



DETECÇÃO DA PROXIMIDADE DE INSTABILIDADE DE TENSÃO UTILIZANDO SINCROFASORES

Carlos Alberto Oyarce Infante

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

Julho de 2012

DETECÇÃO DA PROXIMIDADE DE INSTABILIDADE DE TENSÃO
UTILIZANDO SINCROFASORES

Carlos Alberto Oyarce Infante

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. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JULHO DE 2012

Oyarce Infante, Carlos Alberto

Detecção da proximidade de instabilidade de tensão utilizando sincrofasores/Carlos Alberto Oyarce Infante. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

XVIII, 149 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Glauco Nery Taranto

Dissertação – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 131-135.

1. Estabilidade de Tensão. 2. Sincrofasores. 3. Equivalente de Thévenin. 4. Proximidade de instabilidade de tensão. I. Taranto, Glauco Nery. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*À minha família por ser
minha força e meu exemplo de vida.*

Agradecimentos

Agradeço a toda minha família, pelo apoio e pelas palavras de incentivo sempre no momento certo.

Ao meu orientador, Professor Dr. Glauco Nery Taranto, sou muito grato pela amizade, pela confiança em mim e por ter contribuído muito no meu crescimento profissional.

Aos professores do Programa de Engenharia Elétrica da COPPE, pela oportunidade que me deram de cursar o Mestrado nesta instituição.

Aos meus amigos do Laboratorio de Sistema de Potência LASPOT/UFRJ, por ter compartilhado nossas vidas, nossos sonhos, as piadas e brincadeiras que tornaram prazerosa a estadia da minha vida no LASPOT.

A Thassiana e Priscilla por ter contribuído na finalização deste trabalho.

À CAPES pelo financiamento o qual permitiu a realização do presente trabalho.

A todos aqueles que direta ou indiretamente colaboraram nesta conquista.

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

DETECÇÃO DA PROXIMIDADE DE INSTABILIDADE DE TENSÃO UTILIZANDO SINCROFASORES

Carlos Alberto Oyarce Infante

Julho /2012

Orientador: Glauco Nery Taranto

Programa: Engenharia Elétrica

Esta dissertação aborda o uso de sincrofasores para a monitoração e detecção em tempo real da proximidade de instabilidade de tensão de longo prazo em Sistemas de Energia Elétrica (SEE).

É analisado de forma criteriosa um indicador de proximidade de instabilidade de tensão baseado no equivalente de Thévenin “visto” à montante da barra em análise. Os parâmetros do equivalente de Thévenin são estimados por um algoritmo de identificação recursiva baseado na medição local dos fasores de tensão e corrente.

O trabalho apresenta de forma tutorial o desempenho do algoritmo em circuitos elétricos simplificados sob diversas situações de operação.

A metodologia utilizada é testada em um sistema radial e em um sistema não radial de médio porte, conhecido como Nordic32. Os resultados obtidos demonstram a validade do indicador de proximidade de instabilidade de tensão, além de apresentar uma visão valiosa para a operação em tempo real, no que se refere à segurança e à confiabilidade dos SEE.

O cálculo dos indicadores de proximidade de instabilidade de tensão é realizado de maneira simultânea para vários nós do sistema utilizando medição fasorial sincronizada, com o qual pode ser analisado mais de uma barra do sistema (barras piloto), este indicador pode ser implementado nos centros de monitoração e controle.

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

DETECTION OF VOLTAGE INSTABILITY PROXIMITY USING SYNCHROPHASOR MEASUREMENTS

Carlos Alberto Oyarce Infante

July /2012

Advisor: Glauco Nery Taranto

Department: Electrical Engineering

This thesis evaluates the use of synchrophasors for monitoring and proximity detection of long-term voltage instability in Electrical Power Systems (EPS).

This work performs a comprehensive analysis of an indicator of voltage instability proximity based on a Thévenin equivalent circuit “seen” from the bus under analysis. The Thévenin equivalent parameters are estimated by a recursive identification algorithm, which is based on local measurements of voltage and current phasors.

The work presents in a tutorial format, the performance of the algorithm in simplified electric circuitry under various operating conditions.

The methodology is tested in a radial system and in a medium-size system, known as Nordic32. The obtained results show the validity of the indicator, and give a valuable view of the real time operation of an EPS in terms of security and reliability.

The computation of the risk indicators is further evaluated in various nodes of the system using synchronized phasor measurement units (PMU). Thus can be analyzed more than one bus of the system, finally this indicator can be implemented in monitoring and control centers.

ÍNDICE

Agradecimentos	v
ÍNDICE	viii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas.....	xv
Lista de Abreviaturas	xvi
Lista de Símbolos.....	xvii
1 CAPÍTULO 1.....	1
Introdução.....	1
1.1 Medição Fasorial Sincronizada e suas Aplicações no SEP.....	1
1.1.1 Unidade de Medição Fasorial (PMU).....	3
1.1.2 Concentrador de Dados (PDC).....	3
1.1.3 Sistema de Posicionamento Global (GPS)	3
1.1.4 Canais de Comunicação.....	4
1.2 Motivação e Objetivos da Dissertação.....	4
1.3 Organização da Dissertação	6
1.4 Publicação Gerada por esta Dissertação	7
2 CAPÍTULO 2.....	8
Utilização de Sincrofasores na Detecção da Instabilidade de Tensão	8
2.1 Estabilidade de Sistemas de Potência	9
2.1.1 Estabilidade Eletromecânica.....	9
2.1.2 Estabilidade de Tensão	10
2.1.3 Estabilidade de Frequência.....	11
2.2 Métodos Propostos para a Detecção da Instabilidade de Tensão.....	12
2.2.1 Métodos Baseados Somente nas Medições de Sincrofasores.....	12
2.2.1.1 Método Corsi – Taranto	13
2.2.1.2 Método VIP.....	13
2.2.1.3 Método de Milõsević e Begović.....	14
2.2.1.4 Método de Šmom, Verbič e Gubina.....	17

3	CAPÍTULO 3.....	19
	Algoritmo de Identificação Recursiva.....	19
3.1	Definição da Proximidade de Instabilidade de Tensão.....	20
3.2	Fundamento Teórico do Método.....	21
3.2.1	Máxima Transferência de Potência.....	21
3.2.2	Instabilidade de Tensão.....	26
3.2.3	Equações do Circuito de Thévenin.....	28
3.2.4	Estimação Inicial da Tensão de Thévenin.....	31
3.3	Programação do Algoritmo de Identificação Recursiva.....	34
4	CAPÍTULO 4.....	41
	Análise do Comportamento do Algoritmo em Circuitos Simplificados.....	41
4.1	Operação em Regime Permanente.....	42
4.2	Efeito do Fator de Potência da Carga.....	48
4.3	Efeito da Variação da Impedância de Thévenin.....	51
4.4	Efeito da Variação da Tensão de Thévenin.....	56
4.5	Funcionamento com Cargas Reais.....	59
4.6	Influência da Resistência de Thévenin.....	63
4.7	Funcionamento do Algoritmo com Inclusão de Ruído nas Medições da PMU.....	69
4.8	Cálculo dos Parâmetros de Thévenin com Outros Métodos.....	71
5	CAPÍTULO 5.....	74
	Resultados e Simulações.....	74
5.1	Sistema Radial.....	74
5.1.1	Características do Sistema Radial.....	75
5.1.2	Estudos de Estabilidade de Tensão para o Sistema Radial.....	76
5.1.2.1	Caso 1: Cenário de Estabilidade de Tensão no Sistema Radial.....	76
5.1.2.2	Caso 2: Cenário de Instabilidade de Tensão no Sistema Radial.....	79
5.1.3	Estimação dos Parâmetros de Thévenin e do Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão.....	82
5.1.3.1	Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão para o Cenário de Estabilidade de Tensão (Caso 1).....	82
5.1.3.2	Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão para o Cenário de Instabilidade de Tensão (Caso 2).....	84

5.2	Sistema Nordic32.....	88
5.2.1	Características do Sistema Nordic32.....	88
5.2.2	Modelos do Sistema Nordic32.....	91
5.2.2.1	Modelo da Rede de Transmissão.....	92
5.2.2.2	Modelo da Máquina Síncrona.....	93
5.2.2.3	Modelo do Regulador de Velocidade.....	94
5.2.2.4	Modelo da Turbina.....	95
5.2.2.5	Modelos da Excitatriz, RAT e OEL.....	95
5.2.2.6	Modelo do Estabilizador de Sistemas de Potência.....	97
5.2.2.7	Modelos das Cargas e Transformadores de Distribuição.....	98
5.2.3	Estudos de Estabilidade de Tensão para o Sistema Nordic32.....	100
5.2.3.1	Ponto de Operação do Sistema.....	100
5.2.3.2	Caso 3: Cenário de Instabilidade de Tensão no Sistema Nordic32.....	104
5.2.3.3	Caso 4: Cenário Criticamente Estável no Sistema Nordic32.....	111
5.2.4	Estimação dos Parâmetros de Thévenin e do Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão.....	116
5.2.4.1	Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão para o Cenário de Instabilidade de Tensão (Caso 3).....	116
5.2.4.2	Indicador de Proximidade Instabilidade de Tensão para o Cenário Criticamente Estável (Caso 4).....	124
6	CAPÍTULO 6.....	128
	Conclusões e Trabalhos Futuros.....	128
6.1	Conclusões.....	128
6.2	Desenvolvimentos Futuros.....	130
7	CAPÍTULO 7.....	131
	Referências Bibliográficas.....	131
	Apêndice A.....	136
	Dados do Sistema Nordic32.....	136
	Apêndice B.....	145
	Modelos Implementados do Sistema Nordic32.....	145

Lista de Figuras

Fig. 1.1: Visão geral de um sistema de medição fasorial.....	2
Fig. 2.1: Classificação de estabilidade de sistemas de potência.....	9
Fig. 2.2: Barra local com o sistema equivalente de Thévenin.....	14
Fig. 2.3: Barra de carga e o resto do sistema representado como uma fonte de tensão, linha de transmissão, e o correspondente diagrama fasorial.....	15
Fig. 2.4: Representação geral da barra de carga k em um sistema de potência.....	17
Fig. 3.1: Equivalente de Thévenin do sistema “visto” desde a barra μ	20
Fig. 3.2: Sistema de duas barras.....	21
Fig. 3.3: Tensão, corrente e potência normalizadas em função da impedância da carga.....	25
Fig. 3.4: Características da curva PV do sistema da Fig. 3.2.....	25
Fig. 3.5: Característica da curva PV para o modelo de carga potência constante.....	26
Fig. 3.6: Característica da curva PV para o modelo de carga ZIP.....	27
Fig. 3.7: Circuito equivalente de Thévenin.....	28
Fig. 3.8: Diagrama fasorial do circuito equivalente de Thévenin.....	29
Fig. 3.9: Valores máximo e mínimo do vetor $\bar{\mu}$ associado a $E_{th}^{m\acute{a}x*}$ e $E_{th}^{m\acute{i}n*}$	33
Fig. 3.10: Fluxograma do algoritmo de identificação recursiva.....	40
Fig. 4.1: Circuito simplificado utilizado como exemplo.....	42
Fig. 4.2: Curva de variação da impedância da carga.....	43
Fig. 4.3: Tensão de Thévenin estimada pelo algoritmo em regime permanente.....	44
Fig. 4.4: Vista ampliada da Fig. 4.3.....	44
Fig. 4.5: Impedância de Thévenin estimada pelo algoritmo em regime permanente.....	45
Fig. 4.6: Vista ampliada da Fig. 4.5.....	46
Fig. 4.7: Ângulo β estimado pelo algoritmo em regime permanente.....	47
Fig. 4.8: Tensão de Thévenin estimada em função do fator de potência.....	48
Fig. 4.9: Vista ampliada da Fig. 4.8.....	49
Fig. 4.10: Impedância de Thévenin estimada em função do fator de potência.....	50
Fig. 4.11: Vista ampliada da Fig. 4.10.....	50
Fig. 4.12: Curva de variação da impedância da carga.....	52
Fig. 4.13: Tensão de Thévenin estimada com distúrbio da X_{th} no sistema.....	52
Fig. 4.14: Impedância de Thévenin estimada com distúrbio da X_{th} no sistema.....	53
Fig. 4.15: Vista ampliada da Fig. 4.13 e Fig. 4.14.....	54

Fig. 4.16: Curva PV com e sem contingência.	55
Fig. 4.17: Degrau unitário aplicado à tensão de Thévenin.	57
Fig. 4.18: Tensão de Thévenin estimada com distúrbios da E_{th} no sistema.	57
Fig. 4.19: Impedância de Thévenin estimada com distúrbios da E_{th} no sistema.	58
Fig. 4.20: Vista ampliada da Fig. 4.18 e Fig. 4.19.	58
Fig. 4.21: Vista ampliada da Fig. 4.18.	59
Fig. 4.22: Tensão da fase “a” na subestação Nova Santa Rita.	60
Fig. 4.23: Corrente da fase “a” na subestação Nova Santa Rita.	60
Fig. 4.24: Ângulo da impedância da carga na Subestação Nova Santa Rita.	61
Fig. 4.25: Módulo da impedância da carga na Subestação Nova Santa Rita.	61
Fig. 4.26: Parâmetros de Thévenin do circuito simplificado.	62
Fig. 4.27: Tensão de Thévenin “vista” da barra Nova Santa Rita no Sistema Brasileiro.	63
Fig. 4.28: Tensão de Thévenin em função da resistência de Thévenin.	64
Fig. 4.29: Vista ampliada da Fig. 4.28.	65
Fig. 4.30: Impedância de Thévenin em função da resistência de Thévenin.	66
Fig. 4.31: Vista ampliada da Fig. 4.30.	67
Fig. 4.32: Ruído introduzido no sinal de tensão.	70
Fig. 4.33: Parâmetros de Thévenin em função do ruído nas medições fasoriais.	70
Fig. 4.34: Parâmetros de Thévenin calculados pelo método de Milösević e Begović.	71
Fig. 4.35: Tensão de Thévenin em função do ruído nas medições fasoriais.	72
Fig. 4.36: Impedância de Thévenin em função do ruído nas medições fasoriais.	73
Fig. 5.1: Sistema radial.	76
Fig. 5.2: Variação da potência ativa da carga (caso 1).	77
Fig. 5.3: Variação da potência reativa da carga (caso 1).	77
Fig. 5.4: Tensão terminal do gerador (caso 1).	78
Fig. 5.5: Corrente de campo do gerador (caso 1).	78
Fig. 5.6: Tensão na barra #3 de 400 kV (caso 1).	79
Fig. 5.7: Variação da potência ativa da carga (caso 2).	79
Fig. 5.8: Variação da potência reativa da carga (caso 2).	80
Fig. 5.9: Tensão terminal do gerador (caso 2).	80
Fig. 5.10: Corrente de campo do gerador (caso 2).	81
Fig. 5.11: Tensão na barra #3 de 400 kV (caso 2).	81
Fig. 5.12: Estimativa da tensão de Thévenin na barra #3 (caso 1).	83
Fig. 5.13: Estimativa da impedância de Thévenin na barra #3 (caso 1).	83
Fig. 5.14: Indicador de proximidade de instabilidade de tensão para a barra #3 (caso 1).	84

Fig. 5.15: Estimação da tensão de Thévenin na barra #3 (caso 2).	85
Fig. 5.16: Impedância da carga e impedância de Thévenin estimada na barra #3 (caso 2).....	85
Fig. 5.17 Curva PV da barra #3 (caso 2).....	86
Fig. 5.18: Indicador de proximidade de instabilidade de tensão para a barra #3 (caso 2).....	87
Fig. 5.19: Diagrama unifilar do sistema Nordic32.....	89
Fig. 5.20: Estrutura de transmissão em 400 kV.	90
Fig. 5.21: Modelo π da linha de transmissão.....	92
Fig. 5.22: Representação do transformador.....	93
Fig. 5.23: Modelo do regulador de velocidade.....	94
Fig. 5.24: Modelo da turbina hidráulica.....	95
Fig. 5.25: Modelo da excitatriz, RAT e OEL.....	97
Fig. 5.26: Modelo do PSS.	98
Fig. 5.27: Modelo do OLTC.	98
Fig. 5.28: Diagrama de blocos do OLTC.....	98
Fig. 5.29: Modelo da carga - potência ativa.....	99
Fig. 5.30: Modelo da carga - potência reativa.....	99
Fig. 5.31: Tensão nas barras da rede de transmissão nas areas “Equiv.”, “North” e “South” (caso 3).	105
Fig. 5.32: Tensão nas barras da rede de transmissão na area “Central” (caso 3).	106
Fig. 5.33: Corrente de campo dos geradores com atuação do OEL (caso 3).	106
Fig. 5.34: Corrente de campo dos geradores sem atuação do OEL (caso 3).....	107
Fig. 5.35: Tensões terminais dos geradores (caso 3).....	107
Fig. 5.36: Posição de tape dos OLTCs (caso 3).	108
Fig. 5.37: Tensões nas barras #1041(130 kV), #1041-1 (20 kV-carga) e o tape do seu OLTC (caso 3).....	109
Fig. 5.38: Tensões nas barras #1042 (130 kV), #1042-1 (20 kV-carga) e o tape do seu OLTC (caso 3).....	109
Fig. 5.39: Potência ativa das cargas #1041-1 e #1042-2 em MW (caso 3).	110
Fig. 5.40: Velocidade angular dos geradores (caso 3).	111
Fig. 5.41: Tensão nas barras da rede de transmissão nas areas “North”, “Central” e “South” (caso 4).....	112
Fig. 5.42: Corrente de campo dos geradores (caso 4).	112
Fig. 5.43: Tensões terminais dos geradores (caso 4).....	113
Fig. 5.44: Potência ativa das cargas #1041-1 e #1042-2 em MW (caso 4).	113
Fig. 5.45: Posição de tape dos OLTC (caso 4).....	114

