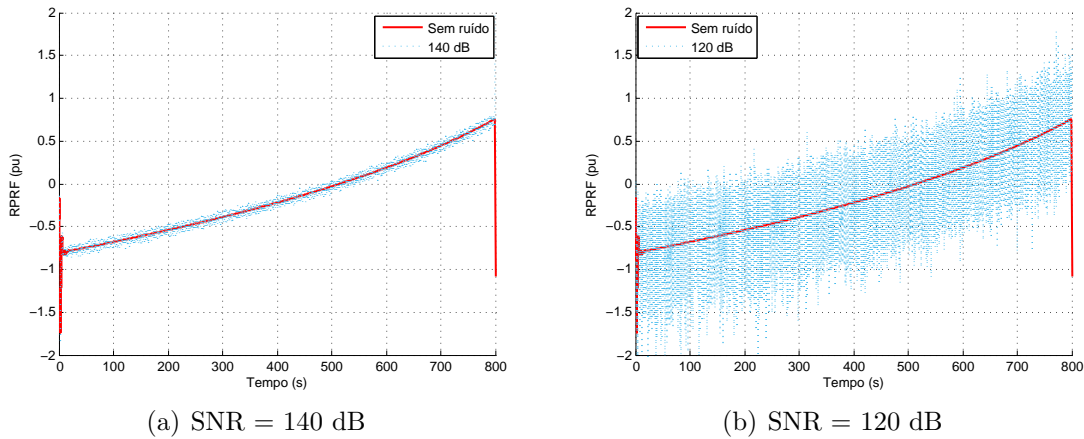
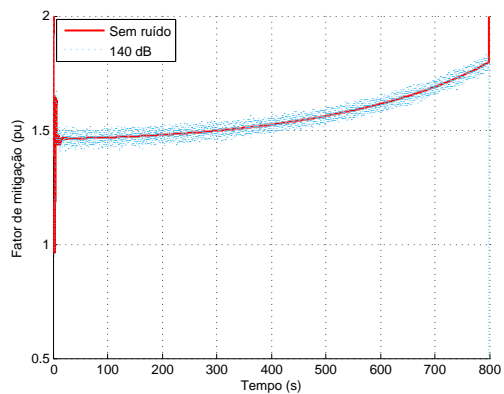


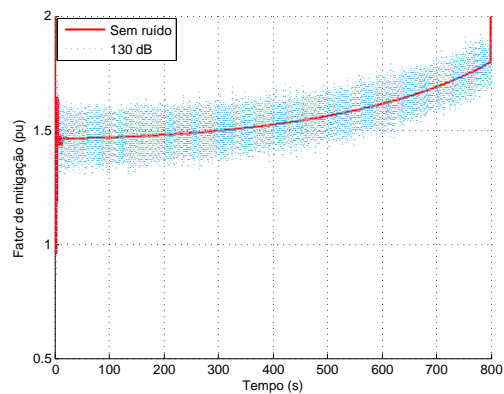
Figura 4.52: RPRFs do sistema vistos da barra 5 para diferentes SNRs

O fator de mitigação obtido da equação (3.88) depende das variáveis auxiliares a , b e c que são definidas nas equações (3.84), (3.85) e (3.86), respectivamente. As variáveis a e b são fortemente afetadas pela presença de ruído, devido ao parâmetro $BF_{sistema,i}$, e propagam o efeito para $|\bar{\alpha}_i|$, como pode ser observado nas Figuras 4.53(a), 4.53(b) e 4.53(c), para 140, 130 e 120 dB, sucessivamente. Para SNRs menores que 120 dB a equação (3.88) fornece um fator de mitigação complexo, ou seja, o método deixa de funcionar.

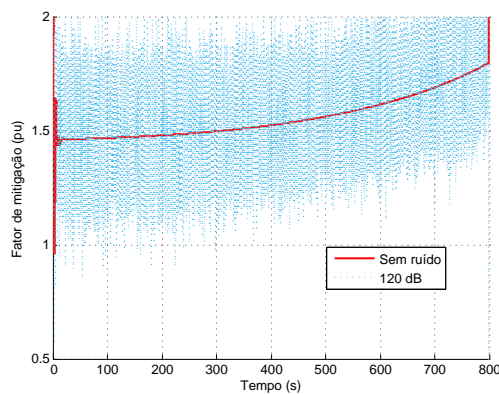
Assim como o método CP, a diminuição da SNR não altera o ponto de cruzamento das impedâncias estimada e de carga como apresentado nas Figuras 4.54(a) e 4.54(b) para 140 e 130 dB, respectivamente. As tensões equivalentes para essas SNRs são mostradas nas Figuras 4.55(a) e 4.55(b), sucessivamente. E as margens de carregamento estão nos gráficos das Figuras 4.56(a) e 4.56(b). As curvas das margens confirmam os resultados obtidos através das impedâncias. Na Tabela 4.12, têm-se os erros quadráticos médios que aumentam com a diminuição da SNR.



(a) SNR = 140 dB

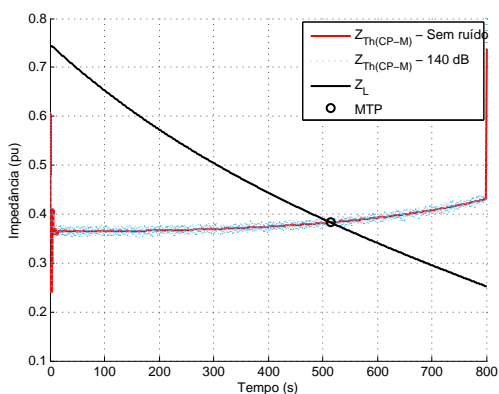


(b) SNR = 130 dB

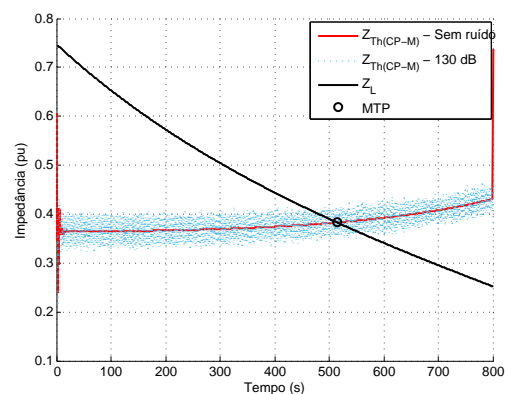


(c) SNR = 120 dB

Figura 4.53: Fator de mitigação do método CP-M na presença de ruído

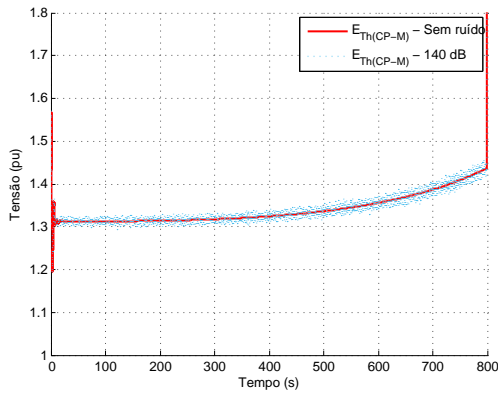


(a) SNR = 140 dB

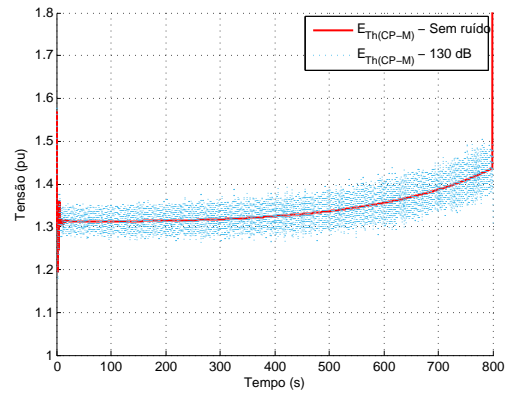


(b) SNR = 130 dB

Figura 4.54: Impedância equivalente do método CP-M na presença de ruído

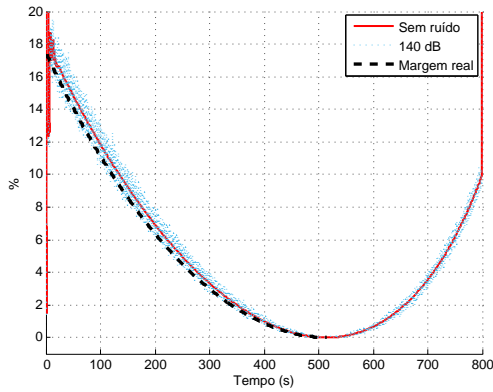


(a) SNR = 140 dB

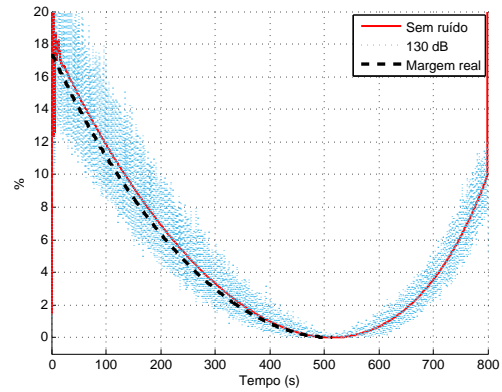


(b) SNR = 130 dB

Figura 4.55: Tensão equivalente do método CP-M na presença de ruído



(a) SNR = 140 dB



(b) SNR = 130 dB

Figura 4.56: Margens de carregamento fornecidas pelo método CP-M na presença de ruído