Fig. 5.46: Tensões na barra #1041 (130 kV), #1041-1 (20 kV-carga) e o tape do seu OLTC (caso 4).....	115
Fig. 5.47: Velocidade angular dos geradores (caso 4).	115
Fig. 5.48: Tensão de Thévenin estimada na barra #1041 (caso 3).	117
Fig. 5.49: Impedância da carga e impedância de Thévenin estimada na barra #1041 (caso 3). 117	
Fig. 5.50: Curvas PV na barra #1041 em 130 kV (caso 3).....	118
Fig. 5.51 Indicador de proximidade de instabilidade de tensão da barra #1041 (caso 3).....	119
Fig. 5.52: Estimação das impedâncias de Thévenin nas barras #1041, #1042, #1043 e #4042.120	
Fig. 5.53: Impedâncias das cargas #1041, #1042, #1043 e #4042.	121
Fig. 5.54: Proximidade das impedâncias da carga e de Thévenin na barra #1041.	121
Fig. 5.55: Proximidade das impedâncias da carga e de Thévenin na barra #1042.	122
Fig. 5.56: Proximidade das impedâncias da carga e de Thévenin na barra #1043.	122
Fig. 5.57: Proximidade das impedâncias da carga e de Thévenin na barra #4042.	123
Fig. 5.58: Indicador de proximidade de instabilidade de tensão nas barras #1041, #1042, #1043 e #4042.	123
Fig. 5.59: Tensão de Thévenin estimada na barra #1041 (caso 4).	124
Fig. 5.60: Impedância da carga e impedância de Thévenin estimada na barra #1041 (caso 4). 125	
Fig. 5.61: Curva PV na barra #1041 em 130 k (caso 4).	126
Fig. 5.62: Indicador de proximidade de instabilidade de tensão da barra #1041 (caso 4).	127
Fig. A. 1: Diagrama unifilar do sistema Nordic32.	136

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Variáveis do circuito super e sub estimados de E_{th}	35
Tabela 3.2: Valores ajustados dos parâmetros $k_{inicial}$, k e $tol_{\Delta x}$	39
Tabela 4.1: Resistências consideradas na impedância de Thévenin.	64
Tabela 4.2: Erro relativo da tensão e impedância de Thévenin.	68
Tabela 5.1: Queda permanente de velocidade dos reguladores de velocidade.	94
Tabela 5.2: Ponto de operação dos geradores.	101
Tabela 5.3: Ponto de operação nas barras de alta tensão.	102
Tabela 5.4: Ponto de operação nas barras da carga (fluxo de potência).	103
Tabela 5.5: Novos valores de tape mínimo.	111
Tabela A. 1: Dados das linhas de transmissão com nível de tensão de 130 kV.	137
Tabela A. 2: Dados das linhas de transmissão com nível de tensão de 220 kV.	138
Tabela A. 3: Dados das linhas de transmissão com nível de tensão de 400 kV.	138
Tabela A. 4: Dados dos transformadores.	139
Tabela A. 5: Dados dos transformadores de distribuição.	140
Tabela A. 6: Dados da compensação <i>Shunt</i>	141
Tabela A. 7: Dados da potência da carga.	141
Tabela A. 8: Potência nominal da máquina síncrona e potência nominal da turbina.	142
Tabela A. 9: Dados da máquina síncrona.	143
Tabela A. 10: Dados da excitatriz, RAT, OEL.	143
Tabela A. 11: Dados do PSS.	144

Lista de Abreviaturas

SEP	Sistema Elétrico de Potência
SEE	Sistema de Energia Elétrica
GPS	<i>Global Positioning System</i>
SPMS	<i>Synchronized Phasor Measurement Systems</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
SNR	<i>Signal to Noise Ratio</i>
EAT	Extra Alta Tensão
OLTC	Transformador com mudança de tape sob carga
RAT	Regulador Automático de Tensão
OEL	Limitador de Corrente de Sobre-excitação
PSS	Estabilizador de Sistemas de Potência
dB	<i>Decibel</i>
p.u.	por unidade
MVA	<i>Mega Volt Ampere</i>
Mvar	<i>Mega Volt Ampere Reactive</i>
MW	<i>Mega Watt</i>
V	<i>Volt</i>

Lista de Símbolos

I_{PI}^u	Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão “visto” da barra u
\bar{E}_{th}^u	Tensão de Thévenin “visto” da barra u
\bar{Z}_{th}^u	Impedância de Thévenin “visto” da barra u
\bar{Z}_{carga}^u	Impedância da carga ligada na barra u
\bar{Z}_{load}	Impedância da carga
\bar{V}_L	Tensão na barra L
$\bar{V}_{L(Pmáx)}$	Tensão da carga para a condição de máxima transferência de potência
\bar{V}_L^i	Medição i da PMU da tensão no nó de carga;
$\Delta\bar{V}$	Variação da tensão
\bar{I}_L	Corrente na barra L
\bar{I}_L^i	Medição i da PMU da corrente da carga.
\bar{S}	Potência aparente
S_{nom}	Potência nominal aparente
P	Potência ativa
$P_{máx}$	Potência máxima (máxima transferência de potência)
Q	Potência reativa
θ	Ângulo da impedância da carga \bar{Z}_{load}
θ^i	Ângulo θ no passo i
σ	Ângulo da impedância de Thévenin \bar{Z}_{th}
β_{Eth}	Ângulo da tensão de Thévenin \bar{Z}_{th}
θ_{VL}	Ângulo da tensão da carga \bar{V}_L
ϕ_{IL}	Ângulo da corrente da carga \bar{I}_L
β	Ângulo entre a tensão de Thévenin e a corrente da carga (\bar{Z}_{th} e \bar{I}_L)
β^i	Ângulo β no passo i
β^{i*}	Valor intermediário do ângulo β^i
X_{th}	Reatância de Thévenin
X_{th}^i	Reatância de Thévenin no passo i
X_{th}^{i*}	Valor intermediário de X_{th}^i

Z_{th}	Impedância de Thévenin
Z_{th}^i	Impedância de Thévenin no passo i
E_{th}	Tensão de Thévenin
E_{th}^i	Tensão de Thévenin no passo i
$E_{th}^{máx*}$	Valor máximo possível da Tensão de Thévenin
$E_{th}^{mín*}$	Valor mínimo possível da tensão de Thévenin
$E_{th}^{máx}$	Tensão de Thévenin máxima
$E_{th}^{mín}$	Tensão de Thévenin mínima
ϵ_{Eth}^i	Erro de atualização da tensão de Thévenin no passo i
$k_{inicial}$	Percentual inicial de atualização da tensão de Thévenin
k	Percentual da tensão de Thévenin
ζ_{Eth}	Erro entre o valor máximo e mínimo da tensão de Thévenin estimada
ζ_{Xth}	Erro entre o valor máximo e mínimo da reatância de Thévenin estimada
E_{fd}	Tensão de campo
i_{fd}	Corrente de campo
i_{fd}^{lim}	Tensão de campo limite
V_t	Tensão terminal
V_{PSS}	Sinal de saída do PSS
V_{ref}	Tensão de referência

CAPÍTULO 1

Introdução

1.1 Medição Fasorial Sincronizada e suas Aplicações no SEP

Em princípio, os sistemas elétricos são monitorados e supervisionados mediante informações provenientes de equipamentos de telemedição. Desta forma, baseado no sistema supervisorio SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), se desenvolveu o sistema de monitoração e controle de segurança. Este sistema tem uma taxa de atualização de 2 a 5 s.

O uso de fasores levou à expressão conhecida como Tecnologia Fasorial, que é considerada uma das mais importantes tecnologias de medição dos sistemas elétricos de potência na atualidade. Com o desenvolvimento do sistema GPS (*Global Positioning System*) e com os avanços em comunicação e computação, tornou-se tecnicamente viável o monitoramento do sistema como um todo, de forma *online*. Na operação de sistemas sobrecarregados, a monitoração da dinâmica, neste caso estabilidade de tensão, adquire grande importância, exigindo elevada exatidão e altas taxas de atualização que os sistemas SCADA atuais não são capazes de fornecer [1].

Na Fig. 1.1 é observada a arquitetura geral de um sistema de medição fasorial sincronizada.

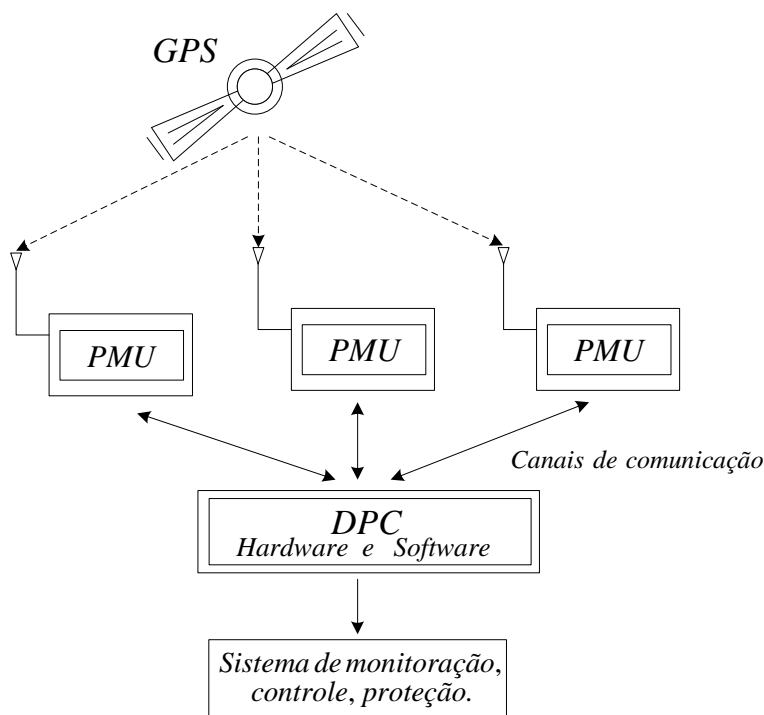


Fig. 1.1: Visão geral de um sistema de medição fasorial.

Os sistemas de medição fasorial sincronizada SPMS (*Synchronized Phasor Measurement Systems*) são compostos pelas unidades de medição fasorial PMU (*Phasor Measurement Unit*) localizadas em lugares estratégicos, que usam o sistema de posicionamento global GPS para sincronizar as amostras digitais de diferentes subestações obtidas pelas PMUs, um concentrador de dados PDC (*Phasor Data Concentrator*) e *links* de comunicação entre PMUs de PDC [6], [14].

O presente trabalho usa o SPMS para estimar o ponto de máximo carregamento de um sistema. Para estimar dito ponto é necessário usar os SPMS devido à alta taxa de amostragem, até 60 fasores por segundo, o qual é requerido pelo algoritmo (Capítulo 3) para estimar a máxima transferência de potência. O algoritmo atualiza o parâmetro chamado tensão de Thévenin, esta atualização acontece na ordem de 20 ms, dita atualização não pode ser possível utilizando o sistema SCADA.

1.1.1 Unidade de Medição Fasorial (PMU)

As unidades de medição fasorial (PMUs) estão entre os desenvolvimentos mais interessantes no campo de monitoramento em tempo real de sistemas de energia. As PMUs fornecem medições em tempo real das grandezas de tensão e corrente de sequência positiva nas subestações dos sistemas de potência. Geralmente, o marco de medição é de 1 ciclo da frequência fundamental, as medições são etiquetadas com o sinal de sincronização de tempo do GPS [7], [9]-[11]. As PMUs são instaladas nos lugares mais importantes da rede a serem observados, devido ao alto custo, deve-se minimizar o número de PMUs a serem instaladas [14].

1.1.2 Concentrador de Dados (PDC)

O concentrador de dados (PDC) recebe os dados de muitas PMUs e os alinha por meio de etiquetas de tempo para criar um conjunto de dados sincronizados. Ao final, o PDC envia este conjunto de dados a outro sistema de informação. Um PDC também faz um tratamento de erros de transmissão esperando um período de tempo determinado, se for necessário, para todos os dados que vêm antes de serem enviados em [11].

1.1.3 Sistema de Posicionamento Global (GPS)

O sistema de posicionamento global (GPS) foi criado pelo Departamento de Defesa dos Estados Unidos. É um sistema de navegação por satélite que fornece ao receptor a posição, informação horária a qualquer momento e em qualquer lugar na Terra, desde que o receptor se encontre no campo de visão de quatro satélites GPS.

A sincronização dos dados obtidos através das PMUs é dada pelo sistema GPS. Esta sincronização de dados se torna possível devido ao fato de que as estações receptoras das PMUs recebem um sinal de um pulso por segundo emitido pelo sistema GPS. Este sinal fornece às PMUs o instante exato em que deve ser feita a aquisição dos dados, de forma sincronizada. O erro no pulso de sincronização é da ordem de $1\mu\text{s}$, que ao se considerar a frequência de 60 Hz, implica na existência de um erro angular da ordem de 0.021° .

1.1.4 Canais de Comunicação

Os canais de comunicação têm como objetivo viabilizar a transferência de dados entre as PMUs e o PDC, permitindo a troca de informações entre PDCs. A transmissão dos dados pode ser realizada de diversas maneiras, como o uso de tecnologias convencionais tais como linhas telefônicas ou redes de baixa e média tensão. Porém, sistemas modernos também podem ser usados, por exemplo, a tecnologia wireless e a transmissão com cabos de fibras óticas [14].

A comunicação entre PMUs e os PDCs deve ser automática e rápida para agrupar e alinhar os dados medidos pelas PMUs. Existe um padrão criado no ano 1995 pelos membros do IEEE (IEEE Std 1344-1995 [12]) que define o formato de transmissão de dados das PMUs. A última revisão deste formato foi em 2005 (IEEE Std C37.118-2005 [13]).

1.2 Motivação e Objetivos da Dissertação

Na contínua incorporação de novas tecnologias de equipamentos, possibilita uma operação melhor do sistema sob critérios de estabilidade. Dentre os novos instrumentos para enfrentar este desafio, destacam-se aqueles relacionados à tecnologia de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada, que são constituídos essencialmente por unidades de medição fasorial conectadas a um concentrador de dados e metodologias de aplicação envolvendo aspectos de monitoração e controle em tempo real. Nestes sistemas, as PMUs adquirem e enviam fasores de tensão e corrente, disponibilizando-os para as aplicações. As aquisições são realizadas de forma sincronizada a partir do sistema GPS, originando, assim, sincrofasores. Consegue-se, desta maneira, observar o comportamento dinâmico dos Sistemas de Energia Elétrica em tempo real, permitindo que sejam realizadas ações de controle com base no estado atual do sistema, com a consideração de sinais remotos.

Para a operação dos sistemas elétricos são feitos com antecedência, geralmente 1 dia, a programação do despacho econômico e estudos de estabilidade. O operador

executa dita programação. O operador monitora e controla variáveis como a tensão e frequência. Entretanto, é difícil saber quão perto ou longe do ponto de instabilidade o sistema está operando. O motivo da realização desta dissertação é poder proporcionar aos operadores dos sistemas elétricos o estado do sistema, em tempo real, sob critérios de estabilidade de tensão.

A presente dissertação pretende determinar, em tempo real, o ponto de máximo carregamento de um sistema elétrico e, dizer com adequada precisão que tão próximo da instabilidade de tensão se opera um sistema. Para tal objetivo é usada as unidades de medição fasorial, devido à alta taxa de amostragem o qual permite determinar o ponto de máximo carregamento em tempo real. Tendo assim como principais objetivos:

- Descrição dos conceitos associados ao problema de estabilidade, com maior ênfase na estabilidade de tensão, apresentando definições e classificações do fenômeno;
- Predizer, em tempo real, quando um sistema elétrico opera próximo da instabilidade de tensão. Para determinar esta proximidade é necessário calcular o ponto de máximo carregamento na barra monitorada. Para determinar este ponto é necessário calcular os parâmetros do equivalente de Thévenin de um sistema;
- Implementação de uma metodologia de solução na estimação dos parâmetros do sistema equivalente de Thévenin usando PMUs;
- Aplicar a metodologia de estimação dos parâmetros em sistemas simplificados e em sistemas de maior complexidade;
- Analisar o estado do sistema segundo o indicador de proximidade de instabilidade de tensão proposto;
- Este trabalho apresenta algumas propostas no sentido de viabilizar a implementação do indicador de proximidade de instabilidade de tensão pelos centros de monitoramento e controle dos sistemas de potência.

1.3 Organização da Dissertação

Esta dissertação foi desenvolvida em seis capítulos, incluindo este, referências bibliográficas e apêndices. Após uma breve introdução e uma revisão dos conceitos de medição fasorial no Capítulo 1, os seguintes capítulos serão sucintamente descritos a seguir:

Capítulo 2 – Apresenta uma revisão bibliográfica, destacando-se as definições, a classificação de estabilidade de tensão, alguns conceitos básicos relacionados ao dito fenômeno. Além disso, são apresentadas as soluções já propostas na literatura sobre uso de sincrofasores na detecção de instabilidade de tensão.

Capítulo 3 – Apresenta os conceitos e a descrição do algoritmo de identificação recursiva baseado em sincrofasores, o dito algoritmo estima os parâmetros de Thévenin de um sistema elétrico de potência, obtendo destes parâmetros um indicador de proximidade de instabilidade de tensão.

Capítulo 4 – São apresentados os resultados obtidos das simulações em um circuito simplificado, para distúrbios usuais e frequentes para diferentes configurações deste. É analisado o desempenho e funcionamento do algoritmo na estimação dos parâmetros e do indicador de proximidade de instabilidade de tensão.

Capítulo 5 – Apresenta as implementações realizadas em dois sistemas complexos, sendo eles um sistema radial e o sistema Nordic32 implementados nos programas DigSILENT e Simulight, respectivamente. Logo, são apresentados os resultados e a análise do algoritmo de identificação recursiva para os cenários de estabilidade e instabilidade de tensão.

Capítulo 6 – São descritas as principais conclusões e discussões finais desta dissertação relativas à aplicação do algoritmo e as propostas para os desenvolvimentos futuros.

Ao término são mostradas as referências bibliográficas e os apêndices que contém: os dados e os modelos implementados no sistema Nordic32.

1.4 Publicação Gerada por esta Dissertação

Congresso Nacional

1. C. Oyarce, G. N. Taranto, “Avaliação do Desempenho e Robustez de um Algoritmo de Identificação de Instabilidade de Tensão baseado em Sincrofasores”, *IV - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*, Goiânia, GO, Maio 2012.

CAPÍTULO 2

Utilização de Sincrofasores na Detecção da Instabilidade de Tensão

A instabilidade de tensão acontece quando há insuficiência de fontes de potência reativa para a manutenção dos níveis de tensão nodais. Assim, considera-se que o sistema é instável se uma perturbação provoca uma diminuição progressiva e incontrolável da tensão. A principal causa de instabilidade de tensão está relacionada com a incapacidade do sistema em conseguir acompanhar a sua crescente necessidade de potência reativa. Com o uso de sincrofasores, tornou-se possível a monitoração do sistema elétrico como um todo em tempo real, sob critérios de margem de estabilidade. Os fasores da PMU contem informações dinâmicas do sistema, estas dinâmicas não podem ser observadas com dados do sistema SCADA, devido que a taxa de amostragem da PMU é da ordem de ms, enquanto, do SCADA é de s.

Neste capítulo, inicialmente, se apresenta um resumo dos conceitos dos tipos de estabilidade de um sistema elétrico, com maior ênfase na estabilidade de tensão. Ao fim, são apresentados alguns métodos mais utilizados na literatura que abordam o problema de instabilidade de tensão usando sincrofasores.

Esta dissertação está focada nos problemas de estabilidade de tensão de longo termo.

2.1 Estabilidade de Sistemas de Potência

A estabilidade de um sistema de potência é sua capacidade, para uma condição de operação inicial dada, de recuperar um novo estado de equilíbrio. Isto, após ter sido submetido a perturbações físicas, com a maioria de suas variáveis dentro de limites estabelecidos, de forma que o sistema permaneça intacto [3].

Segundo [3], a estabilidade de sistemas de potência pode ser classificada em três tipos: estabilidade eletromecânica ou angular, estabilidade de tensão e estabilidade de frequência. A Fig. 2.1 mostra a classificação dos tipos de estabilidades.

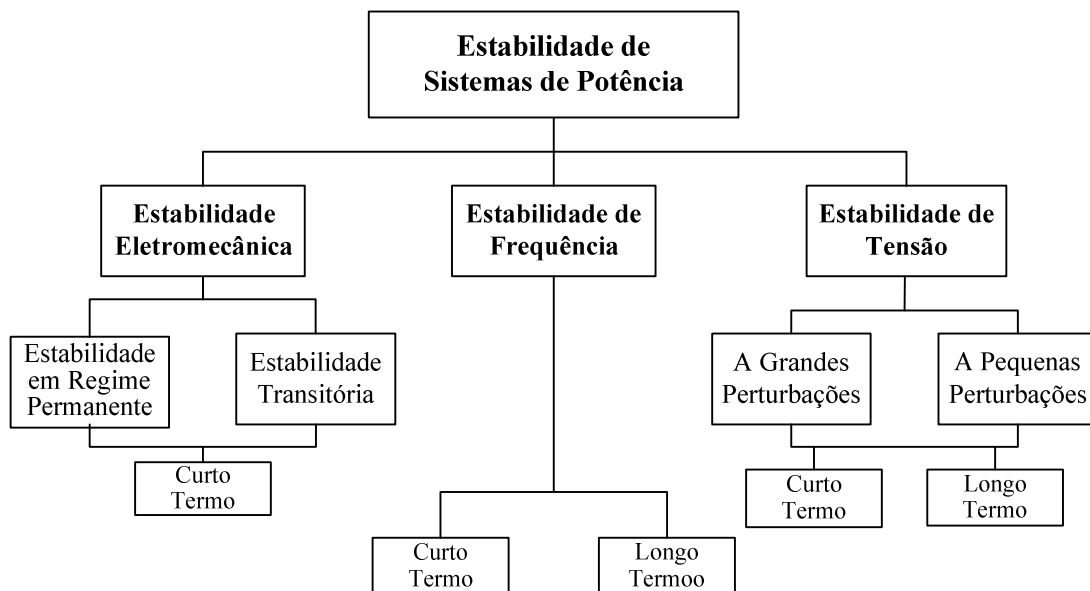


Fig. 2.1: Classificação de estabilidade de sistemas de potência.

2.1.1 Estabilidade Eletromecânica

A estabilidade eletromecânica ou angular é a capacidade das máquinas síncronas de um sistema de potência se manterem em sincronismo depois de o sistema ter sido submetido a um distúrbio ou perturbação. Este tipo de estabilidade engloba a análise de estabilidade em regime permanente e transitória [3].

Estabilidade em Regime Permanente: Ou estabilidade a pequenas perturbações. É a habilidade do sistema de potência em se manter em sincronismo depois de uma pequena perturbação. Geralmente, está associada a pequenas variações de carga ou geração.

Em geral, sistemas elétricos de médio e grande porte, ao sofrerem uma perturbação, produzem oscilações pela falta do torque de amortecimento.

Estabilidade transitória: É a capacidade do sistema de potência de se manter em sincronismo depois de ser submetido a uma perturbação severa. A resposta do sistema resultante envolve grandes excursões de ângulo do rotor do gerador e é influenciado pela relação não linear Potência-Ângulo. A estabilidade transitória depende tanto do estado inicial do sistema, quanto da severidade da perturbação.

2.1.2 Estabilidade de Tensão

Segundo [3], a estabilidade de tensão é definida como a capacidade de um sistema elétrico de potência manter tensões estáveis em todas as barras do sistema, após ter sido submetido a uma perturbação para uma dada condição de operação inicial. Isso depende da capacidade de manutenção ou restauração do equilíbrio entre a demanda da carga e o seu suprimento pelas fontes do sistema.

A instabilidade pode resultar em um progressivo declínio ou elevação das tensões de algumas barras. Um possível desdobramento deste processo é a perda de carga em determinadas áreas, ou o desligamento de linhas e outros elementos por atuação de proteções, levando o sistema a desligamentos em cascata. A estabilidade de tensão pode ser classificada em pequenas e grandes perturbações:

Estabilidade de tensão a grandes perturbações: Está ligada à capacidade do sistema em manter as tensões de regime, depois de acontecida uma grande perturbação. Esta capacidade é determinada pelas características do sistema e de cargas, assim como da interação dos controles contínuos e discretos e das proteções.

A solução da estabilidade a grandes perturbações requer a análise da resposta não-linear do sistema ao longo de um período de tempo suficiente para a captura do desempenho e as interações dos dispositivos tais como motores, OLTCs e limitadores de corrente de campo de geradores. O período de estudo pode variar de uns poucos segundos a minutos.

Estabilidade de tensão a pequenas perturbações: Se refere à capacidade do sistema em manter as tensões de regime após ser submetido a pequenas perturbações, tais como pequenas mudanças incrementais de carga. Este tipo de estabilidade é influenciado pela característica das cargas, controles contínuos e controles discretos em um instante de tempo. Este conceito é útil para determinar, em qualquer instante, como as tensões do sistema respondem a uma pequena mudança do sistema. Com suposições apropriadas para a análise, as equações do sistema podem ser linearizadas de modo que permitam obter informações de sensibilidade na identificação de fatores que influenciam a estabilidade de tensão.

A estabilidade de tensão de curto termo, ou curto prazo, envolve dinâmicas de componentes de carga de ação rápida tal como os motores de induções, cargas controladas eletronicamente e conversores dos enlaces de HVDC (*High Voltage Direct Current*). A estabilidade de tensão em longo termo ou longo prazo envolve equipamentos de ação lenta bem como as variações de tapes de transformadores, cargas controladas por termostatos e limitadores de corrente de sobre-excitação dos geradores.

2.1.3 Estabilidade de Frequência

A estabilidade de frequência é definida como a capacidade de um sistema de potência em manter a frequência estável após a ocorrência de um distúrbio severo, resultando em um desequilíbrio significativo entre a geração e a carga. Depende da capacidade para manter e/ou restaurar o equilíbrio entre geração e carga do sistema, com perda não intencional mínima de carga. A instabilidade pode resultar em oscilações de frequência contínuas, conduzindo ao desligamento de cargas e/ou de unidades geradoras [3].

2.2 Métodos Propostos para a Detecção da Instabilidade de Tensão

Os estudos de estabilidade de tensão, sob a ótica da formulação estática, consideram o ponto de máximo carregamento como sendo a condição do SEP, a partir da qual, para uma variação de carga do tipo potência constante, ocorre perda de estabilidade. As análises relacionadas ao fenômeno, em geral, procuram identificar este ponto de máximo carregamento como forma de prever situações de perda de estabilidade de tensão. Conhecendo-se a distância entre o ponto de operação do SEP e o ponto de máximo carregamento, pode-se identificar a chamada margem de estabilidade de tensão.

A seguir, são apresentados os métodos mais usados de análise de estabilidade de tensão baseados em medições fasoriais.

2.2.1 Métodos Baseados Somente nas Medições de Sincrofasores

Com o desenvolvimento da tecnologia de redes SPMS, diversos estudos de estabilidade de tensão foram realizados. As grandezas fasoriais de tensão e corrente, medidas em uma linha radial ou carga, apresentam informações suficientes para detectar a instabilidade de tensão. As altas taxas de amostragem, sincronização dos dados e a facilidade de obtenção dos mesmos em um PDC bem acessível do centro de operação, fazem com que a análise de perturbações utilizando SPMS seja uma das aplicações mais promissoras.

Importantes trabalhos foram realizados utilizando este novo recurso para calcular a margem de estabilidade de tensão, mediante índices escalares que oferecem informações respeito da segurança e do estado de operação do sistema, que possa ser monitorada em tempo real. Estes índices são de grande interesse de equipes técnicas na operação de sistemas de potência. Esses índices poderiam ser utilizados em tempo real, auxiliando operadores a tomar decisões em momentos em que a margem de estabilidade diminui. A seguir, descrevem-se os métodos mais usados com suas respectivas vantagens e desvantagens.

2.2.1.1 Método Corsi – Taranto

O método desenvolvido em [15] e avaliado em [17], propõe um indicador de proximidade de instabilidade de tensão baseado em medição fasorial local para barras em extra-alta tensão. O critério de proximidade de instabilidade de tensão é baseado no cálculo, em tempo real, da impedância de Thévenin do sistema elétrico radial. A principal contribuição neste artigo é um inovador algoritmo utilizado em tempo real na identificação adaptativa da tensão e da impedância de Thévenin. A instabilidade de tensão acontece quando as curvas das impedâncias de Thévenin e da carga apresentam valores iguais. Em condições normais de operação, a impedância da carga é muito maior do que a de Thévenin e, elas se aproximam quando o sistema é conduzido ao ponto de colapso.

Esta dissertação é baseada neste método de solução para a determinação de instabilidade de tensão. É desenvolvido o algoritmo com melhoras e modificações. Além do ponto de colapso, é proposta uma quantificação da proximidade das impedâncias da carga e de Thévenin mediante um indicador de proximidade de instabilidade de tensão I_{PII} .

Trabalhos já foram desenvolvidos referentes ao método Corsi-Taranto, por exemplo, [18].

2.2.1.2 Método VIP

O conceito desenvolvido em [24] e, posteriormente, quantificado em [25], propõe um método preditor de instabilidade de tensão VIP (*Voltage Instability Predictor*), sendo a proximidade do colapso de tensão, ou da instabilidade, representada em termos de distância entre duas curvas de tensão ou entre duas curvas de impedâncias.

Neste artigo, uma nova medida (margem de potência) é introduzida para descrever a proximidade do colapso em termos de potência. O preditor de instabilidade de tensão (VIP) é um algoritmo que usa medição local das grandezas fasoriais de tensão e corrente para prever o colapso de tensão.

A Fig. 2.2 mostra o conceito do VIP e o sistema equivalente de Thévenin. Não é feita suposição nenhuma da característica da carga.

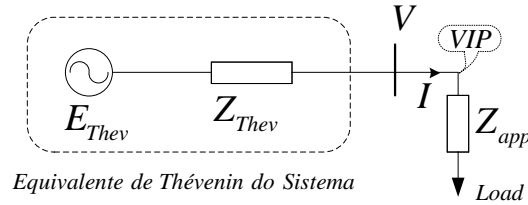


Fig. 2.2: Barra local com o sistema equivalente de Thévenin.

Pela teoria de circuitos, a máxima transferência de potência acontece quando $|\bar{Z}_{app}| = |\bar{Z}_{Thev}|$, onde a impedância aparente \bar{Z}_{app} é a relação entre as grandezas fasoriais de tensão \bar{V} e de corrente \bar{I} . Em condições de operação normal, se cumpre a relação $|\bar{Z}_{app}| \gg |\bar{Z}_{Thev}|$. O cenário da instabilidade de tensão acontece quando a diferença entre as impedâncias se aproxima a zero. É a essência do conceito VIP.

O desafio de implementar o conceito VIP está no fato de que $|\bar{Z}_{Thev}|$ não é uma quantidade fixa, pois ela representa o sistema. Sendo assim, qualquer evento no sistema pode mudar a configuração da rede. Durante a insegurança iminente de tensão, $|\bar{Z}_{Thev}|$ cresce e/ou $|\bar{Z}_{app}|$ diminui.

No caso simples da Fig. 2.2, o VIP é localizado em um ponto radial na topologia da rede. Esta aplicação é útil quando existe uma clara distinção entre a fonte e a carga. Entretanto, as redes de transmissão são altamente malhadas, dificultando a localização de um ponto radial.

Este método foi implementado e está sendo usado pelo fabricante ABB (Asea Brown Boverly), como se refere em [30], com aplicações locais.

2.2.1.3 Método de Milõsević e Begović

O método foi desenvolvido em [20], e apresenta um conceito sobre a monitoração e controle da estabilidade de tensão local para cada instante de tempo t_k . Baseado em um equivalente de duas barras dependente do tempo, este método consiste

em um gerador, \bar{E}_k , que subministra potência ativa e reativa à carga local, $P_{L,k} + jQ_{L,k}$, através da linha $\bar{Z}_k = \bar{R}_k + j\bar{X}_k$, como é mostrado na Fig. 2.3. Os parâmetros da fonte de tensão \bar{E}_k e da linha \bar{Z}_k modelam o sistema, sendo observado o sistema desde a barra local k no tempo t_k . Os parâmetros \bar{E}_k e \bar{Z}_k são estimados pelos fasores de tensão e corrente nessa barra no domínio do tempo [20].

Quando as cargas são do tipo potência constante PQ, um cálculo simples mostra que o ponto de instabilidade coincide com o ponto de máxima transferência de potência [19], [22], [23], produzindo a relação entre a fonte de tensão equivalente E_k e a tensão na barra local V_k como segue:

$$E_k = 2V_k \cos \theta_k \quad (2.1)$$

Sob as condições de máxima potência, a queda de tensão ΔV_k através da impedância de transmissão Z_k é igual à tensão na barra de carga V_k :

$$\Delta V_k = V_k \quad (2.2)$$

Por conseguinte, para avaliar o risco de colapso de tensão em presença de cargas com potência constante é definido um índice *VSLBI* (Voltage-Stability Load Bus Index). Segundo o índice, o sistema será monitorado para o critério de estabilidade de tensão, e é definido a seguir:

$$VSLBI_k = \frac{\Delta V_k}{V_k} \quad (2.3)$$

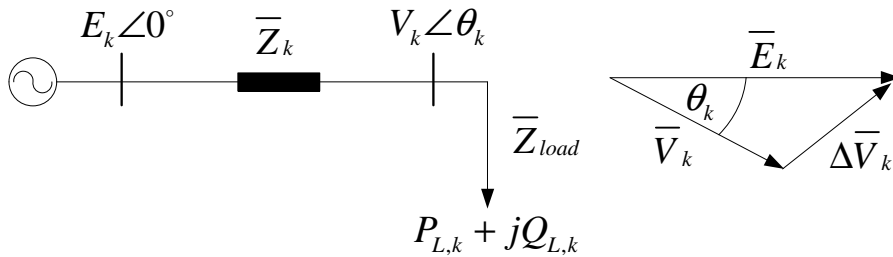


Fig. 2.3: Barra de carga e o resto do sistema representado como uma fonte de tensão, linha de transmissão, e o correspondente diagrama fasorial.