Tabela 4.12: Erros quadráticos médios das margens de carregamento

SNR	EQM ($\times 10^{-3}$)
Sem ruído	2.91
140 dB	3.42
130 dB	6.53
120 dB	20.28

4.6 Avaliação dos Métodos em um Sistema de Médio Porte

4.6.1 Características do Sistema Teste KTH-NORDIC32

O sistema teste NORDIC32 é uma adaptação do sistema Nórdico europeu e foi proposto em [38] para ser usado em estudos da estabilidade de tensão. Ele é derivado do sistema teste NORDIC 32A do Cigré [39]. Em [29] foi adaptado para o PSAT passando a ser chamado de KTH-NORDIC32, Figura 4.57.

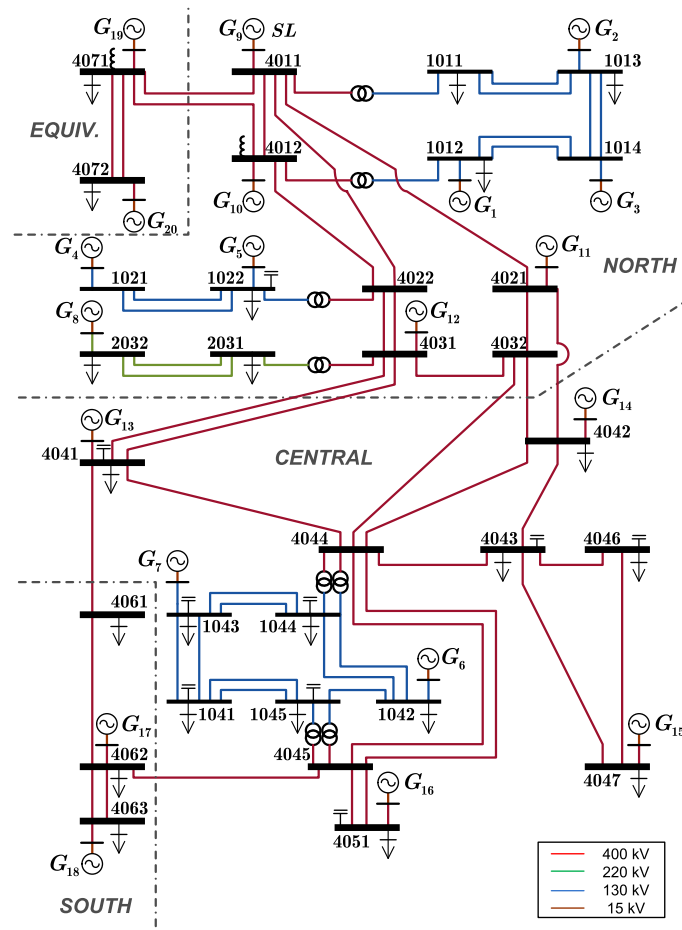


Figura 4.57: Sistema teste KTH-NORDIC32 [40]

O sistema é dividido basicamente em duas regiões, sendo a primeira formada pelas áreas *Equivalent* e *North*, caracterizada pela presença de 12 geradores hidráulicos e pelo pouco carregamento. A segunda é composta pelas áreas *Central* e *South* que possuem os demais geradores, todos de geração térmica. Essa região é fortemente carregada o que resulta em uma forte transferência de potência da primeira para a segunda região. A interligação entre as duas regiões é feita por 5 linhas de transmissão fracas. As linhas são longas e com tensão nominal de 400 kV. Ao todo o

sistema possui 32 barras (52 barras na implementação no PSAT), 52 linhas de transmissão, 28 transformadores e 20 geradores, sendo o G_{13} um compensador síncrono. Os modelos dinâmicos dos geradores síncronos, das excitatrizes, das turbinas e dos reguladores de velocidade estão presentes no sistema implementado no PSAT [29]. Maiores detalhes podem ser encontrados em [29, 40] e o arquivo para simulação no PSAT pode ser obtido diretamente com os autores de [29].

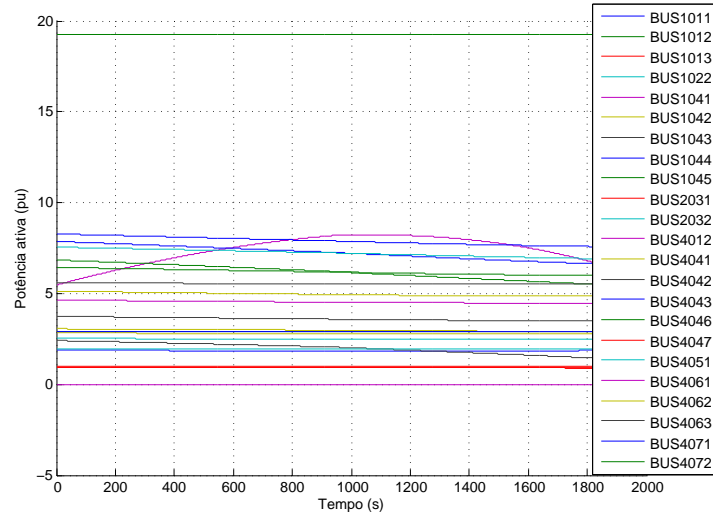
4.6.2 Caso 6: Crescimento da Carga da Barra 1041 com as Cargas do Tipo Corrente Constante

O sistema é consideravelmente carregado e uma grande quantidade de potência é transferida da região *Equivalent+North* para as áreas *Central* e *South*. Isso torna a rede suscetível às instabilidades de tensão e transitória [16]. A instabilidade de tensão pode ser desencadeada pela perda de uma das linhas que conectam as duas regiões, perda de geração nas áreas *Equivalent* ou *North* ou pelo aumento das cargas na região *Central+South*.

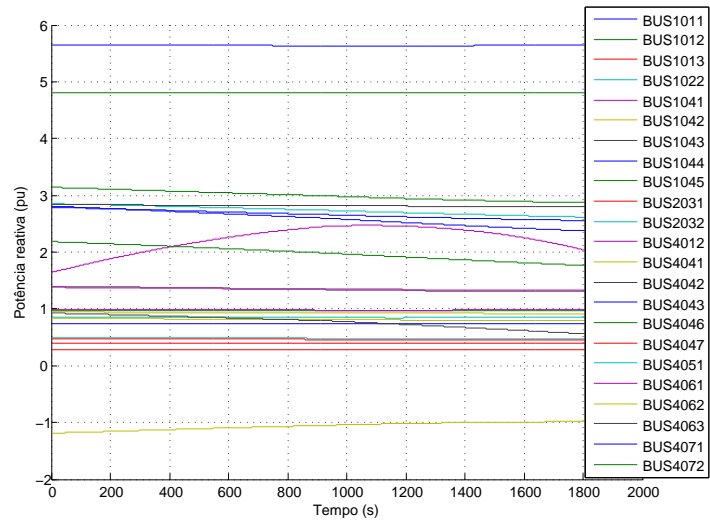
Com o objetivo de avaliar o desempenho dos métodos sob análise foi simulado o caso de crescimento da carga da barra 1041, que possui tensão nominal de 130 kV. O modelo de carga usado foi o dependente da tensão tipo corrente constante. Esse caso é originário de [16], onde além do crescimento da carga foi realizado o desligamento da LT 4032-4044 que foi testado e não apresentou bons resultados para o método CP-M, devido à presença de oscilações nos fasores de tensão e corrente. Por isso, optou-se apenas pelo crescimento da carga da barra 1041 a uma taxa de 0.1 %/s dos valores nominais das potências ativa e reativa que corresponde a 0.60 MW/s e a 0.18 Mvar/s, respectivamente.