O valor de $VSLBI_k$ próximo de 1 indica proximidade do colapso de tensão. Atinge-se este valor quando a transferência de potência através da linha alcança o seu valor máximo conduzindo o sistema a um colapso de tensão. Determinando este índice para cada barra de carga, calcula-se o índice de estabilidade de tensão VSI_k (Voltage-Stability Index) para todo o sistema de acordo com a equação descrita a seguir:

$$VSI_k = \min_{i \in \alpha_{PQ}} \{VSLBI_{i,k}\} \quad (2.4)$$

onde i denota o índice da barra de carga e α_{PQ} representa o conjunto das barras de carga do sistema. Adicionalmente, os valores individuais para o índice VSLBI encontrados com (2.3) fornecem informações sobre a vulnerabilidade de cada barra, o que pode ser útil na aplicação de ações corretivas.

O ponto de operação crítico é o ponto máximo da curva PV e coincide com o limite de potência máxima do sistema para um tipo de carga potência constante (100%PQ). O ponto de operação crítico fica estável após o ponto de máxima transferência de potência, quando o tipo das cargas é dependente da tensão (ZIP). Quando a carga é do tipo corrente ou impedância constante, a instabilidade não acontece. Nesses casos, o ponto de colapso é modificado por um fator de carga k .

A desvantagem deste método é que não apresenta bons resultados para sinais fasoriais com ruído. Apenas com um nível de ruído de 80 dB o método falha. Além do ruído, o método usa a inversa da matriz $[\lambda I + H_k^T P_{k-1} H_k]$ e o método começa a falhar quando o determinante desta matriz é zero.

onde:

$$H_k = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -I_{Rk} & I_{Ik} \\ 0 & 1 & -I_{Ik} & -I_{Rk} \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

$$\bar{I}_k = I_{Rk} + jI_{Ik} \quad (2.6)$$

$$G_k = P_{k-1} H_k [\lambda I + H_k^T P_{k-1} H_k]^{-1} \quad (2.7)$$

$$P_k = \frac{P_{k-1} H_k [I - G_k H_k^T] P_{k-1}}{\lambda} \quad (2.8)$$

- λ : é um fator escalar;
- I : matriz de identidade;
- \bar{I}_k : corrente na carga;

2.2.1.4 Método de Šmom, Verbič e Gubina

O método, apresentado em [21], propõe uma metodologia desenvolvida a partir do teorema de Tellegen, e mostra como o teorema pode ser usado para a solução do problema de estabilidade de tensão. Este método possibilita a determinação simplificada dos parâmetros de Thévenin, que são calculados de maneira diferente às técnicas adaptativas [19], [20], [25]-[27], a partir de duas medições fasoriais consecutivas.

O método identifica a impedância de Thévenin diretamente do cálculo dos incrementos de tensão e corrente (2.9), depois que o caso base é submetido a um conjunto de perturbações no sistema. A Fig. 2.4 apresenta o modelo usado para este método. A impedância da carga \hat{Z}_k é determinada pela simples razão entre as medições de tensão e corrente.

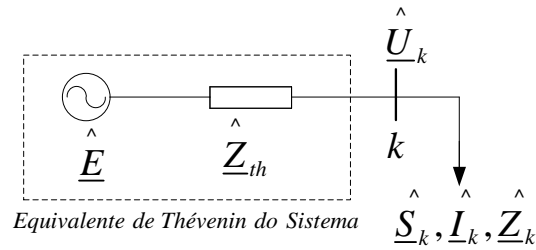


Fig. 2.4: Representação geral da barra de carga k em um sistema de potência.

$$\hat{Z}_{th} = |\hat{Z}_{th}| = |\Delta \underline{U}_k / \Delta \underline{I}_k| \quad (2.9)$$

onde $\Delta \underline{U}_k$ e $\Delta \underline{I}_k$ representam aos incrementos de tensão e corrente complexos.

A determinação da margem de estabilidade de tensão é definida como o ISI (Impedance-stability index):

$$ISI = (\hat{Z}_k - \hat{Z}_{th}) / \hat{Z}_k \quad (2.10)$$

O ISI normalizado é:

$$ISI = 1 - \frac{|\underline{I}_k \Delta \underline{U}_k|}{|\underline{U}_k \Delta \underline{I}_k|} \quad (2.11)$$

A condição de operação normal dentro das margens de estabilidade pode ser escrita como:

$$|\Delta \underline{U}_k / \Delta \underline{I}_k| \ll |\underline{U}_k / \underline{I}_k| \quad (2.12)$$

Segundo este método, o sistema se encontra em condições normais de operação quando o índice ISI apresenta valores em torno de 1. No ponto de colapso de tensão ($\hat{Z}_k = \hat{Z}_{th}$), o ISI é nulo.

A desvantagem deste método é a necessidade de submeter o sistema a um conjunto de perturbações, previamente ao estudo da estabilidade.

CAPÍTULO 3

Algoritmo de Identificação Recursiva

Nos centros de operação dos sistemas elétricos são controladas e monitoradas variáveis como a tensão e a frequência. Entretanto, é difícil saber quão perto ou longe do ponto de instabilidade o sistema está operando. Pretende-se estimar um indicador de proximidade de instabilidade de tensão em tempo real para barras em extra-alta tensão (EAT), usando a medição fasorial local, e assim ter informação sobre o estado do sistema para critérios de estabilidade de tensão.

No fenômeno da instabilidade de tensão de médio e longo termo é determinante a operação dos comutadores de tape sob carga dos transformadores, limitadores de corrente de sobre-excitação dos geradores e incrementos de carga que geralmente são funções da tensão. Essas dinâmicas, presentes nos fasores de corrente e tensão nodais, são fundamentais na estimação da margem de carregamento do sistema.

O método proposto representa um sistema real pelo seu equivalente de Thévenin “visto” desde a barra em análise. Este capítulo apresenta o fundamento teórico e algumas considerações na estimação dos parâmetros do equivalente de Thévenin. Estes parâmetros são produto da estimação feita pelo algoritmo de identificação recursiva, que foi proposto em [15] e [16], posteriormente avaliado em [17]. Por fim, são incluídos alguns ajustes que melhoram o desempenho e o bom funcionamento do algoritmo,

dentre destes, por exemplo, a inclusão de tolerâncias, fator de atualização k ótimo, diminuição de rotinas na programação e correção das expressões de tensão máxima e mínima.

3.1 Definição da Proximidade de Instabilidade de Tensão

A proximidade de instabilidade de tensão indica que tão perto ou tão longe da instabilidade se opera um SEP. Para a quantificação desta proximidade se propõe um indicador i_{PIT}^u (Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão “visto” da barra em análise u). O i_{PIT}^u é definido na equação (3.1) como a diferença entre os módulos da impedância de Thévenin (impedância a montante) e a impedância da carga (impedância a jusante). Os parâmetros do equivalente de Thévenin (\bar{E}_{th}^μ e \bar{Z}_{th}^μ) do sistema Fig. 3.1 são estimados a partir dos fasores de tensão e corrente medidos localmente, assim como a impedância da carga que é calculada a partir dos mesmos fasores.

A monitoração da “distância” relativa entre essas duas impedâncias indica a proximidade do máximo carregamento do sistema a jusante da barra monitorada. Em condições normais de operação a “distância” apresenta valores positivos. Quando esta “distância” diminui e atinge o valor de zero significa que o sistema alcançou o ponto de máximo carregamento. Como consequência estima-se, com adequada precisão, o colapso de tensão. O indicador ainda não apresenta bons resultados no instante de uma grande perturbação (desligamento de linha ou gerador), mas é corrigido pelo algoritmo usando alguns fasores após deste distúrbio.

$$i_{PIT}^u = Z_{carga}^u - Z_{th}^u \quad (3.1)$$

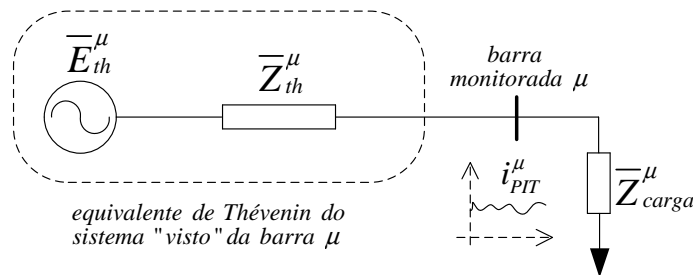


Fig. 3.1: Equivalente de Thévenin do sistema “visto” desde a barra μ .

Vale ressaltar que, apesar do método apresentado ser baseado em medições locais, ele pode ser adaptado de modo que informações de diferentes barras sejam utilizadas para computar um indicador de proximidade de instabilidade de tensão, necessitando, neste caso, de utilizar a medição fasorial sincronizada. O indicador quando é utilizado em diversas barras do sistema, sinaliza, de acordo com a proximidade entre as impedâncias, qual é a barra crítica do sistema.

Os conceitos que fundamentam o indicador de proximidade de instabilidade de tensão são descritos nas seções a seguir.

3.2 Fundamento Teórico do Método

O método foi desenvolvido para barras em EAT com cargas indutivas, devido a que as cargas são indutivas e estão ligadas através de um transformador. A vantagem neste nível de tensão, é que a resistência é muito menor que a impedância de Thévenin e, portanto, as equações do modelo são reduzidas em expressões simples [16].

3.2.1 Máxima Transferência de Potência

Nesta seção é apresentado o conceito de máxima transferência de potência ativa fornecida pela fonte \bar{E}_{th} à carga \bar{Z}_{load} . A análise é feita usando um sistema de duas barras, que representa um sistema radial, da Fig. 3.2.

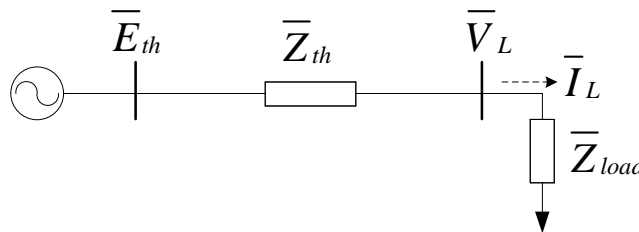


Fig. 3.2: Sistema de duas barras.

As equações de potência e tensão, obtidas da Fig. 3.2, são expressas por:

$$\bar{S} = \bar{V}_L \bar{I}_L^* \quad (3.2)$$

$$\bar{V}_L = \bar{Z}_{load} \bar{I}_L \quad (3.3)$$

$$\bar{V}_L = \frac{\bar{E}_{th} \bar{Z}_{load}}{\bar{Z}_{th} + \bar{Z}_{load}} \quad (3.4)$$

Considerando o ângulo da carga θ das expressões anteriores, obtém-se a seguinte expressão para a potência:

$$\bar{S} = P + jQ = \frac{V_L^2}{Z_{load} \angle -\theta} = \frac{V_L^2}{Z_{load}} \cos(\theta) + j \frac{V_L^2}{Z_{load}} \sin(\theta) \quad (3.5)$$

Separando a parte real da equação anterior e substituindo (3.4) em (3.5), tem-se:

$$P = \left| \frac{\bar{E}_{th} \bar{Z}_{load}}{\bar{Z}_{th} + \bar{Z}_{load}} \right|^2 \frac{1}{Z_{load}} \cos(\theta) \quad (3.6)$$

Reescrevendo a equação (3.6) obtém-se uma expressão reduzida para a potência:

$$P = \frac{E_{th}^2 Z_{load} \cos(\theta)}{\left| \bar{Z}_{th} + \bar{Z}_{load} \right|^2} \quad (3.7)$$

As impedâncias de Thévenin e da carga possuem a seguinte forma:

$$\bar{Z}_{th} = Z_{th} \cos(\sigma) + jZ_{th} \sin(\sigma) \quad (3.8)$$

$$\bar{Z}_{load} = Z_{load} \cos(\theta) + jZ_{load} \sin(\theta) \quad (3.9)$$

Desenvolvendo a expressão $\left| \bar{Z}_{th} + \bar{Z}_{load} \right|^2$ com as considerações anteriores, tem-se:

$$\left| \bar{Z}_{th} + \bar{Z}_{load} \right|^2 = (Z_{th} \cos(\sigma) + Z_{load} \cos(\theta))^2 + (Z_{th} \sin(\sigma) + Z_{load} \sin(\theta))^2 \quad (3.10)$$

Substituindo (3.10) em (3.7), e manipulando algebricamente:

$$P = \frac{E_{th}^2 Z_{load} \cos(\theta)}{Z_{th}^2 + Z_{load}^2 + 2Z_{th} Z_{load} (\cos(\sigma) \cos(\theta) + \sin(\sigma) \sin(\theta))} \quad (3.11)$$

Considerando o fator de potência da carga e os parâmetros de Thévenin constantes, observa-se, que a equação (3.11) é dependente somente da impedância Z_{load} .

É definida a variável ξ :

$$\xi = \cos(\sigma)\cos(\theta) + \sin(\sigma)\sin(\theta) = \cos(\sigma - \theta) \quad (3.12)$$

Pelo teorema de Perre Fermat, P apresenta um valor máximo ou mínimo. Sendo:

$$\frac{\partial P_{(Z_{load})}}{\partial Z_{load}} = \frac{\partial}{\partial Z_{load}} \left(\frac{E_{th}^2 Z_{load} \cos(\theta)}{Z_{th}^2 + Z_{load}^2 + 2Z_{th}Z_{load}\xi} \right) = 0 \quad (3.13)$$

$$\frac{E_{th}^2 \cos(\theta) (Z_{th}^2 + Z_{load}^2 + 2Z_{th}Z_{load}\xi) - E_{th}^2 Z_{load} \cos(\theta) (2Z_{load} + 2Z_{th}\xi)}{(Z_{th}^2 + Z_{load}^2 + 2Z_{th}Z_{load}\xi)^2} = 0 \quad (3.14)$$

Reduzindo (3.14) tem-se:

$$Z_{th}^2 - Z_{load}^2 = 0 \quad (3.15)$$

A expressão (3.15) apresenta duas soluções. Uma das soluções é $Z_{th} = Z_{load}$, que é uma solução matemática e física. A outra solução é $Z_{th} = -Z_{load}$, que é uma solução matemática, porém, fisicamente impossível. Conclui-se então, que a máxima transferência de potência acontece quando $Z_{th} = Z_{load}$.

As equações (3.4) e (3.11), no ponto de máxima transferência de potência, são:

$$P_{máx} = \frac{E_{th}^2 \cos(\theta)}{2Z_{th} (1 + \cos(\sigma - \theta))} \quad (3.16)$$

$$\bar{V}_{L(Pmáx)} = \frac{\bar{E}_{th} Z_{th} \angle \theta}{Z_{th} \angle \sigma + Z_{th} \angle \theta} \quad (3.17)$$

Operando (3.17) são obtidas as relações seguintes:

$$E_{th} = \left| \bar{V}_{L(Pmáx)} \right| \sqrt{2(1 + \cos(\sigma - \theta))} \quad (3.18)$$

$$V_{L(Pmáx)} = \frac{E_{th}}{\sqrt{2(1 + \cos(\sigma - \theta))}} \quad (3.19)$$

A Fig. 3.3 apresenta os gráficos de um exemplo dos pontos de operação de um sistema elétrico desenvolvido em [4]. As variáveis I , V_L e P , mostradas na Fig. 3.3, são uma função da impedância da carga (Z_{th}/Z_{load}), onde $\tan(\sigma)=10$ e $\cos(\theta)=0.95$. Para fazer resultados aplicáveis a qualquer valor de Z_{load} , os valores de I , V_L e P são normalizados.

Com o aumento da demanda de carga (Z_{load} diminui), inicialmente, a potência aumenta até atingir o valor máximo e, a partir desse ponto diminui. Sendo assim, existe um valor máximo de potência ativa que pode ser transmitida através de uma impedância e uma fonte de tensão, ambas constantes. A potência transmitida é máxima quando a queda de tensão na linha é igual ao módulo da tensão \bar{V}_L , quando $Z_{th}/Z_{load}=1$. A condição correspondente à potência máxima que representa os limites de uma operação satisfatória. Os valores de V_L e I_L correspondentes à máxima potência são referidos como valores críticos. Para um dado valor de potência entregue ($P < P_{máx}$), podem ser encontrados dois pontos de operação correspondentes a dois valores diferentes de Z_{load} . Isto é observado na Fig. 3.3, para $P=0.8$. O ponto da esquerda corresponde a um ponto de operação normal. No ponto de operação da direita, I_L é muito maior e V_L é muito menor, em comparação do ponto da esquerda.

Para uma demanda de carga maior do que a potência máxima, o controle de potência por variação de carga seria instável, ou seja, uma diminuição da impedância da carga poderia reduzir a potência. Nessa região, a tensão da carga pode ou não diminuir progressivamente, de acordo com as características tensão-carga. Com o tipo de carga impedância constante, o sistema estabiliza a um nível de tensão que é inferior ao normal. Por outro lado, se a carga é fornecida por um OLTC (transformador com mudança de tape sob carga), a operação do tape vai tentar manter em níveis aceitáveis a tensão da carga, com o efeito de reduzir a impedância Z_{load} . Isto reduz ainda mais a tensão e conduz a uma diminuição progressiva da tensão.