As curvas das potências ativa e reativa das barras de carga são exibidas nas Figuras 4.58(a) e 4.58(b), sucessivamente. Nota-se que apenas a barra 1041 tem sua carga aumentada, as demais sofrem uma pequena redução de valor ao logo da simulação por conta da diminuição das tensões do sistema que são mostradas na Figura 4.58(c). As tensões das barras 1043, 1045 e 1044 sofrem os maiores decréscimos por estarem mais próximas à barra 1041. O sistema foi simulado por 2000 s que é suficiente para que a barra sob análise alcance o MTP.

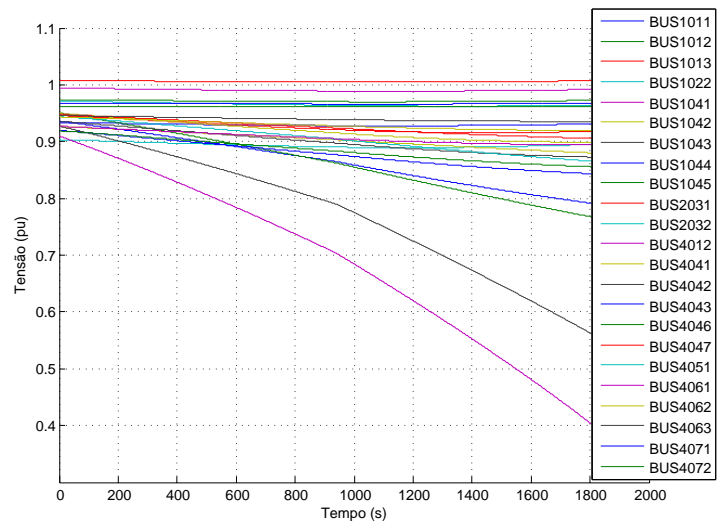
As impedâncias estimadas estão na Figura 4.60(a). O MTP acontece em $t = 1070$ s, com $|\vec{V}_{L,1041}| = 0.6657$ pu e $P_{L,1041} = 8.2320$ pu. O método CP subestima o MTP e encontra a impedância de carga 535.00 s antes do ponto correto. Ele também não percebe a atuação do OEL da máquina G_7 que acontece em $t = 942.10$ s. Os gráficos das correntes de campo da máquina G_7 e do compensador síncrono G_{13} são exibidos na Figura 4.60(c). Para os demais geradores as correntes de campo não possuem crescimento expressivo e por isso foram omitidas no gráfico.



(a) Potências ativas



(b) Potências reativas



(c) Tensão em função do tempo

Figura 4.58: Parâmetros das barras de carga

A tensão equivalente obtida pelo método CP permanece praticamente constante em aproximadamente 1 pu no decorrer de toda a simulação e pode ser vista na Figura 4.60(b).

Os algoritmo acoplado de porta simples modificado possui desempenho satisfatório indicando corretamente o ponto de máxima transferência de potência. Em $t = 942.10$ s, o método percebe a atuação do OEL da gerador 7 e sua impedância estimada aumenta 16.30 % em apenas 7 s, Figura 4.60(a). Essa elevação é produzida pelo fator de mitigação que tem sua curva exibida na Figura 4.59. A tensão equivalente aumenta cerca de 7 % em 7 s, retomando em seguida sua tendência de decrescimento sob influência de $|\bar{\alpha}_{1041}|$ e principalmente da tensão da barra 1041, como pode ser inferido pela análise da equação (3.78).

Neste caso $|\bar{\alpha}_{1041}| < 1$ para corrigir a impedância fornecida pelo método CP que foi sobrestimada. Portanto, o fator de mitigação deve ser um número real de magnitude condicionada a subestimação ou a sobrestimação da impedância de Thévenin do método CP, não estando limitado ao intervalo $0 < |\bar{\alpha}_i| < 1$ como sugerido em [12, 13, 27, 28].

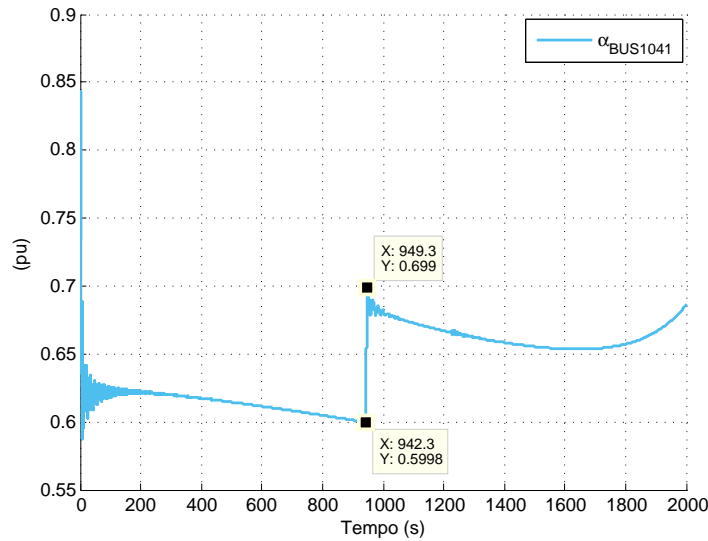
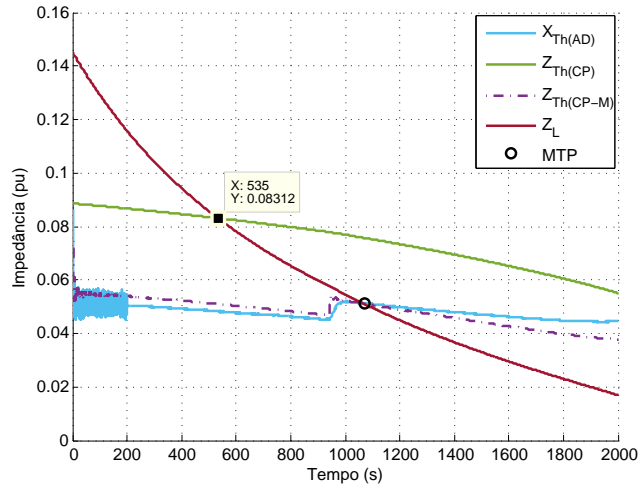
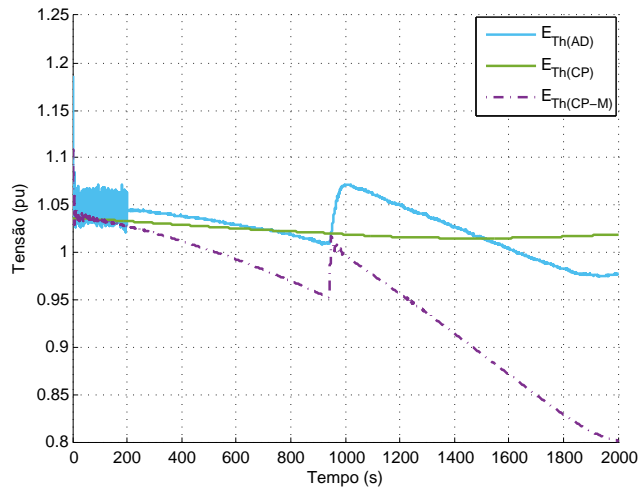


Figura 4.59: Fator de mitigação do método CP-M para a barra 1041

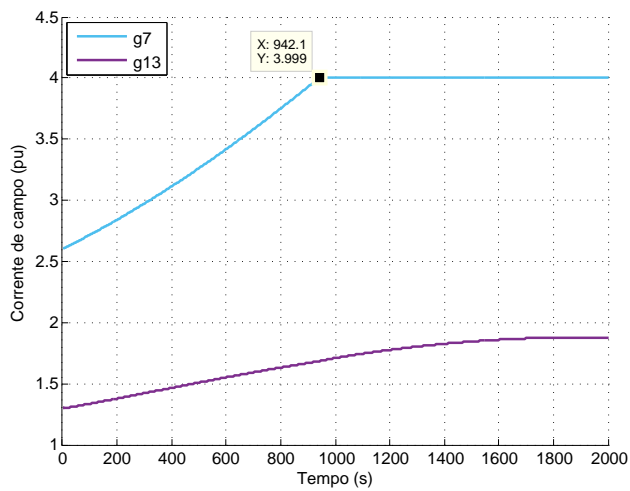
O algoritmo adaptativo foi sintonizado com $k = 0.01$ nos primeiros 200 s que é um tempo maior que o mínimo necessário para que sua convergência ocorra. Após esse período k passa a valer 0.0001 até o término da simulação. Ele identifica corretamente o MTP e fornece uma curva para a impedância equivalente similar a do método CP-M. A Atuação do OEL do gerador 7 é notada pelo método que leva 81.20 s para aumentar em cerca de 14.44 % o valor da impedância, Figura 4.60(a). A tensão equivalente é apresentada na Figura 4.60(b) e aumenta aproximadamente 5.93 % nos mesmos 81.20 s.



(a) Impedância equivalente vista da barra 1041



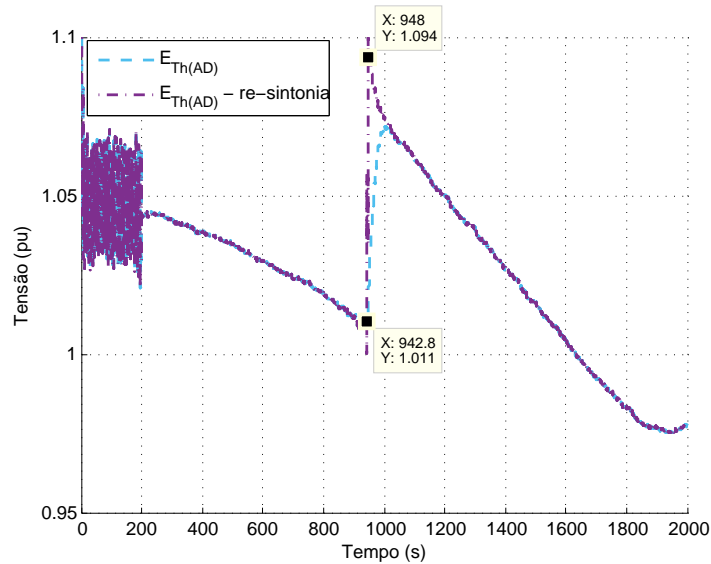
(b) Tensão equivalente vista da barra 1041



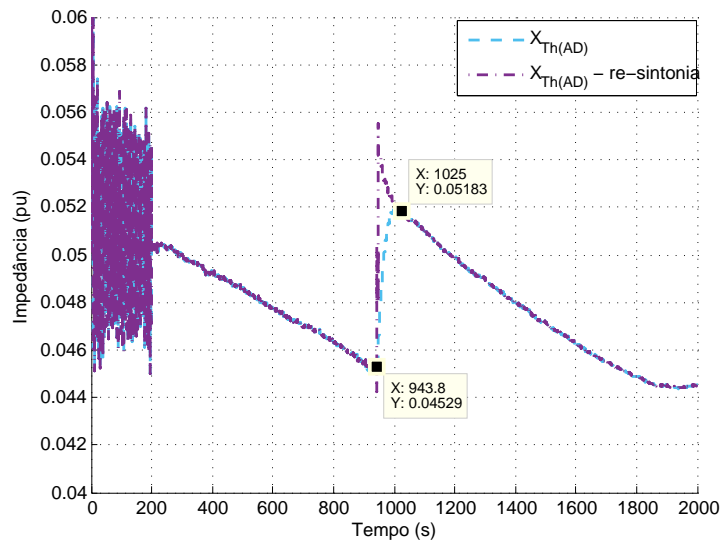
(c) Corrente de campo das máquinas G_7 e G_{13}

Figura 4.60: Efeito da atuação do OEL da máquina da barra 2 na estimação dos parâmetros de Thévenin

Nesse intervalo de tempo o algoritmo busca um novo ponto de convergência que represente a rede elétrica vista da barra 1041 com o OEL da máquina 7 atuado. Assim como realizado nas Seções 4.3.1 e 4.4.1 o valor de parâmetro de sintonia foi alterado para $k = 0.01$, em $t = 943$ s permanecendo com esse valor até $t = 948$ s, onde k volta a ser igual a 0.0001, ou seja, a re-sintonia dura cerca de 5 s.



(a) Tensão equivalente



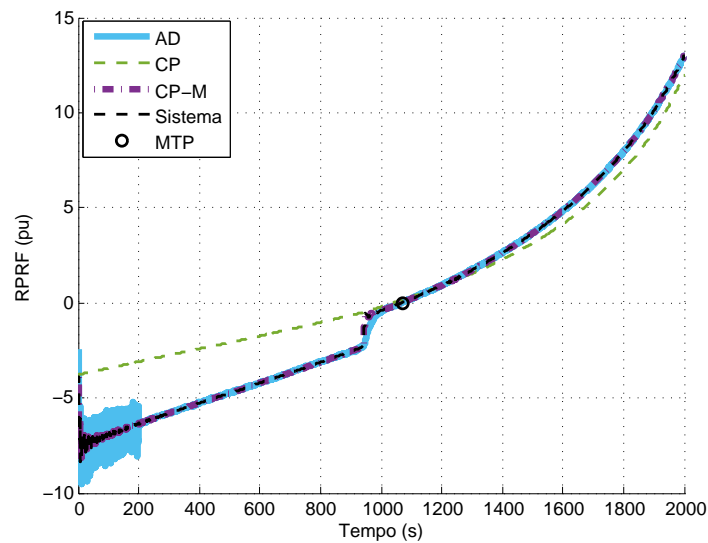
(b) Reatância equivalente

Figura 4.61: Efeito da re-sintonização nos parâmetros estimados pelo método AD

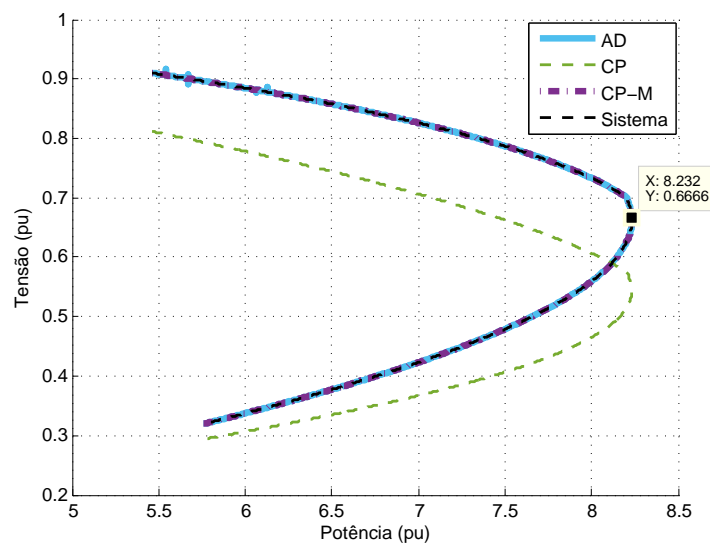
Os resultados para estimação com e sem re-sintonia são apresentados nas Figuras 4.61(a) e 4.61(b) para tensão e impedância equivalentes, respectivamente. A sobreposição das curvas evidencia que a estimação dos parâmetros é mais rápida com a mudança no valor de k . Essa pequena modificação faz o algoritmo AD ter a mesma

velocidade de resposta que o CP-M para atuação do OEL.

Na Figura 4.62(a), tem-se o RPRF de cada equivalente em comparação com o do sistema. O método CP não consegue acompanhar o da rede elétrica. O do CP-M, como esperado, é idêntico ao visto da barra 1041. E finalmente, o RPRF do algoritmo AD só não é igual ao do sistema durante os 81.20 s em que o método busca o novo ponto de convergência. Na Figura 4.62(b) são mostradas as curvas PV obtidas a partir dos equivalentes em comparação com a PV da barra. Assim como em outros casos a curva do método acoplado de porta simples não é idêntica a PV da rede. Os algoritmos AD e CP-M possuem curvas iguais às da barra 1041, indicando que eles representam adequadamente o perfil de tensão da rede elétrica.



(a) RPRFs



(b) Curvas PV

Figura 4.62: RPRFs e curvas PV dos circuitos equivalentes

A margem de carregamento da barra 1041 no instante inicial é igual a 50.70 %. Na Figura 4.63 são exibidas as curvas das margens de carregamento do três métodos. O método CP indica uma margem de carregamento negativa o que não corresponde a realidade, o mesmo indicou uma subestimação da margem de carregamento pela curva de impedância mostrada na Figura 4.60(a). O AD e o CP-M possuem curvas com boa aproximação em relação a curva real. Os valores dos erros quadráticos médios mostrados na Tabela 4.13 e confirmam o observado no gráfico.