O método mais tradicional de ilustrar o fenômeno é o gráfico da relação entre a tensão V_L e a potência da carga $P_{m\acute{a}x}$, para diferentes valores do fator de potência da carga, e com a tensão de Thévenin constante, como se observa na Fig. 3.4. O ponto de operação crítico (limites de estabilidade de tensão) acontece quando a potência é máxima.

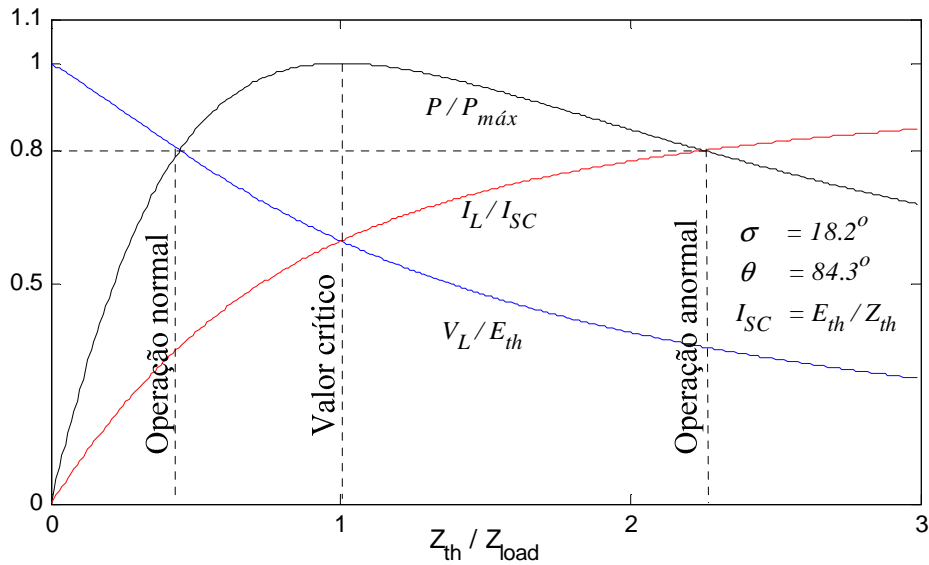


Fig. 3.3: Tensão, corrente e potência normalizadas em função da impedância da carga.

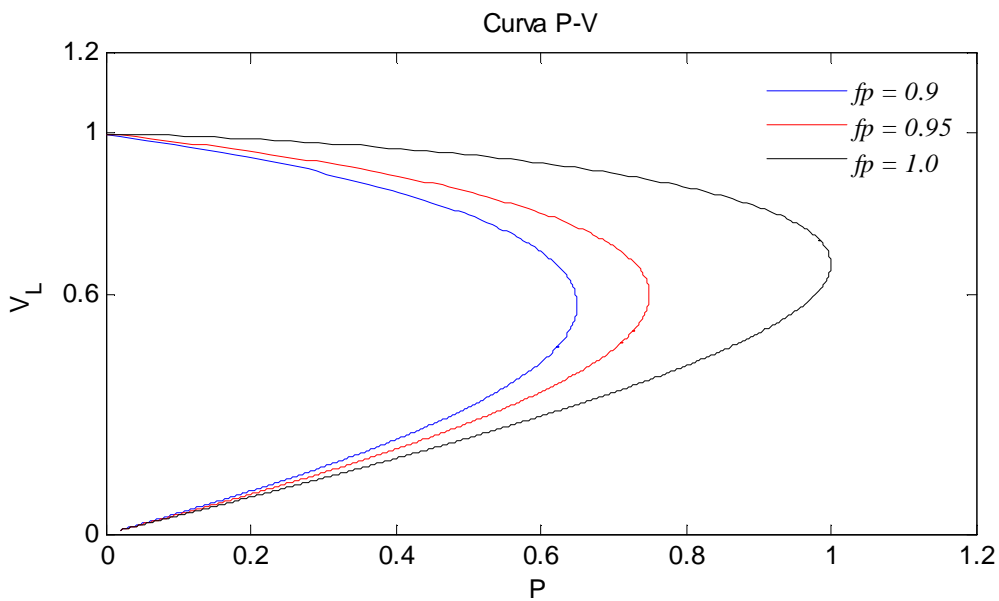


Fig. 3.4: Características da curva PV do sistema da Fig. 3.2.

3.2.2 Instabilidade de Tensão

Problemas de estabilidade de tensão, do tipo longo termo, normalmente acontecem em sistemas sobrecarregados. A instabilidade pode ser causada por vários fatores, o problema inicial é uma fraqueza inerente no sistema de potência. Em adição à sobrecarga na rede de transmissão e níveis de potência transmitida, os principais fatores que contribuem para a instabilidade de tensão são os limites no controle de potência reativa, características da carga, características dos equipamentos de compensação reativa, e a operação dos equipamentos de controle de tensão descritos em [1], [3], [5].

Nas simulações no domínio do tempo é considerada como o instante de instabilidade quando um sistema qualquer submetido a contingências, inicialmente evoluindo no tempo, deixa de apresentar solução de sua formulação matemática e não converge. Nas simulações dinâmicas feitas neste trabalho com os programas DigSILENT [35] e Simulight [36], o instante de instabilidade é determinado quando a simulação do sistema em análise, após de uma contingência, não converge.

No exemplo da seção anterior o modelo da carga é impedância contante, nesse caso o sistema sempre apresenta solução matemática e é estável, a carga foi considerada desse modelo com fins de exemplificar o conceito de máxima transferência de potência. Mas, em um SEP as cargas são do modelo ZIP.

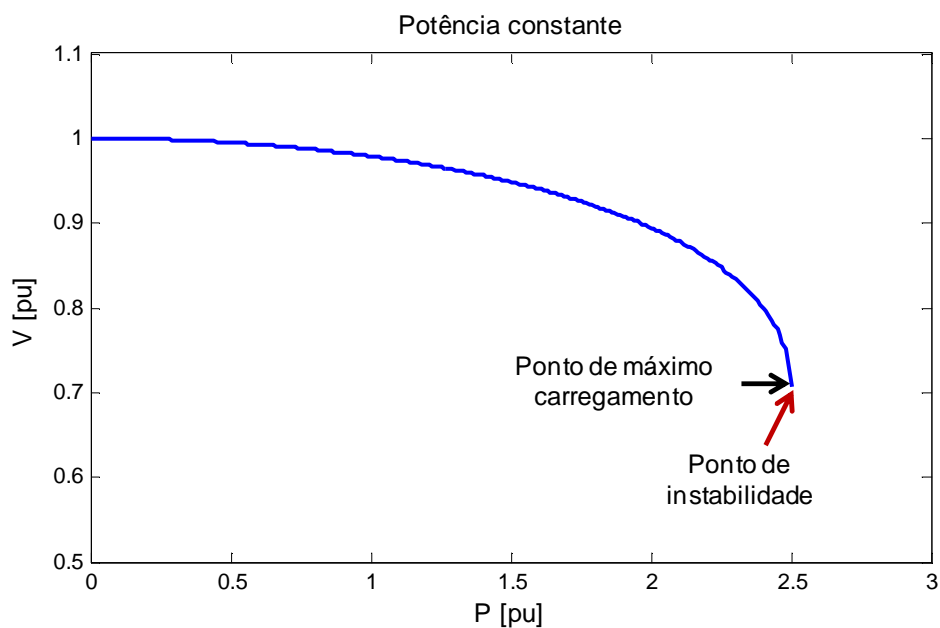


Fig. 3.5: Característica da curva PV para o modelo de carga potência constante.

Nesta seção é reproduzido o exemplo da seção anterior (sistema da Fig. 3.2) trocando o modelo de carga de impedância constante para os modelos de potência constante e ZIP. Para o modelo de carga potência constante o ponto de máximo carregamento coincide com o de instabilidade, o qual pode ser observado na curva PV, da barra de carga, mostrado na Fig. 3.5.

A Fig. 3.6 mostra a curva PV, da barra de carga, para o modelo de carga ZIP ($a=30\%$, $b=20\%$ e $c=50\%$), neste caso o ponto de instabilidade está após do ponto de máximo carregamento. Observando somente a curva PV, o ponto de instabilidade se encontra relativamente distanciada do ponto de máximo carregamento, não obstante, quando se observa a tensão da carga no domínio do tempo estes pontos estão muito próximos, ou seja, o tempo para acontecer a instabilidade após do máximo carregamento é muito pequeno. Simulações feitas com o sistema Nordic32 e um sistema real radial (no Capítulo 5) indicaram que estes dois pontos estão muito próximos, estes sistemas são submetidos a contingências e alcançam a máxima transferência de potência após de 150 a 250 s e, o tempo para alcançar a instabilidade, depois do ponto de máximo carregamento, é menor a 1 s.

Por fim, nesta dissertação se considera a zona entre o ponto de máximo carregamento e de instabilidade como zona de instabilidade. Na prática quando um sistema alcança o máximo carregamento já se poderia falar de que o sistema é instável.

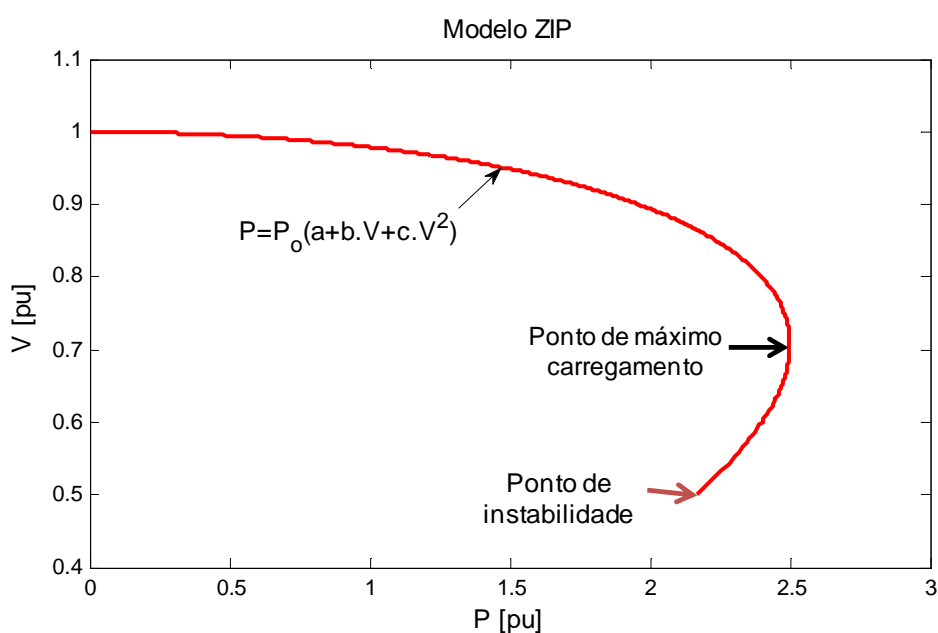


Fig. 3.6: Característica da curva PV para o modelo de carga ZIP.

3.2.3 Equações do Circuito de Thévenin

O objetivo desta seção é obter expressões simplificadas dos parâmetros \bar{E}_{th} e \bar{Z}_{th} do circuito equivalente de Thévenin. Estas expressões são usadas no algoritmo de identificação recursiva. Na Fig. 3.7 as variáveis conhecidas são os fasores de tensão \bar{V}_L e corrente \bar{I}_L , medidos na barra de carga ou linhas de transmissão radiais.

Da lei de Kirchoff:

$$\bar{V}_L = \bar{E}_{th} - \bar{Z}_{th} \bar{I}_L \quad (3.20)$$

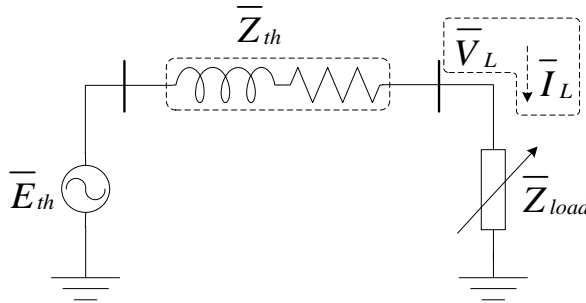


Fig. 3.7: Circuito equivalente de Thévenin.

A equação (3.20) tem infinitas soluções de \bar{E}_{th} e \bar{Z}_{th} , se for conhecida somente uma medição i de fasores de tensão e corrente, mas poderia ter solução única para diferentes medições. Duas medições subsequentes i e $i+1$ dos fasores \bar{V}_L e \bar{I}_L são usadas para estimar os parâmetros \bar{E}_{th} e \bar{Z}_{th} , sob hipótese de ambos serem constantes e não sofrerem alterações no intervalo de tempo entre as duas medições subsequentes. Não obstante, na medição $i+2$ pode variar estes parâmetros. De acordo com essa premissa, é necessário considerar intervalos de tempo curtos entre medições subsequentes, com a taxa de amostragem da PMU de 20 ms essa hipótese é razoável. Esta taxa de 50 fasores por segundo dos SPMS faz possível a atualização dos parâmetros de Thévenin, estes parâmetros fornecem informações dinâmicas do sistema, ditas informações não é possível obter utilizando o sistema SCADA.

Os métodos tradicionais da análise de instabilidade de tensão precisam conhecer grande parte do sistema, por exemplo: configuração da rede, modelos dos equipamentos do sistema, estado dos interruptores, etc. Em contrapartida, o método desenvolvido é

capaz de fornecer as informações necessárias na predição de instabilidade de tensão utilizando, somente, sincrofasores. O procedimento a seguir é a identificação dos parâmetros de Thévenin.

A Fig. 3.8 corresponde ao diagrama fasorial do circuito da Fig. 3.7, incluindo as considerações anteriores dos ângulos da corrente e das tensões.

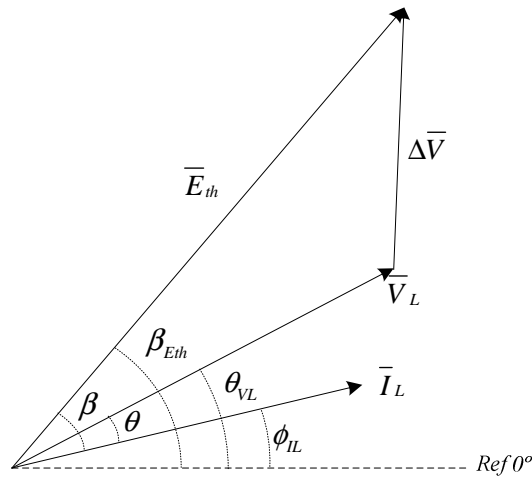


Fig. 3.8: Diagrama fasorial do circuito equivalente de Thévenin.

onde:

$$\begin{aligned} \bar{E}_{th} &= E_{th} \angle \beta_{Eth} & : & \text{ tensão de Thévenin do sistema;} \\ \bar{Z}_{th} &= Z_{th} \angle \sigma & : & \text{ impedância de Thévenin do sistema;} \\ \bar{Z}_{load} &= Z_{load} \angle \theta & : & \text{ impedância da carga;} \\ \bar{V}_L &= V_L \angle \theta_{VL} & : & \text{ tensão da carga;} \\ \bar{I}_L &= I_L \angle \phi_{IL} & : & \text{ corrente da carga.} \end{aligned}$$

As seguintes equações podem ser obtidas de acordo com o diagrama fasorial da Fig. 3.8:

$$\Delta \bar{V} = \bar{Z}_{th} \bar{I}_L \quad (3.21)$$

$$\bar{E}_{th} = \bar{V}_L + \bar{Z}_{th} \bar{I}_L \quad (3.22)$$

Ao considerar (3.22) e os dados do diagrama fasorial obtém-se a seguinte equação:

$$E_{th} \angle \beta_{E_{th}} = V_L \angle \theta_{V_L} + Z_{th} \angle \sigma I_L \angle \phi_{I_L} \quad (3.23)$$

Pode-se considerar uma nova referência angular dos fasores da Fig. 3.8 como o ângulo da corrente. A expressão (3.23) pode ser reduzida considerando o ângulo β igual à diferença entre os ângulos das tensões de Thévenin e da corrente de carga, e o ângulo θ é igual à diferença entre os ângulos da tensão e da corrente de carga:

$$\beta = \beta_{E_{th}} - \phi_{I_L} \quad (3.24)$$

$$\theta = \theta_{V_L} - \phi_{I_L} \quad (3.25)$$

Substituindo (3.24) e (3.25) em (3.23), tem-se:

$$E_{th} \angle \beta = V_L \angle \theta + Z_{th} \angle \sigma I_L \quad (3.26)$$

Considerando a impedância de Thévenin da forma $\bar{Z}_{th} = R_{th} + jX_{th}$, e separando (3.26) em partes real e imaginária, tem-se:

$$E_{th} \cos(\beta) = R_{th} I_L + V_L \cos(\theta) \quad (3.27)$$

$$E_{th} \sin(\beta) = X_{th} I_L + V_L \sin(\theta) \quad (3.28)$$

Em barras de EAT a reatância é muito maior que a resistência de Thévenin ($X_{th} \gg R_{th}$), então é razoável assumir $R_{th} \approx 0$. Logo uma estimativa para o ângulo β é obtido da expressão (3.27), assim:

$$\beta = \cos^{-1} \left(\frac{V_L \cos(\theta)}{E_{th}} \right) \quad (3.29)$$

Na equação anterior, V_L e θ são valores conhecidos obtidos pelas PMUs. Então, para poder estimar o valor de β , precisa-se primeiro atribuir um valor para E_{th} . Para atribuir um valor a E_{th} é preciso conhecer um intervalo admissível entre que valores

máximo e mínimo encontra-se. Então, o valor inicial da E_{th} poderia ser qualquer valor neste intervalo.