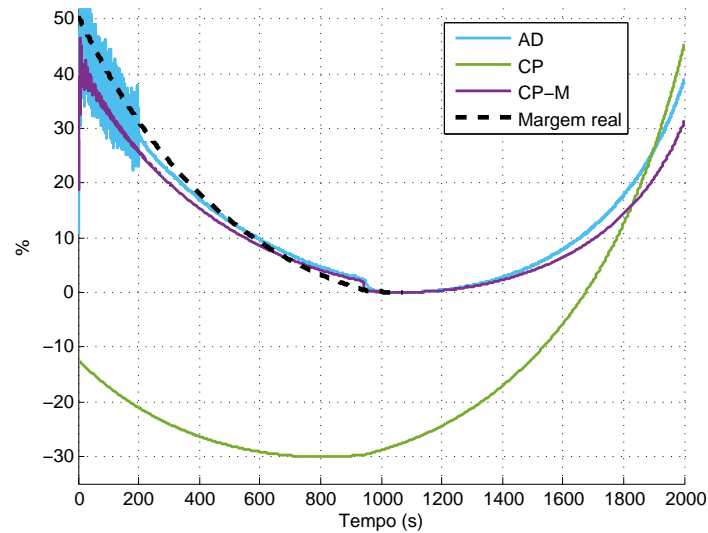


Figura 4.63: Margem de carregamento estimada para a barra 1041

Tabela 4.13: Erros quadráticos médios das margens de carregamento

Método	EQM ($\times 10^{-3}$)
AD	6.38
CP	186.66
CP-M	10.70

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

A proposta do presente trabalho foi a realização da avaliação e da comparação de três dos principais métodos desenvolvidos nos últimos anos para o monitoramento em tempo real da proximidade da instabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência. Na análise dos resultados foram utilizadas as ferramentas gráficas usadas para validação individual de cada método. O algoritmo adaptativo (AD) [8] foi validado usando a comparação entre a reatância estimada com o módulo da impedância da carga. O método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples (CP) foi avaliado pela margem de carregamento estimada a partir dos parâmetros do equivalente obtido [10]. E o método baseado no circuito equivalente acoplado de porta simples modificado (CP-M) foi testado utilizando a margem de carregamento e a curva PV obtidas a partir do circuito equivalente encontrado [12]. Além dessas ferramentas foi realizada a comparação do fator de resposta da potência reativa (RPRF) de cada equivalente com o da rede elétrica vista da barra monitorada, a confrontação das tensões equivalentes estimadas e a comparação das curvas de carregamento máximo, parâmetro que é usado para obtenção da margem de carregamento.

A monitoração da estabilidade de tensão via comparação das curvas das impedâncias equivalente e de carga, ou de um indicador baseado nelas, não fornece informações suficientes para tomada de decisão a fim de se evitar que o colapso de tensão aconteça. Esse problema ocorre devido ao desconhecimento da velocidade de aproximação entre as curvas, ou seja, olhando apenas para as impedâncias não é possível saber quanto de potência ainda pode ser acrescido em uma determinada barra sem que a mesma alcance o MTP. Embora a igualdade entre as impedâncias do equivalente e da carga não implique necessariamente na ocorrência da instabilidade de tensão, ela é um forte indicativo de que a instabilidade está próxima.

A comparação das tensões equivalentes fornecidas pelos métodos não fornece informações relevantes para o acompanhamento da estabilidade de tensão, bem como a observação do módulo da tensão da barra monitorada. O MTP pode ser alcançado mesmo com essas tensões dentro de limites aceitáveis para operação do sistema.

A utilização do carregamento máximo ou da margem de carregamento é uma alternativa em relação à comparação das impedâncias, principalmente para cargas com fator de potência constante. A precisão da margem de carregamento está diretamente associada à exatidão do circuito equivalente e pode ser verificada pela comparação com a margem real da barra monitorada, possível de ser obtida apenas em ambiente de simulação computacional.

Na análise da curva PV foi observado que os equivalentes possuem curvas PV idênticas a da barra monitorada sempre que no equacionamento do método de obtenção do equivalente é respeitada a lei das tensões de Kirchhoff. O que não significa que o equivalente tem um bom desempenho, ou seja, é possível obter a curva PV correta com o equivalente errando consideravelmente o MTP, como foi observado para o método AD sem re-sintonia nas Seções 4.3.1 e 4.4.1. O mesmo pôde ser verificado na Seção 4.5, na qual a adição de ruído não é perceptível nas curvas PV. A tensão para a curva PV dos equivalentes foi calculada pela equação (3.39) e utilizando as raízes da equação biquadrada (3.58) e os resultados são idênticos, conforme o esperado. Em [11–13], a curva PV é usada com sucesso para identificar os pontos fracos do equivalente CP, coincidência ou não, este método é o único entre os analisados que os parâmetros do equivalente são calculados de modo dissociado, ou seja, o valor da tensão equivalente, obtido a cada instante, não é considerado no cálculo da impedância equivalente e vice-versa, como pode ser verificado pela equação (3.37). Em todas as situações simuladas o método CP forneceu curvas PV incorretas. Por outro lado, os algoritmos AD e CP-M forneceram curvas PV corretas para todos os casos estudados. No presente trabalho não foi realizado uma análise mais detalhada do problema, visto que as curvas PV não são muito adequadas para o monitoramento *on-line* da estabilidade de tensão como as curvas de margem de carregamento, por exemplo.

A comparação do fator de resposta da potência reativa (RPRF) de cada equivalente com o da rede elétrica, visto da barra monitorada, produziu resultados promissores. O RPRF é aproximadamente a derivada da curva V-Q normalizada pelo módulo da tensão. Por isso, a aderência entre o RPRF do modelo e o da rede é um forte indicativo de que o equivalente estimada corretamente o MTP, principalmente para cargas com fator de potência constante. O acompanhamento do RPRF, embora tenha sido realizado para todos os métodos só tem sentido prático para os algoritmos AD e CP, pois o CP-M é forçado, por definição, a ter o fator idêntico ao sistema.

Nas simulações realizadas com os crescimentos percentuais proporcional e não proporcional ficou evidenciado que método CP não monitora adequadamente o acoplamento existente entre as barras de carga, confirmando os resultados apresentados em [11–13]. Esse comportamento se deve a premissa de que o termo $\bar{\beta}_{ji}$ é constante. A consideração torna o método incapaz de perceber as variações nas correntes das cargas. Os algoritmos CP-M e AD identificam corretamente os parâmetros equivalentes quando avaliados para diferentes tipos de crescimento das cargas com fator de potência constante.

O método baseado no circuito acoplado de porta simples além de não perceber variações não proporcionais das cargas, não estima adequadamente o circuito equivalente para crescimentos proporcionais. Em algumas situações a curva da impedância subestima a margem de carregamento enquanto a da margem de carregamento sobrestima o MTP, e vice-versa. A obtenção da margem de carregamento considera simultaneamente a tensão e a impedância equivalentes. Logo, é mais dependente da coerência entre estes parâmetros. Por fim, o método CP não reproduz o RPRF adequadamente, é impreciso quando avaliado por meio de curvas PV, não indica corretamente o MTP e possui boa imunidade à presença de ruído branco na medição fasorial. O bom desempenho na presença de ruído é a única característica na qual ele se sobressai em relação aos demais.

O método baseado no circuito acoplado de porta simples modificado é um melhoramento do método CP, obtido através da igualdade entre os RPRFs do equivalente modificado e do sistema. Ele possui boa precisão na estimação dos parâmetros do circuito equivalente para cargas de fator de potência constante. E fornece resultados com boa exatidão para igualdade de impedâncias, margem de carregamento e curva PV do equivalente. O algoritmo é capaz de perceber rapidamente a atuação de dispositivos de controle de tensão como OELs e OLTCs. Nas simulações realizadas ele só não acertou o MTP para a carga do tipo mais realístico, que possui fator de potência variável. O principal ponto negativo do algoritmo é sua alta sensibilidade à presença de ruído nos dados de medição fasorial sincronizada.

A partir dos resultados das simulações com os sistemas teste IEEE 9-barras modificado e KTH-NORDIC32 e da análise do equacionamento apresentado na Seção 3.4, pode-se concluir que o fator de mitigação do método CP-M é um número real positivo. A limitação, $0 < |\bar{\alpha}_i| < 1$, indicada e não demonstrada em [12, 13, 27, 28] não se mostrou válida.