A estimação da reatância é obtida através da expressão (3.28), sendo conhecidos a tensão E_{th} e o ângulo β , assim:

$$X_{th} = \frac{E_{th} \sin(\beta) - V_L \sin(\theta)}{I_L} \quad (3.30)$$

3.2.4 Estimação Inicial da Tensão de Thévenin

É analisado um intervalo admissível para valores da tensão de Thévenin E_{th} . Para isso consideram-se cargas indutivas. A tensão E_{th} será expressa em função das impedâncias, com o objetivo de analisar quais são seus valores extremos. A partir da Fig. 3.7 é obtida uma relação para E_{th} em função da tensão da carga e das impedâncias, como segue:

$$\bar{E}_{th} = \frac{\bar{V}_L(\bar{Z}_{th} + \bar{Z}_{load})}{\bar{Z}_{load}} \quad (3.31)$$

Na equação anterior, \bar{V}_L e \bar{Z}_{load} são valores conhecidos. Então precisa ser analisada a soma das impedâncias, $\bar{Z}_{th} + \bar{Z}_{load}$. Desta maneira, define-se o vetor $\bar{\mu}$:

$$\bar{\mu} = \frac{\bar{Z}_{th} + \bar{Z}_{load}}{\bar{Z}_{load}} = \frac{\bar{Z}_{th}}{\bar{Z}_{load}} + 1 \quad (3.32)$$

Considerando o vetor $\bar{\mu}$ na equação (3.31), tem-se:

$$\bar{E}_{th} = \bar{V}_L \bar{\mu} \quad (3.33)$$

$$E_{th} = V_L |\bar{\mu}| \quad (3.34)$$

Portanto, para ter uma faixa de valores permissíveis da tensão de Thévenin, será analisado o vetor $\bar{\mu}$, assim como qual é o valor máximo e mínimo do módulo do mesmo.

Têm-se as considerações seguintes:

- Sistemas em EAT, \bar{Z}_{th} é indutiva;
- Como a potência reativa das cargas é indutiva, \bar{Z}_{load} é indutiva;
- Em sistemas radiais, no ponto de medição, o fluxo de potência reativa deve ser indutivo;
- Os ângulos das impedâncias indutivas \bar{Z}_{th} e \bar{Z}_{load} , são menores ou iguais a 90° .

Reescrevendo (3.32) e incluindo as considerações anteriores:

$$\bar{\mu} = \frac{Z_{th}}{Z_{load}} \angle(\sigma - \theta) + 1 \quad (3.35)$$

Das considerações dos ângulos $0 \leq \sigma \leq 90^\circ$ e $0 \leq \theta \leq 90^\circ$, tem-se:

$$-90^\circ \leq (\sigma - \theta) \leq 90^\circ \quad (3.36)$$

A partir do intervalo de variação da diferença angular $(\sigma - \theta)$ da expressão (3.35) conclui-se:

$$|\bar{\mu}| = \left| \frac{Z_{th}}{Z_{load}} \angle(\sigma - \theta) + 1 \right| > 1 \quad (3.37)$$

Portanto, na expressão (3.34) pode-se considerar a tensão E_{th} mínima igual V_L .

$$E_{th}^{min} = V_L \quad (3.38)$$

A tensão E_{th} máxima é encontrada considerando a análise da Fig. 3.9, que corresponde aos possíveis valores do vetor $\bar{\mu}$:

Na Fig. 3.9 a seguir, as tensões de Thévenin máxima e mínima, $E_{th}^{máx*}$ e $E_{th}^{mín*}$, acontecem quando $(\sigma - \theta) = 0^\circ$ e $(\sigma - \theta) = 90^\circ$, respectivamente. Entretanto, para calcular estes valores, precisa-se conhecer previamente Z_{th} , portanto, estes valores são descartados. Em condições normais de operação, a impedância da carga é bem maior que a impedância equivalente de Thévenin. Então, para um valor máximo da tensão de Thévenin $E_{th}^{máx}$, pode-se considerar $Z_{load} = Z_{th}$, que corresponde ao ponto de máxima transferência de potência.

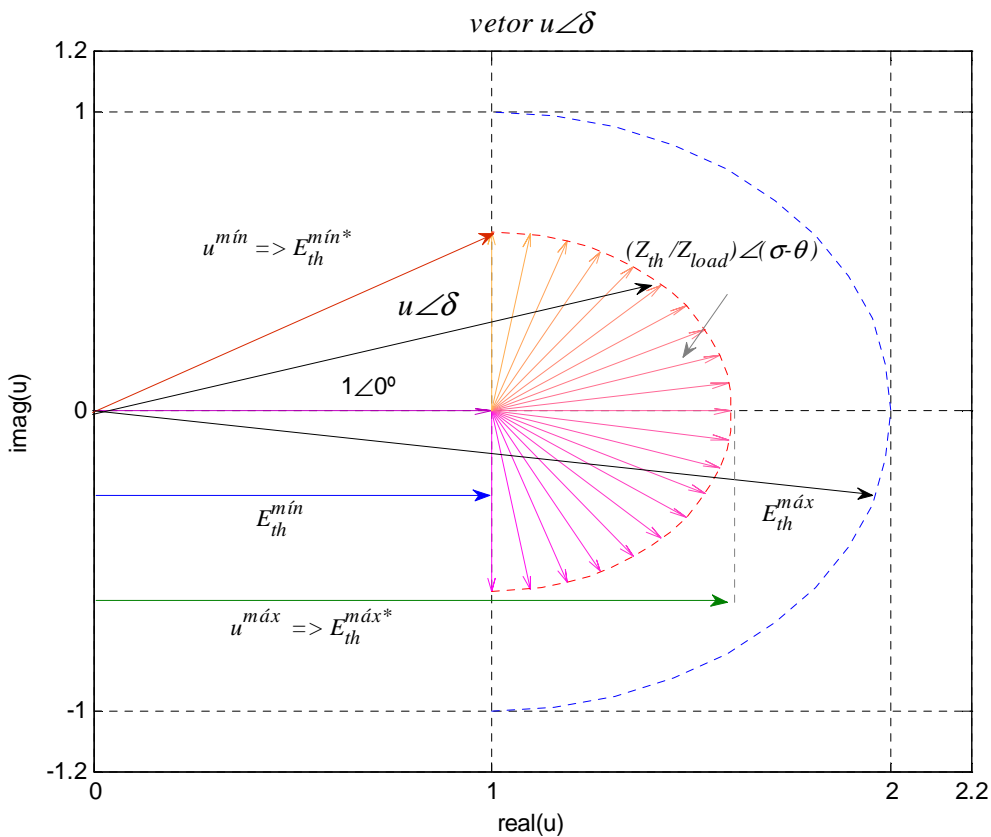


Fig. 3.9: Valores máximo e mínimo do vetor $\bar{\mu}$ associado a $E_{th}^{máx*}$ e $E_{th}^{mín*}$.

Quando a resistência $R_{th} \approx 0$, o ângulo da impedância de Thévenin σ é próximo a 90° . Além disso, considerando as impedâncias $Z_{load} = Z_{th}$, de (3.34) e (3.35), obtém-se uma expressão para a máxima tensão de Thévenin:

$$E_{th}^{máx} = V_L \left| 1 \angle (90^\circ - \theta) + 1 \right| \quad (3.39)$$

$$E_{th}^{m\acute{a}x} = V_L \sqrt{2(1 + \sin(\theta))} \quad (3.40)$$

Uma boa estimação inicial da tensão E_{th} é a média aritmética dos valores extremos considerados:

$$E_{th}^0 = \frac{E_{th}^{m\acute{a}x} + E_{th}^{m\acute{i}n}}{2} \quad (3.41)$$

3.3 Programação do Algoritmo de Identificação Recursiva

A lógica do algoritmo foi desenvolvida em [16]. O conteúdo apresenta um exemplo numérico simples, que mostra a base da identificação adaptativa dos parâmetros. No exemplo os valores corretos da tensão e da impedância de Thévenin são 20 V e 1 Ω , respectivamente. Para explicar a característica do método, assume-se que estes valores não são conhecidos. Para estimar, precisa-se assumir que os valores da tensão E_{th} e da impedância Z_{th} permanecem constantes entre duas medições subsequentes considerando uma taxa de amostragem de 20 ms, esta hipótese é bastante razoável.

A partir da análise com a impedância da carga igual 9 Ω , a corrente é 2 A e a tensão na impedância da carga vale 18 V. No passo seguinte, a impedância da carga diminui para 8 Ω . Sem alterar a lógica da análise, pode-se supor que se têm as medições de tensão e corrente e, em seguida, calcula-se a impedância da carga. Agora, é possível separar a análise em duas formas: uma para o caso de superestimação do valor da tensão do gerador, e a outra para o caso de subestimação.

- Quando se superestima a tensão $E_{th}=21$ V, os valores das variáveis do circuito são mostradas na Tabela 3.1, nas colunas 5 e 6. Deve-se notar que ao superestimar E_{th} , um decréscimo de Z_{load} é acompanhada por um decréscimo de Z_{th} ;

- Quando se subestima $E_{th}=19$ V, os valores das variáveis do circuito são mostradas na Tabela 3.1, nas colunas 7 e 8. Deve-se notar que ao subestimar E_{th} , um decréscimo de Z_{load} é acompanhada por um acréscimo de Z_{th} .

Tabela 3.1: Variáveis do circuito super e sub estimados de E_{th} .

Passo	Variáveis conhecidas			Variáveis estimadas			
	$Z_{load}(\Omega)$	$I_L(A)$	$V_L(V)$	$E_{th}(V)$	$Z_{th}(\Omega)$	$E_{th}(V)$	$Z_{th}(\Omega)$
1	9	2	18	21	1.5	19	0.5
2	8	2.22	17.76	21	1.46	19	0.56

Em conclusão, quando a impedância da carga decresce de 9 para 8 Ω , ela pode ser inferida a partir desta análise simples. Quando as variações das impedâncias da carga e de Thévenin têm a mesma direção, neste caso de 9 para 8 Ω , e de 1.5 para 1.46 Ω , respectivamente, o valor da tensão de Thévenin deve ser reduzido de 21 para $21-\varepsilon$. De outra forma, deve ser incrementada, como acontece com a impedância de Thévenin, de 0.5 para 0.56 Ω e, em consequência, a tensão de Thévenin deve ser incrementada de 19 para $19+\varepsilon$. Uma análise similar poderia ter sido feita para o caso quando a impedância da carga é incrementada. Neste caso, as conclusões seriam opostas, isto é, quando ambas variações das impedâncias possuírem o mesmo sentido, o valor da tensão seria incrementado. Caso contrário, deveria ser reduzida.

O exemplo descrito anteriormente serve para ilustrar a lógica do algoritmo. É necessário mencionar que é um exemplo muito simples.

Dados externos usados pelo algoritmo:

\vec{V}_L^i : medição i da PMU da tensão no nó de carga;

\vec{I}_L^i : medição i da PMU da corrente da carga.

A Fig. 3.10 apresenta o fluxograma do algoritmo com a lógica detalhada o qual é resumida nos 5 passos seguintes:

Passo 1:

Estimar o valor inicial da tensão E_{th}^0 de acordo com (3.41), as tensões $E_{th}^{máx}$ e $E_{th}^{mín}$ são calculadas com \bar{V}_L^0 e \bar{I}_L^0 que são os primeiros valores provenientes da PMU. Usando a tensão estimada E_{th}^0 calcular o valor inicial do ângulo β^0 de acordo com a equação (3.29).

Passo 2:

Usando os valores da tensão inicial E_{th}^0 e do ângulo β^0 estimados no Passo 1, calcular o valor inicial da impedância X_{th}^0 de acordo com a equação (3.30).

Passo 3:

Calcular E_{th}^i de acordo com as condições:

- Se a $\Delta Z_{load} < 0$, fazer:

$$\text{Se a } \Delta X_{th}^{i*} < tol_ \Delta x \text{ então } E_{th}^i = E_{th}^{i-1} - \varepsilon_{Eth}^i ;$$

$$\text{Se a } \Delta X_{th}^{i*} > tol_ \Delta x \text{ então } E_{th}^i = E_{th}^{i-1} + \varepsilon_{Eth}^i ;$$

$$\text{Se a } -tol_ \Delta x \leq \Delta X_{th}^{i*} \leq tol_ \Delta x \text{ então } E_{th}^i = E_{th}^{i-1} .$$

- Se a $\Delta Z_{load} > 0$, fazer:

$$\text{Se a } \Delta X_{th}^{i*} < tol_ \Delta x \text{ então } E_{th}^i = E_{th}^{i-1} + \varepsilon_{Eth}^i ;$$

$$\text{Se a } \Delta X_{th}^{i*} > tol_ \Delta x \text{ então } E_{th}^i = E_{th}^{i-1} - \varepsilon_{Eth}^i ;$$

$$\text{Se a } -tol_ \Delta x \leq \Delta X_{th}^{i*} \leq tol_ \Delta x \text{ então } E_{th}^i = E_{th}^{i-1} .$$

- Se a $\Delta Z_{load} = 0$, fazer:

$$E_{th}^i = E_{th}^{i-1}$$

Passo 4:

Com a tensão de Thévenin E_{th}^i atualizada no Passo 3, calcular β^i usando a equação (3.45). Estes valores são usados na equação (3.44) para calcular X_{th}^i .

Passo 5:

Mostrar em um gráfico os valores da tensão e da impedância de Thévenin, após incrementar i , e voltar ao Passo 3.

Apresenta-se a seguir as descrições das variáveis usadas no algoritmo. A maioria delas são utilizadas no Passo 4.

A variação da impedância da carga no passo i , corresponde à diferença das impedâncias nos passos i e $i-1$:

$$\Delta Z_{load}^i = Z_{load}^i - Z_{load}^{i-1} \quad (3.42)$$

onde a impedância da carga é determinada simplesmente pela razão entre os fasores V_L^i e I_L^i .

A variação da reatância de Thévenin ΔX_{th}^{i*} no passo i , corresponde à diferença das reatâncias no passo i^* e $i-1$, sendo i^* um passo intermediário:

$$\Delta X_{th}^{i*} = X_{th}^{i*} - X_{th}^{i-1} \quad (3.43)$$

Da equação (3.30) é obtida uma expressão para o cálculo da reatância X_{th}^i no passo i :

$$X_{th}^i = \frac{E_{th}^i \sin(\beta^i) - V_L^i \sin(\theta^i)}{I_L^i} \quad (3.44)$$

Da equação (3.29) é obtida uma expressão para o cálculo do ângulo β^i no passo i :

$$\beta^i = \cos^{-1} \left(\frac{V_L^i \cos(\theta^i)}{E_{th}^i} \right) \quad (3.45)$$

A reatância X_{th}^{i-1} em (3.43) no passo $i-1$ é calculada a partir da expressão (3.44) fazendo $i = i-1$.

A reatância X_{th}^{i*} corresponde a um valor intermediário de X_{th}^i , calculada com a equação (3.30) e usando os valores de V_L^i , I_L^i e θ^i atualizados. Porém, a tensão E_{th}^{i-1} é do passo anterior $i-1$. Também é necessário um cálculo intermediário do ângulo β^i , assim:

$$X_{th}^{i*} = \frac{E_{th}^{i-1} \sin(\beta^{i*}) - V_L^i \sin(\theta^i)}{I_L^i} \quad (3.46)$$

Da equação (3.29), obtém-se β^{i*} , que é o valor intermediário do ângulo β^i :

$$\beta^{i*} = \cos^{-1} \left(\frac{V_L^i \cos(\theta^i)}{E_{th}^{i-1}} \right) \quad (3.47)$$

O Passo 3 do algoritmo tem como objetivo atualizar a tensão de Thévenin. Considerando que se conhece em que direção, $+\varepsilon_{Eth}^i$ ou $-\varepsilon_{Eth}^i$, atualizar E_{th} , é necessário estabelecer o valor desse erro de atualização ε_{Eth}^i . Esta quantidade é considerada como um percentual k da tensão de Thévenin. Assim:

$$\varepsilon_{Eth}^i = kE_{th}^i \quad (3.48)$$

Onde k é um parâmetro pré-especificado, o qual deve garantir a rapidez de atualização da tensão. Dependendo do valor deste percentual a atualização pode ser lenta ou rápida, por exemplo, se o k for 5% significa que em cada medição fasorial i a tensão de Thévenin vai ser atualizada em 5% do seu valor; da mesma forma aconteceria para o $k = 1\%$, então quando se atualiza a E_{th} com 1% E_{th} e 5% E_{th} a precisão é 1% e 5%, respectivamente. Deve-se notar que quando o valor de k diminui a atualização da tensão é lenta, mas a precisão é maior. Quando incrementa o valor de k a atualização é rápida, mas a precisão é menor. Para determinar o percentual k ótimo é necessário procurar um equilíbrio entre rapidez e precisão na atualização da tensão de Thévenin. O processo para determinar o k ótimo foi feito testando valores, geralmente a maioria deles na ordem de 10^{-4} .

O parâmetro k nas simulações foi ajustado de modo de garantir o equilíbrio entre rapidez e precisão. Deve-se notar que ao iniciar as simulações, o parâmetro $k_{inicial}$ é um valor maior ao ajustado k , com o objetivo de aproximar-se rapidamente a um valor em torno da E_{th} . O parâmetro $k_{inicial}$ pode ser considerado entre os primeiros 100 ou 200 fasores das PMUs. Deste ponto em diante, o parâmetro k retorna a seu valor original ajustado.

Simulações feitas em sistemas simplificados e, conhecidos com antecedência os parâmetros do seu equivalente de Thévenin, indicaram que, os valores ótimos estão na ordem de 10^{-4} a 10^{-6} . Dependendo do programa usado estes valores podem variar. Na Tabela 3.2 são apresentados os ajustes dos parâmetros $k_{inicial}$, k e $tol_Δx$ utilizados nas simulações do circuito de Thévenin desenvolvido em Matlab [34], bem como, também, para as simulações nos programas comerciais DigSILENT [35] e Simulight [36]. Onde $tol_Δx$ é uma tolerância; para valores de $ΔX_{th}^{i*}$ menores que esta tolerância não atua a atualização da tensão de Thévenin.

Tabela 3.2: Valores ajustados dos parâmetros $k_{inicial}$, k e $tol_Δx$.

Variáveis	Circuito de Thévenin	DigSILENT	Simulight
$k_{inicial}$	$1x10^{-2}$	$1x10^{-2}$	$1x10^{-3}$
k	$1x10^{-3}$	$1x10^{-3}$	$1x10^{-6}$
$tol_Δx$	$1x10^{-4}$	$1x10^{-4}$	$1x10^{-7}$

Da Tabela 3.2 podem-se obter duas relações entre os parâmetros $k_{inicial}$, k e $tol_Δx$, assim:

$$\frac{k_{inicial}}{10} \cong k \cong 10 tol_Δx \quad (3.49)$$

$$tol_Δx < k < k_{inicial} \quad (3.50)$$

A relação (3.49) permite fazer um ajuste rápido dos parâmetros, mas nem sempre acontece essa relação, como exemplo, na coluna 4 da Tabela 3.2.

Outros parâmetros que funcionaram bem para o programa DigSILENT foram $k_{inicial} = 2x10^{-2}$, $k = 1x10^{-3}$ e $tol_Δx = 0.5x10^{-5}$, para o circuito de Thévenin foram $k_{inicial} = 0.5x10^{-2}$, $k = 1x10^{-3}$ e $tol_Δx = 0.5x10^{-5}$, e podem ser obtidos muitos conjuntos destes valores, não obstante, a relação (3.50) é mantida, e eles são calculados a partir do valor de k que foi ajustado fazendo alguns testes.

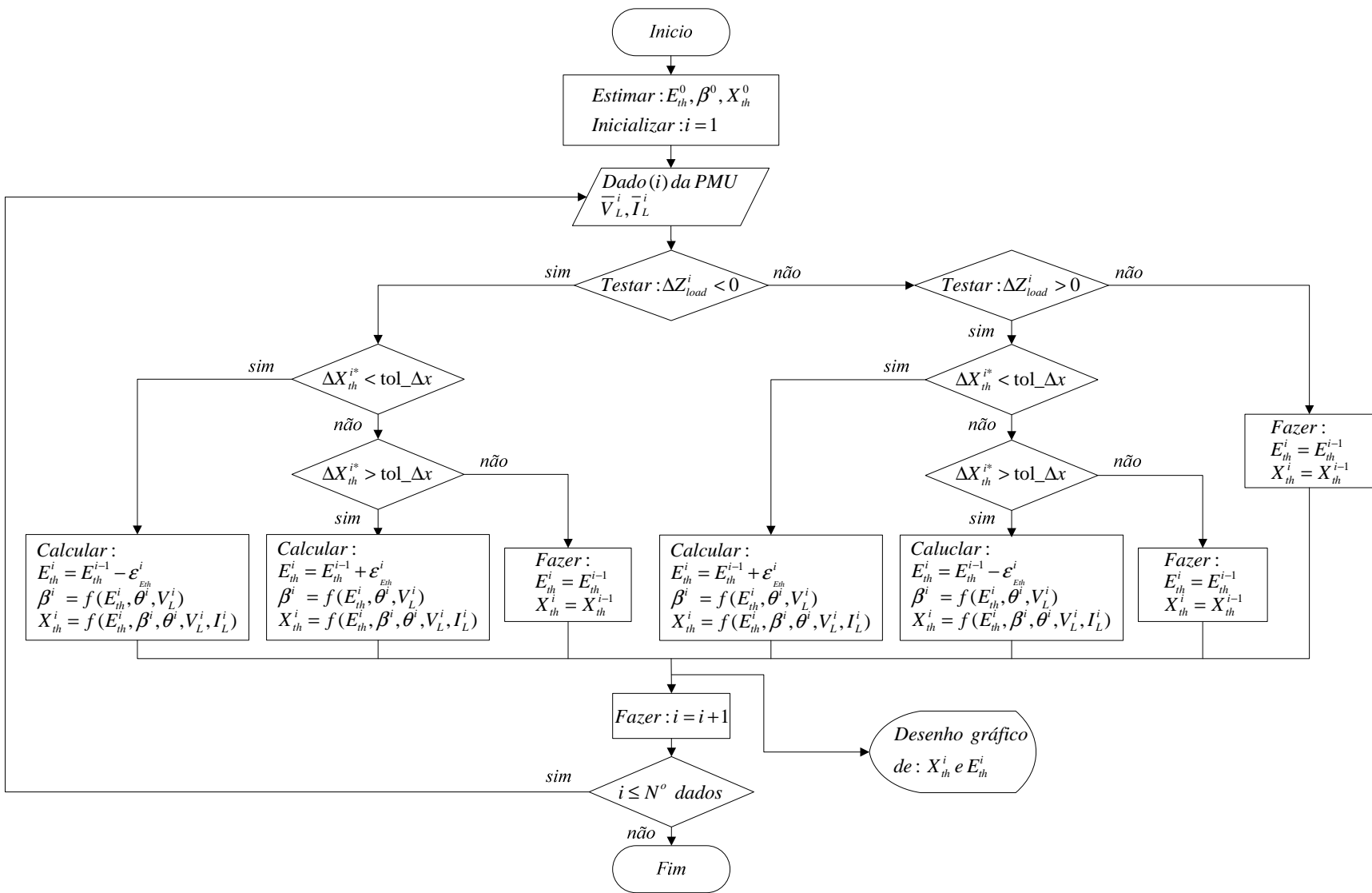


Fig. 3.10: Fluxograma do algoritmo de identificação recursiva.

CAPÍTULO 4

Análise do Comportamento do Algoritmo em Circuitos Simplificados

Este capítulo apresenta avaliações e análises detalhadas do funcionamento do algoritmo na estimação dos parâmetros de Thévenin de um circuito simplificado implementado em Matlab [34]. Neste circuito, o modelo da carga e impedância constante e, para este modelo de carga, o sistema não apresenta ponto de instabilidade.

O sistema simulado é um circuito simples e sem dinâmica, mostrado na Fig. 4.1. Os valores das variáveis estão expressos no sistema em por unidade. Além disso, é mostrada uma análise da influência da resistência de Thévenin na estimação dos parâmetros do equivalente de Thévenin. Por fim, o circuito é simulado com um perfil de carga real, obtido dos dados armazenados de uma PMU localizada na subestação Nova Santa Rita do Sistema Elétrico Brasileiro.

A lógica do algoritmo para a estimação dos parâmetros é baseada em variações da impedância da carga. Portanto, nas simulações é necessário que a impedância da carga seja variável. Os resultados da tensão e da corrente fasorial, \bar{V}_L e \bar{I}_L , respectivamente, da barra de carga são armazenados e simulam serem dados medidos da PMU para, posteriormente, serem processados pelo algoritmo de identificação recursiva. Os resultados deste algoritmo são a estimação dos parâmetros de Thévenin.

Os valores dos parâmetros $k_{inicial}$, k e $tol_{\Delta x}$, usados pelo algoritmo, são ajustados para 10^{-2} , 10^{-3} e 10^{-4} , respectivamente.

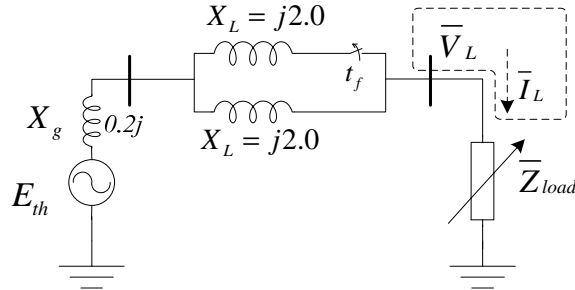


Fig. 4.1: Circuito simplificado utilizado como exemplo.

Características do circuito simplificado:

- O gerador é representado pelo conjunto tensão de Thévenin e reatância, com os valores de, respectivamente, $\bar{E}_{th} = 1.0 \angle 0^\circ$ e $X_g = j0.2$;
- Linhas de transmissão 100% indutivas com reatância de $X_L = j2.0$, sem o efeito capacitivo;
- Carga do tipo impedância constante e com fator de potência ($fp = \cos 30^\circ$);
- t_f é o instante de operação do interruptor.

O algoritmo usa como variáveis de entrada as grandezas fasoriais \bar{V}_L e \bar{I}_L , que são fornecidas pela simulação do circuito. Logo, se têm como variáveis de saída \bar{E}_{th} e \bar{Z}_{th} . É importante usar este sistema conhecido, já que permite comparar os valores reais com os estimados pelo algoritmo.

4.1 Operação em Regime Permanente

Esta seção mostra o resultado da estimação dos parâmetros de Thévenin do circuito simplificado para o regime permanente, sendo consideradas pequenas variações manuais de carga. Estas variações são mostradas na Fig. 4.2. O coeficiente angular da curva é alto, com o objetivo de ter alta concentração de dados, ou seja, 10 s de dados podem significar 10 min. Nesta seção, os parâmetros de Thévenin são constantes.

Este caso ocorre sem operação do interruptor, com $\bar{E}_{th} = 1.0 \angle 30^\circ$ e $\bar{Z}_{th} = j1.2$. O circuito da Fig. 4.1 é simulado com o perfil da carga Z_{load} mostrado na Fig. 4.2. No intervalo de tempo entre 0 e 5 s, a variação da impedância é negativa ($\Delta Z_{load} < 0$), e no intervalo de tempo entre 5 e 10 s, a variação é positiva ($\Delta Z_{load} > 0$). É uma boa forma de variação para ingressar em todos os processos de decisões lógicas, e poder testar e verificar a validade do algoritmo.

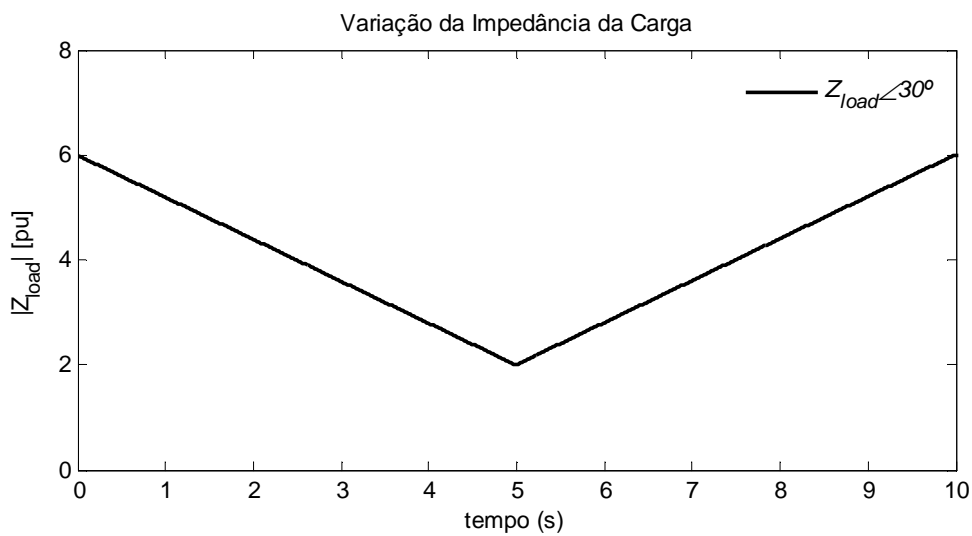


Fig. 4.2: Curva de variação da impedância da carga.

Na Fig. 4.3 apresentam-se a tensão estimada pelo algoritmo (curva azul) e as tensões de Thévenin, máxima e mínima, consideradas no Capítulo 3. Deve-se notar que, ao início da simulação, a tensão E_{th} apresenta pequenas oscilações entre 0 e 1 s. Isto acontece devido ao erro $\varepsilon_{E_{th}}$ de atualização da tensão E_{th} . Tal erro é considerado neste período inicial como sendo o percentual $k_{inicial}$ da tensão E_{th} . No tempo entre 1 e 10 s, o erro de atualização passa a ser o percentual k da tensão E_{th} . A princípio, a tensão estimada na etapa final não apresenta erros.

Na Fig. 4.4 apresenta-se uma vista amplificada da Fig. 4.3, onde se percebe oscilações da tensão de Thévenin em torno do seu valor real.

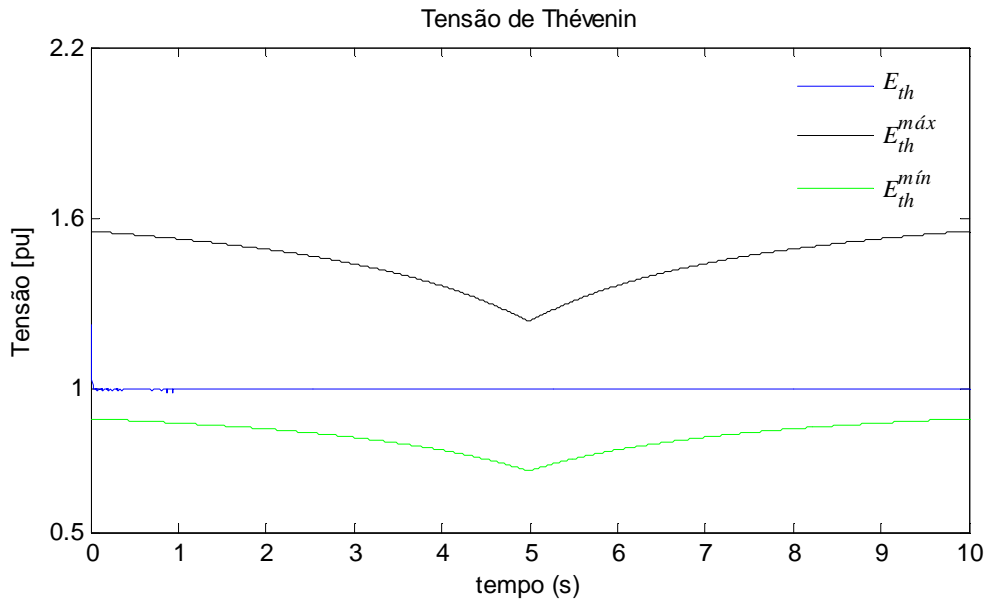


Fig. 4.3: Tensão de Thévenin estimada pelo algoritmo em regime permanente.

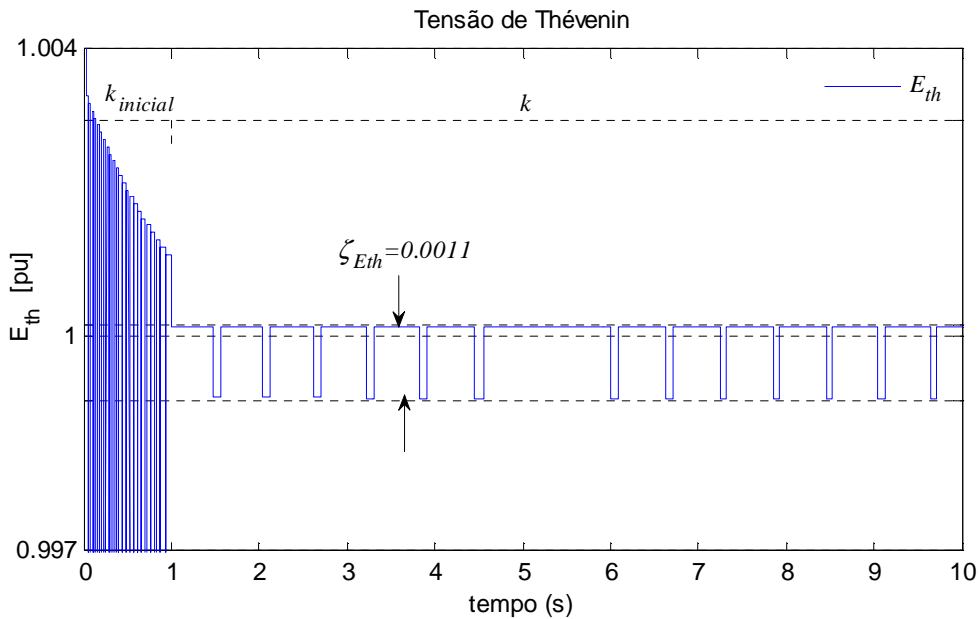


Fig. 4.4: Vista ampliada da Fig. 4.3.