O algoritmo adaptativo tem seu desempenho fortemente influenciado por sua constante de sintonização, k . Nas simulações em que os limites dos OELs foram mantidos abertos e sem a presença OLTCs, o método foi preciso na indicação do MTP, na estimação da margem de carregamento e na aproximação entre as curvas PV do equivalente e da rede elétrica. Ele possui capacidade intrínseca de reproduzir

o RPRF do sistema e percebe implicitamente o efeito o acoplamento mútuo entre as cargas. Já para os casos com limites dos OELs ativos e com presença OLTCs, dependendo do valor do parâmetro de sintonização o algoritmo apresenta lentidão para atingir um novo ponto de convergência. Para entender melhor o seu comportamento foi proposta a re-sintonização que fez o mesmo fornecer resultados parecidos com os método CP-M, mas com melhor desempenho na presença de ruído na medição fasorial.

Entre os métodos analisados neste trabalho o AD é o mais promissor, pois além de possuir todas as características positivas do método CP-M, apresenta boa imunidade à presença de ruído, fácil implementação e, principalmente, depende apenas da medição local dos fasores de tensão e de corrente para indicar a proximidade da instabilidade de tensão.

Os resultados apresentados na presente dissertação deixam claro que assumir que os parâmetros do equivalente permanecem constantes entre duas medidas consecutivas de PMU não produz erros perceptíveis na estimação dos parâmetros de Thévenin. E além disso, o método AD percebe implicitamente o acoplamento mútuo entre as cargas de um sistema elétrico, ou seja, é capaz de perceber as mudanças ocorridas em cargas adjacentes.

5.2 Trabalhos Futuros

Durante o desenvolvimento da presente pesquisa foi possível identificar as seguintes possibilidades de trabalhos futuros:

- A re-sintonia do algoritmo adaptativo baseada na diferença entre o fator de resposta da potência reativa do sistema, visto da barra monitorada, e o RPRF do circuito equivalente do método AD, apresentou resultados promissores na identificação do MTP. Sugere-se, a partir do exemplo de re-sintonia realizado neste trabalho, o desenvolvimento de um algoritmo AD auto-sintonizável que sintetize as melhores características dos métodos AD e CP-M. São elas: boa imunidade à presença de ruído na medição fasorial, precisão e rapidez na identificação do MTP, utilização apenas de dados de medição fasorial sincronizada, etc. A diminuição do tempo necessário para que o algoritmo convirja melhora seu desempenho nos casos de desligamentos de linhas de transmissão, isso foi verificado em alguns testes não apresentados nesta dissertação. É provável, também, que a sintonia baseada no RPRF torne o método aplicável aos sistemas de distribuição. Neste caso, o valor da reatância estimada certamente tenderá ao do módulo da impedância equivalente. Isso pode ser analisado comparando os resultados obtidos com o novo algoritmo com resultados fornecidos

pelo método CP-M, por exemplo.

- Uma outra possibilidade de desenvolvimento futuro é a modelagem das características dos erros e dos ruídos presentes nos dados fornecidos pelo sistema de medição fasorial sincronizada. A utilização de ruído branco provavelmente não é a melhor forma de avaliar os algoritmos. Além disso, em [20] foi demonstrado que os erros dos transformadores de corrente podem tornar a medição fasorial menos precisa do que o esperado. O que evidentemente diminui a confiabilidade dos métodos de monitoramento da estabilidade de tensão que utilizam medição fasorial sincronizada.

Referências Bibliográficas

- [1] KUNDUR, P., PASERBA, J., AJJARAPU, V., et al. “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 19, n. 3, pp. 1387–1401, Aug 2004. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [2] HUANG, L., XU, J., SUN, Y., et al. “Voltage stability analysis and monitoring based on short circuit capacity”. In: *Power System Technology (POWERCON), 2012 IEEE International Conference on*, pp. 1–5, Oct 2012. doi: 10.1109/PowerCon.2012.6401368.
- [3] LI, W., CHEN, T. “An investigation on the relationship between impedance matching and maximum power transfer”. In: *Electrical Power Energy Conference (EPEC), 2009 IEEE*, pp. 1–6, Oct 2009. doi: 10.1109/EPEC.2009.5420898.
- [4] TAYLOR, C., BALU, N., MARATUKULAM, D. *Power system voltage stability*. The EPRI Power System Engineering Series. McGraw-Hill Ryerson, Limited, 1994. ISBN: 9780070631847.
- [5] DUONG, D., UHLEN, K., TARANTO, G., et al. “A comparative case study of online voltage instability monitoring”. In: *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, pp. 1–6, June 2015. doi: 10.1109/PTC.2015.7232478.
- [6] VU, K., BEGOVIC, M., NOVOSEL, D., et al. “Use of local measurements to estimate voltage-stability margin”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 14, n. 3, pp. 1029–1035, Aug 1999. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/59.780916.
- [7] SMON, I., VERBIC, G., GUBINA, F. “Local voltage-stability index using tellegen’s Theorem”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 21, n. 3, pp. 1267–1275, Aug 2006. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2006.876702.

- [8] CORSI, S., TARANTO, G. “A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 23, n. 3, pp. 1271–1279, Aug 2008. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2008.922586.
- [9] WANG, Y., LI, W., LU, J. “A new node voltage stability index based on local voltage phasors”, *Electric Power Systems Research*, v. 79, n. 1, pp. 265 – 271, 2009. ISSN: 0378-7796. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2008.06.010>. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608001922>>.
- [10] WANG, Y., PORDANJANI, I., LI, W., et al. “Voltage Stability Monitoring Based on the Concept of Coupled Single-Port Circuit”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 26, n. 4, pp. 2154–2163, Nov 2011. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2011.2154366.
- [11] LIU, J.-H., CHU, C.-C. “PMU measurement-based voltage stability indicators by modified multi-port equivalent models”. In: *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pp. 1–5, July 2013. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672811.
- [12] LIU, J.-H., CHU, C.-C. “Wide-Area Measurement-Based Voltage Stability Indicators by Modified Coupled Single-Port Models”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 29, n. 2, pp. 756–764, March 2014. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2013.2284475.
- [13] CHU, C., LIU, J. “Method for estimating voltage stability”. fev. 19 2015. Disponível em: <<http://www.google.com/patents/US20150051856>>. US Patent App. 14/048,901.
- [14] YUAN, H., LI, F. “A comparative study of measurement-based Thevenin equivalents identification methods”. In: *North American Power Symposium (NAPS), 2014*, pp. 1–6, Sept 2014. doi: 10.1109/NAPS.2014.6965369.
- [15] CORSI, S., TARANTO, G. N. “Reliability analysis of voltage instability risk indicator based on a novel real-time identification algorithm”, *European Transactions on Electrical Power*, v. 21, n. 4, pp. 1610–1628, 2011.
- [16] INFANTE, C. A. O. *Detecção da Proximidade de Instabilidade de Tensão Utilizando Sincrofasores*. Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro - RJ, Brasil, Julho 2012.
- [17] PHADKE, A. G., THORP, J. S. *Synchronized phasor measurements and their applications*. Springer Science & Business Media, 2008.

- [18] “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems”, *IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1–61, Dec 2011. doi: 10.1109/IEEESTD.2011.6111219.
- [19] DE ARAUJO GUERRA, L. N. *Indicadores de Proximidade de Instabilidade de Tensão Utilizando Medição Fasorial em Tempo Real*. Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro - RJ, Brasil, Março 2009.
- [20] DE BRITO, L. C. G. *Avaliação dos Erros dos Transformadores de Corrente em Medições de Sincrofasores e em Suas Aplicações*. Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro - RJ, Brasil, Março 2011.
- [21] MILOSEVIC, B., BEGOVIC, M. “Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 18, n. 1, pp. 121–127, Feb 2003. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2002.805018.
- [22] GONG, Y., SCHULZ, N., GUZMAN, A. “Synchrophasor-Based Real-Time Voltage Stability Index”. In: *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, pp. 1029–1036, Oct 2006. doi: 10.1109/PSCE.2006.296452.
- [23] LI, W., WANG, Y., CHEN, T. “Investigation on the thevenin equivalent parameters for online estimation of maximum power transfer limits”, *Generation, Transmission Distribution, IET*, v. 4, n. 10, pp. 1180–1187, October 2010. ISSN: 1751-8687. doi: 10.1049/iet-gtd.2010.0342.
- [24] KUNDUR, P., BALU, N., LAUBY, M. *Power system stability and control*. EPRI power system engineering series. McGraw-Hill, 1994. ISBN: 9780070359581.
- [25] MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo, Editora Edgard Blücher Ltda., 1983.
- [26] MONTICELLI, A., DECKMANN, S., GARCIA, A., et al. “Real-Time External Equivalents for Static Security Analysis”, *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, v. PAS-98, n. 2, pp. 498–508, March 1979. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1979.319387.
- [27] LIU, J.-H., CHU, C.-C. “Long-Term Voltage Instability Detections of Multiple Fixed-Speed Induction Generators in Distribution Networks Using Synchrophasors”, *Smart Grid, IEEE Transactions on*, v. 6, n. 4, pp. 2069–2079, July 2015. ISSN: 1949-3053. doi: 10.1109/TSG.2014.2379716.

- [28] LIU, J.-H., CHU, C.-C. “Short-term voltage instability detections of wind generators using synchrophasors”. In: *PES General Meeting — Conference Exposition, 2014 IEEE*, pp. 1–5, July 2014. doi: 10.1109/PESGM.2014.6939896.
- [29] CHOMPOOBUTRGOOL, Y., LI, W., VANFRETTI, L. “Development and implementation of a Nordic grid model for Power System small-signal and transient stability studies in a free and open source software”. In: *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1–8, July 2012. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344571.
- [30] BERNARDES, B. C., VIEIRA, J. P. A., BEZERRA, U. H., et al. “Avaliação da Margem de Estabilidade de Tensão no Sistema Tramo Oeste da Eletrobras Eletronorte Frente a Grandes Impactos no SIN Usando Dados Reais de Sincrofasores de Tensão e Corrente”, *Anais do XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - XXII SNPTEE*, 2013. Brasília - DF.
- [31] BERNARDES, B. C. *Avaliação da margem de estabilidade de tensão do sistema elétrico do tramoeste usando dados reais de sincrofasores de tensão e corrente*. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Pará, Belém - PA, Brasil, Março 2013.
- [32] BERNARDES, B. C., BEZERRA, U. H., VIEIRA, J. P. A., et al. “Novas Investigações Sobre a Avaliação da Margem de Estabilidade de Tensão no Sistema Tramo Oeste Usando Dados Reais de Sincrofasores”, *Anais do XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - XXIII SNPTEE*, 2015. Foz do Iguaçu - PR.
- [33] CORSI, S., TARANTO, G. “Voltage instability - the different shapes of the “Nose””. In: *Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability, 2007 iREP Symposium*, pp. 1–16, Aug 2007. doi: 10.1109/IREP.2007.4410582.
- [34] GLAVIC, M., VAN CUTSEM, T. “Wide-Area Detection of Voltage Instability From Synchronized Phasor Measurements. Part I: Principle”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 24, n. 3, pp. 1408–1416, Aug 2009. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2023271.
- [35] GLAVIC, M., VAN CUTSEM, T. “Wide-Area Detection of Voltage Instability From Synchronized Phasor Measurements. Part II: Simulation Results”, *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 24, n. 3, pp. 1417–1425, Aug 2009. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2009.2023272.

- [36] LAVENIUS, J., VANFRETTI, L., TARANTO, G. “Performance assessment of PMU-based estimation Methods of Thevenin Equivalents for real-time voltage stability monitoring”. In: *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2015 IEEE 15th International Conference on*, pp. 1977–1982, June 2015. doi: 10.1109/EEEIC.2015.7165477.
- [37] COSTA, T. B. *Identificação de Modos Eletromecânicos e Formas Modais Utilizando Dados Sincronizados*. Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro - RJ, Brasil, Março 2014.
- [38] VAN CUTSEM, T. “Description, Modeling and Simulation Results of a Test System for Voltage Stability Analysis”, *IEEE Working Group on Test Systems for Voltage Stability Analysis*, July 2010. Tech. Rep. Version 1.
- [39] STUBBE, M. C. *Long Term Dynamics: Phase II : Final Report*. CIGRE publications. CIGRE, March 1995. Tech. Rep. Task Force 38.08.08.
- [40] LI, W. *Hydro Turbine and Governor Modeling and Scripting for Small-Signal and Transient Stability Analysis of Power Systems*. Master’s degree project, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, September 2011.
- [41] MILANO, F. *Documentation for PSAT version 2.1.8*, January 2013.

Apêndice A

Dados do Sistema Teste IEEE 9-barras Modificado

A seguir serão apresentados os dados do sistema teste IEEE 9-barras modificado que foi obtido a partir do IEEE 9-barras, disponível no *Power System Analysis Toolbox (PSAT)*. As modificações realizadas foram: desligamento da linha 4 – 5, inclusão da admitância *shunt* à barra 5 e adição de reguladores de velocidade e de limitadores de corrente de excitação às máquinas síncronas. O diagrama unifilar do sistema é mostrado na Figura A.1 e na Figura A.6 é exibido o mesmo sistema com adição de OLTCs, que foi utilizado na Seção 4.4. A potência e a frequência base são 100 MVA e 60 Hz, respectivamente. Nas Tabelas A.1 a A.8 são apresentados os dados do sistema e nas Figuras A.2 a A.5 os diagramas de blocos dos AVRs, dos reguladores de velocidade, dos limitadores de sobre-excitação e dos OLTCs, sucessivamente.

Tabela A.1: Dados das barras

Nº	Tipo	Tensão [kV]	P_G [pu]	Q_G [pu]	P_L [pu]	Q_L [pu]	Q_{shunt} [pu]
1	$V\theta$	16.5	0.80	-	-	-	-
2	PV	18	1.63	-	-	-	-
3	PV	13.8	0.85	-	-	-	-
4	PQ	230	-	-	-	-	-
5	PQ	230	-	-	1.25	0.50	-0.6
6	PQ	230	-	-	0.90	0.30	-
7	PQ	230	-	-	-	-	-
8	PQ	230	-	-	1.00	0.35	-
9	PQ	230	-	-	-	-	-

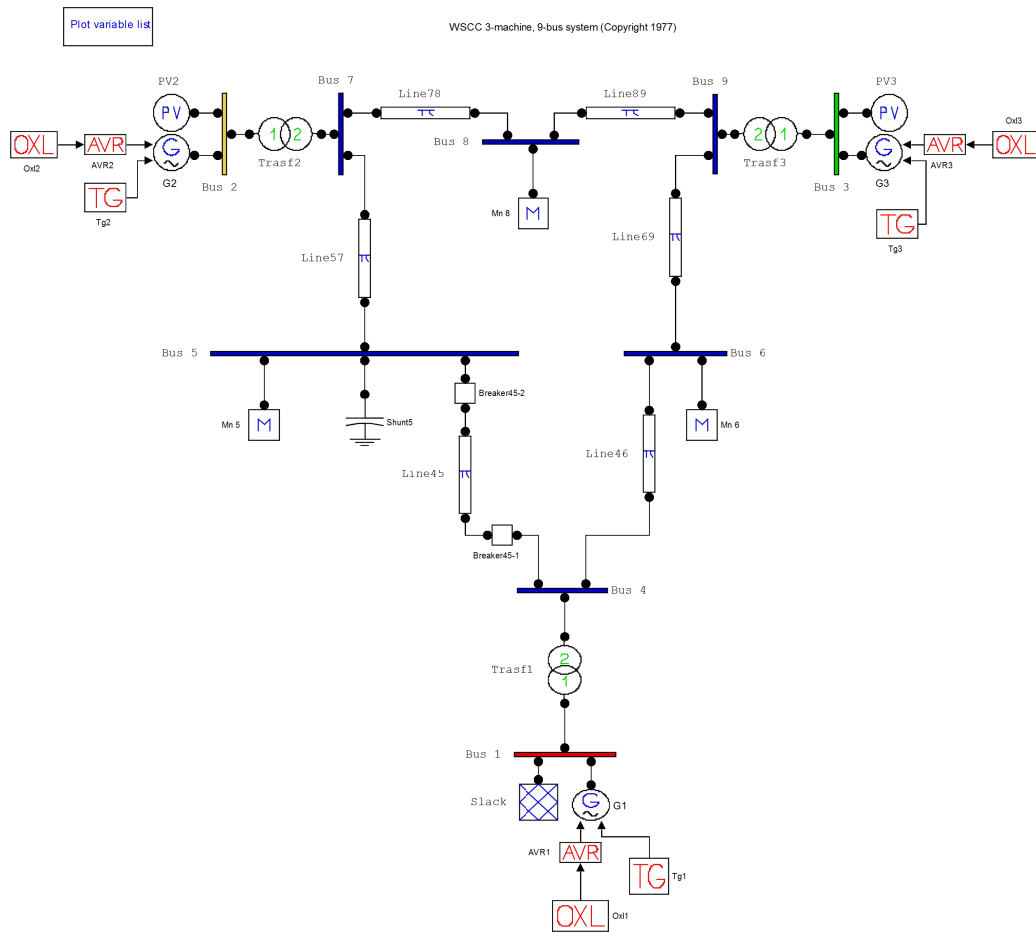


Figura A.1: Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 9-barras modificado

Tabela A.2: Dados das linhas de transmissão

De	Para	Tensão [kV]	R [pu]	X [pu]	B [pu]
5	4	230	0.0100	0.0850	0.176
6	4	230	0.0170	0.0920	0.158
7	5	230	0.0320	0.1610	0.306
9	6	230	0.0390	0.1700	0.358
7	8	230	0.0085	0.0720	0.149
9	8	230	0.0119	0.1008	0.209

Tabela A.3: Dados dos transformadores

De	Para	Tensão primária [kV]	Relação nominal [kV/kV]	R [pu]	X [pu]
1	4	16.5	0.07173913	0	0.0576
2	7	18	0.07826087	0	0.0625
3	9	13.8	0.06	0	0.0586

Tabela A.4: Dados das máquinas síncronas (modelo de ordem IV do PSAT)

Nº	Tensão [kV]	$2H$ [kWs/kVA]	D [-]	x_d [pu]	x'_d [pu]	T'_{d0} [s]	x_q [pu]	x'_q [pu]	T'_{q0} [s]
1	16.5	47.28	0	0.146	0.0608	8.96	0.0969	0.0969	0.31
2	18	12.8	0	0.8958	0.1198	6	0.8645	0.1969	0.535
3	13.8	6.02	0	1.3125	0.1813	5.89	1.2578	0.25	0.6

Tabela A.5: Dados dos reguladores automáticos de tensão (tipo II do PSAT)

Parâmetro	Valor	Unidade
v_r^{max}	5	pu
v_r^{min}	-5	pu
K_a	20	pu/pu
T_a	0.2	s
K_f	0.063	pu/pu
T_f	0.35	s
K_e	1	pu/pu
T_e	0.314	s
T_r	0.001	s
A_e	0.0039	-
B_e	1.555	-

Tabela A.6: Dados dos reguladores de velocidade (tipo II do PSAT)

Parâmetro	Valor	Unidade
ω_{ref0}	1	pu
R	0.02	pu
p^{max}	2.2	pu
p^{min}	0	pu
T_2	10	s
T_1	1	s

Tabela A.7: Dados dos limitadores de corrente de sobre-excitação

Parâmetro	Valor	Unidade
T_0	10	s
i_f^{lim}	2.5	pu
v_{OXL}^{max}	0.5	pu

Tabela A.8: Dados dos OLTCs

Parâmetro	Valor	Unidade
m^{min}	0.85	pu/pu
m^{max}	1.15	pu/pu
H	10^{-6}	pu
K	0.02	1/s
Δm	0	pu/pu
d	± 5	%
r_T	0.0005	pu
x_T	0.1000	pu

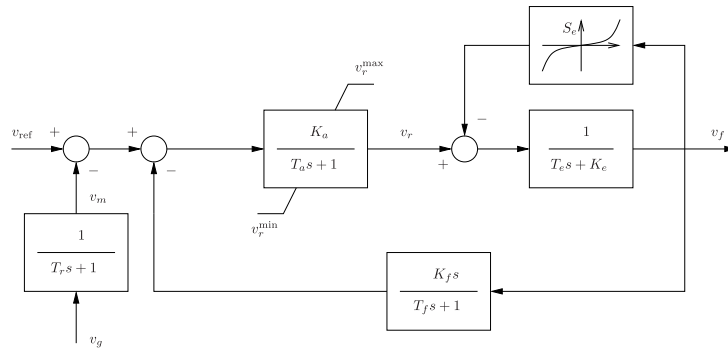


Figura A.2: Diagrama de blocos do regulador automático de tensão tipo II [41]

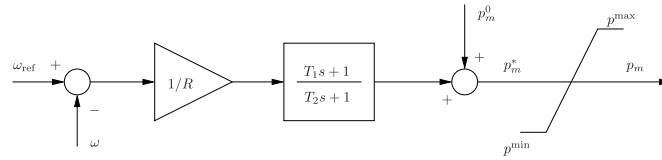


Figura A.3: Diagrama de blocos do regulador de velocidade tipo II [41]

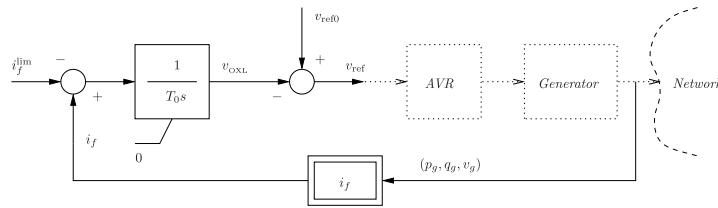


Figura A.4: Diagrama de blocos do limitador de corrente de sobre-excitação [41]

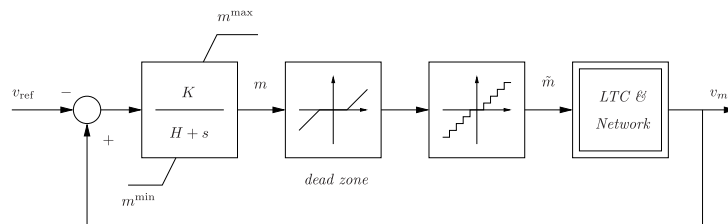


Figura A.5: Diagrama de blocos do OLTC [41]

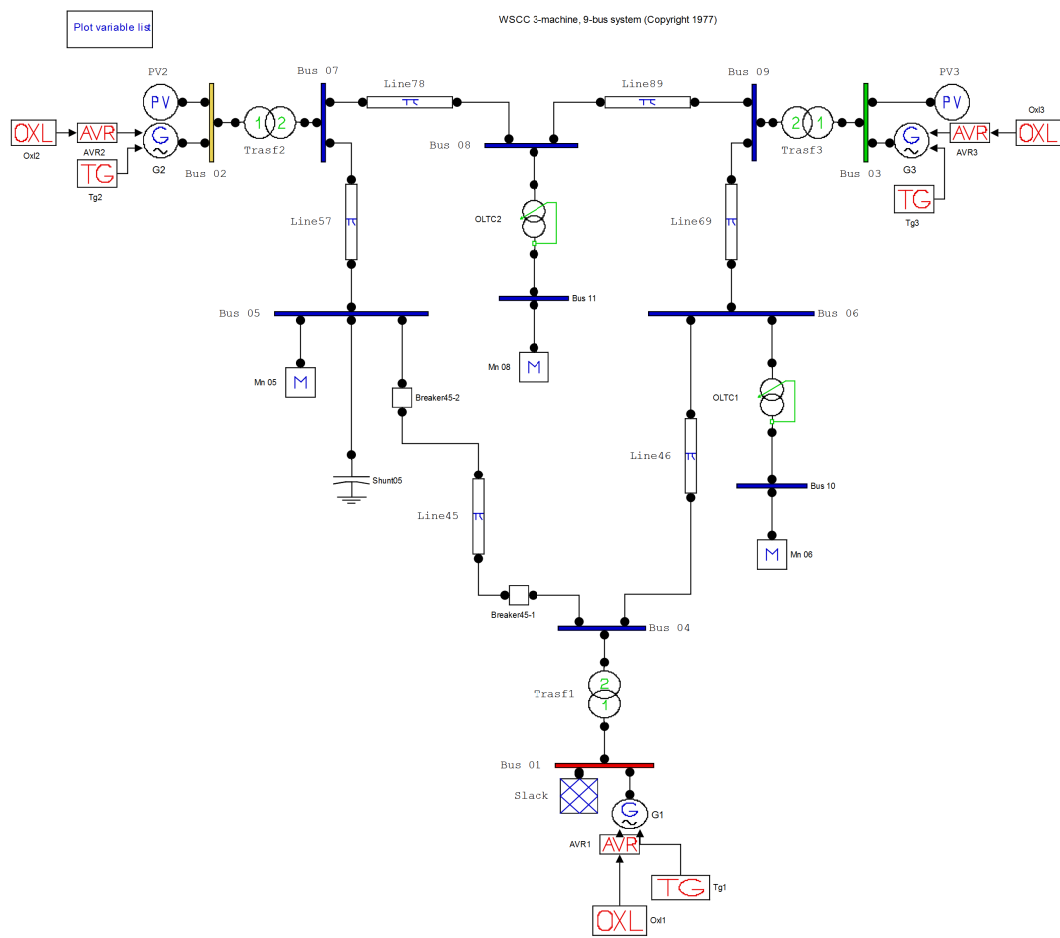


Figura A.6: Diagrama unifilar do sistema teste IEEE 9-barras modificado com OLTCs