Na Fig. 4.4 apresenta-se uma vista detalhada da estimação da tensão de Thévenin. Observa-se que a tensão E_{th} oscila em torno do seu valor real 1.0, com um erro $\zeta_{E_{th}}$, aproximadamente, constante. A estimação da E_{th} apresenta duas etapas, que são descritas a seguir:

- Entre 0 e 1 s, o erro de atualização é o percentual $k_{inicial}$. Nesta etapa, a E_{th} se aproxima rapidamente ao seu valor real 1 e depois oscila em torno deste valor até mudar de erro de atualização. Deve-se notar que não é necessário simular muitos fasores, já que a estimação cruza o seu valor real em 0.1 s, aproximadamente. O erro nesta etapa é $k_{inicial} E_{th} \approx 0.01$.
- Entre 1 e 10 s, o erro de atualização muda para o percentual k . A E_{th} , ao finalizar a primeira etapa, se encontra próximo do seu valor real. Não obstante, oscila com grandes erros, sendo necessário reduzir a amplitude de oscilação. Para isso, o algoritmo muda de erro de atualização de $k_{inicial} E_{th}$ para $k E_{th}$. Da Fig. 4.4 observa-se que o erro é 0.0011, sendo este uma aproximação de $k E_{th}$.

Na Fig. 4.5 mostra-se a $Z_{th} = X_{th}$ estimada. Deve-se notar que ela apresenta similares características da E_{th} .

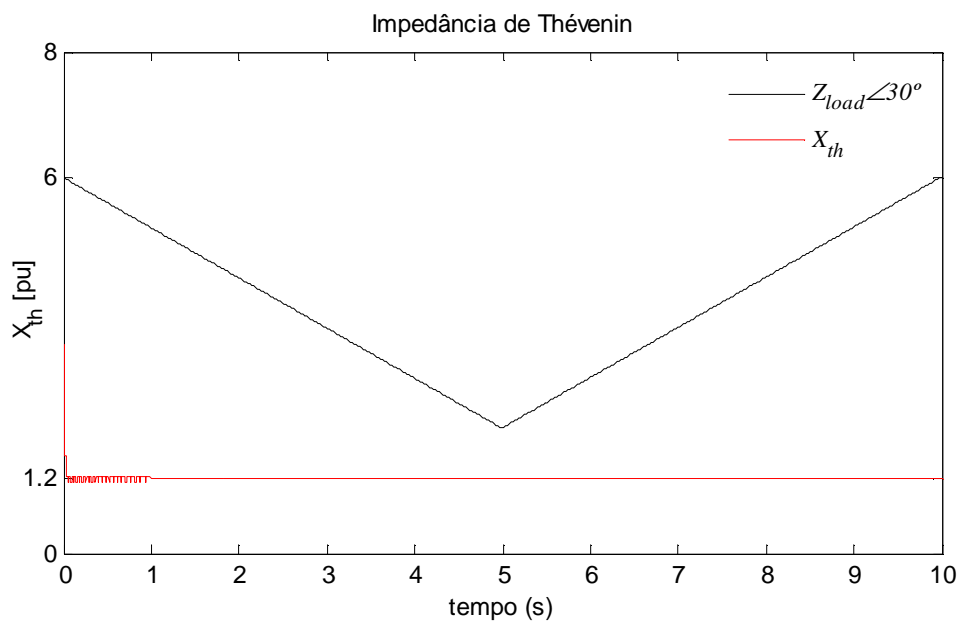


Fig. 4.5: Impedância de Thévenin estimada pelo algoritmo em regime permanente.

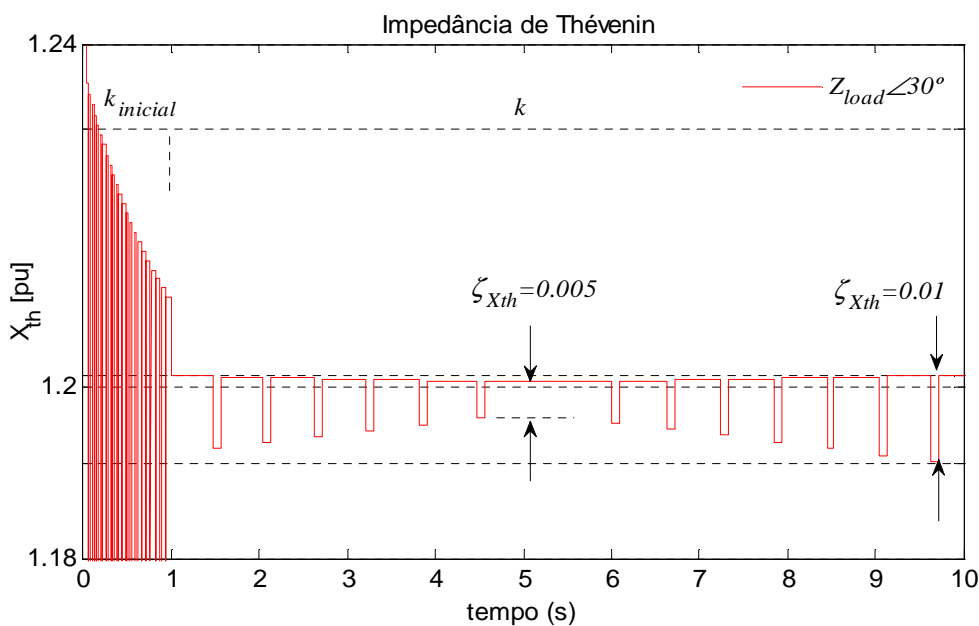


Fig. 4.6: Vista ampliada da Fig. 4.5.

A Fig. 4.6 é uma vista ampliada da Fig. 4.5. Nesta figura, pode-se observar que o erro ($\zeta_{X_{th}}$) na estimação da X_{th} não é constante. Em $t \approx 5$ s, o erro alcança o seu valor mínimo, enquanto que em $t \approx 10$ s alcança o seu valor máximo.

A análise do erro da impedância é desenvolvida a seguir:

Considere as variações ΔE_{th} , ΔX_{th} e $\Delta \beta$ da tensão, a impedância e o ângulo β . Podem ser substituídos os novos valores atualizados da tensão $E_{th}^i + \Delta E_{th}^i$, do ângulo $\beta^i + \Delta \beta^i$ e da impedância $X_{th}^i + \Delta X_{th}^i$, na equação de impedância (3.44) do Capítulo 3. A expressão é a seguinte:

$$X_{th}^i + \Delta X_{th}^i = \frac{(E_{th}^i + \Delta E_{th}^i) \sin(\beta^i + \Delta \beta^i) - V_L^i \sin(\theta^i)}{I_L^i} \quad (4.1)$$

Na equação anterior, o ângulo β apresenta pequenas variações ($\Delta \beta^i \approx 0^\circ$) entre dois passos subsequentes. Isto pode ser observado na Fig. 4.7. Portanto, é razoável considerar a aproximação $\sin(\beta^i + \Delta \beta^i) \approx \sin(\beta^i)$. Reescrevendo a expressão anterior tem-se:

$$X_{th}^i + \Delta X_{th}^i \approx \frac{E_{th}^i \sin(\beta^i) - V_L^i \sin(\theta^i)}{I_L^i} + \frac{\Delta E_{th}^i \sin(\beta^i)}{I_L^i} \quad (4.2)$$

Da equação anterior, X_{th}^i é igual ao primeiro fator da soma e, portanto, ΔX_{th}^i é igual ao segundo fator:

$$\Delta X_{th}^i \approx \frac{\Delta E_{th}^i \sin(\beta^i)}{I_L^i} \quad (4.3)$$

Na equação anterior, ΔE_{th}^i é o erro de atualização da tensão de Thévenin ($\varepsilon_E^i = kE_{th}^i$), definido em (3.48) do Capítulo 3. A corrente I_L^i é função da tensão V_L^i e da impedância Z_{load}^i . Reescrevendo a equação anterior:

$$\Delta X_{th}^i \approx \frac{Z_{load}^i \sin(\beta^i)}{V_L^i} kE_{th}^i \quad (4.4)$$

Da equação anterior, se conclui que o erro da impedância ΔX_{th}^i é função do erro de atualização da tensão kE_{th}^i e é amplificado pelo fator $(Z_{load}^i \sin(\beta^i) / V_L^i)$.

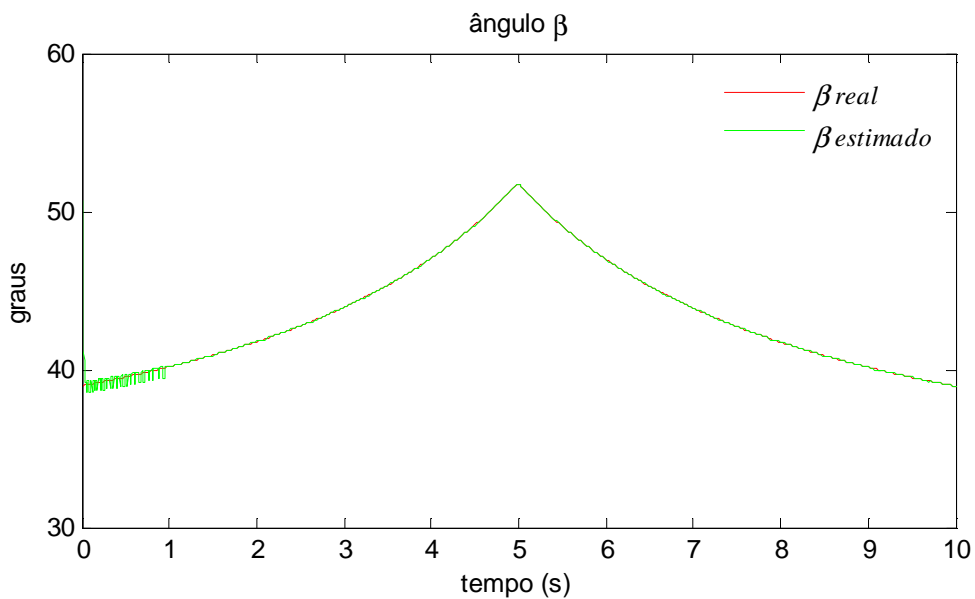


Fig. 4.7: Ângulo β estimado pelo algoritmo em regime permanente.

Na Fig. 4.7 mostra-se o ângulo β , que é o ângulo entre os fasores \bar{E}_{th} e \bar{I}_L (equação (3.24)).

O fator de amplificação em 5 s é obtido com valores da impedância da carga $Z_{load}^i = 2$, tensão $V_L^i = E_{th}^{min} \approx 0.75$, e o ângulo $\beta^i \approx 52^\circ$. Somente com fins ilustrativos, estes dados foram obtidos dos gráficos 4.2, 4.3 e 4.7 respectivamente. O erro da impedância neste ponto é o erro da tensão amplificado 2.1 vezes ($\Delta X_{th}^i \approx 2.1kE_{th}^i$). Em 10 s, os valores são: $Z_{load}^i = 6$, $V_L^i = E_{th}^{min} \approx 0.85$ e $\beta^i \approx 39^\circ$, onde o fator de amplificação vale 4.44 vezes o erro da tensão ($\Delta X_{th}^i \approx 4.44kE_{th}^i$).

4.2 Efeito do Fator de Potência da Carga

Nesta seção o objetivo é avaliar o desempenho do algoritmo, considerando diferentes fatores de potência ou ângulo da carga. O sistema da Fig. 4.1 é simulado com o perfil de variação da impedância da carga da Seção 4.1. São considerados quatro fatores de potência: $\cos(0^\circ)$, $\cos(30^\circ)$, $\cos(60^\circ)$ e $\cos(90^\circ)$. Os parâmetros de Thévenin não sofrem variações.

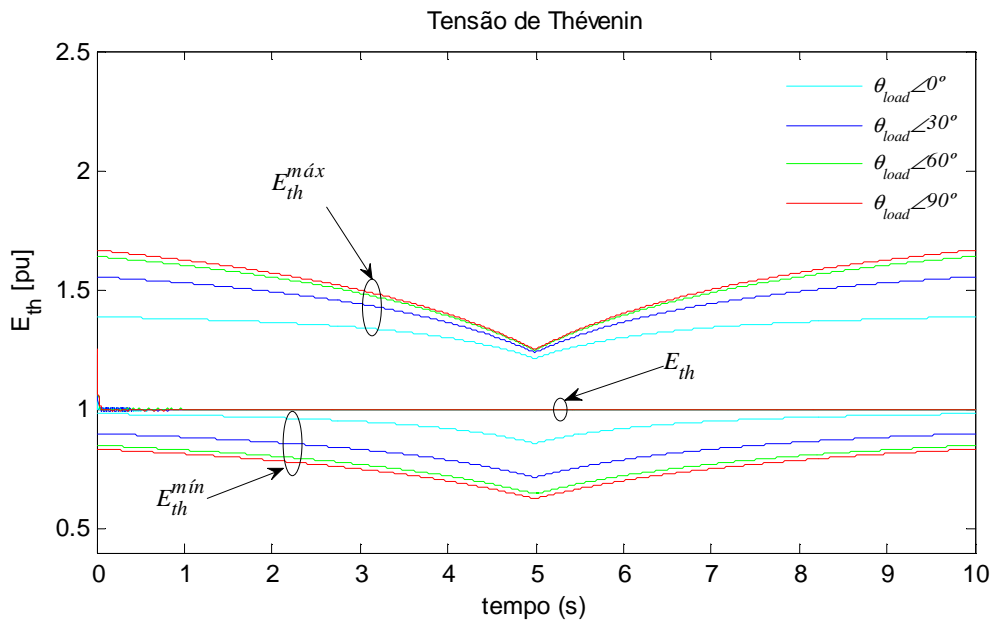


Fig. 4.8: Tensão de Thévenin estimada em função do fator de potência.

As tensões máxima e mínima de Thévenin são função do ângulo θ . Pode-se observar na Fig. 4.8, que quando o ângulo é 0° , a faixa de valores permissíveis na estimação da E_{th} é mais estreita em comparação com a faixa para o ângulo de 90° . Da relação (3.40) do Capítulo 3, a $E_{th}^{máx}$ é igual a V_L multiplicado por o fator $\sqrt{2(1+\sin(\theta))}$. Em cargas indutivas, o fator é mínimo quando o ângulo θ vale 0° , e máximo quando ele vale 90° . Da mesma maneira acontece com a $E_{th}^{mín}$ que é igual a V_L , sendo esta última dependente do ângulo θ .

Na Fig. 4.9 apresenta-se a E_{th} estimada em uma vista ampliada em função dos fatores de potência. Observa-se para o ângulo de 60° , o erro absoluto é máximo $\zeta_{Eth} = 0.0011$. Como já mencionado, a E_{th} é conhecida a priori e é igual a 1.0 e, portanto, o percentual do erro relativo é:

$$\% \zeta_{Eth} = \frac{0.0011}{E_{th}} \times 100\% = 0.11\%$$

Para estes casos, o algoritmo estima o valor da E_{th} com um erro relativo máximo de 0.11%.

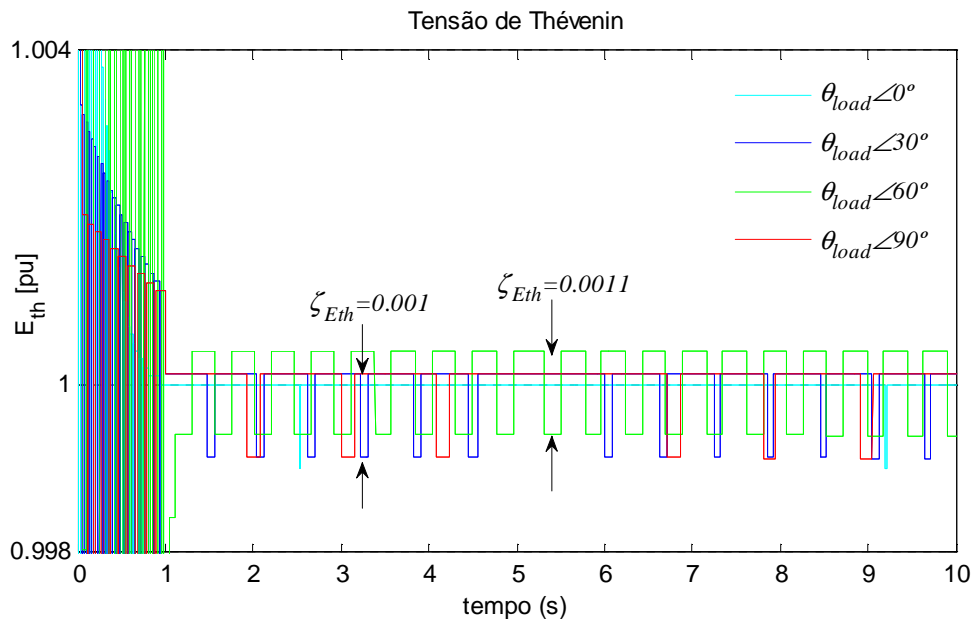


Fig. 4.9: Vista ampliada da Fig. 4.8.

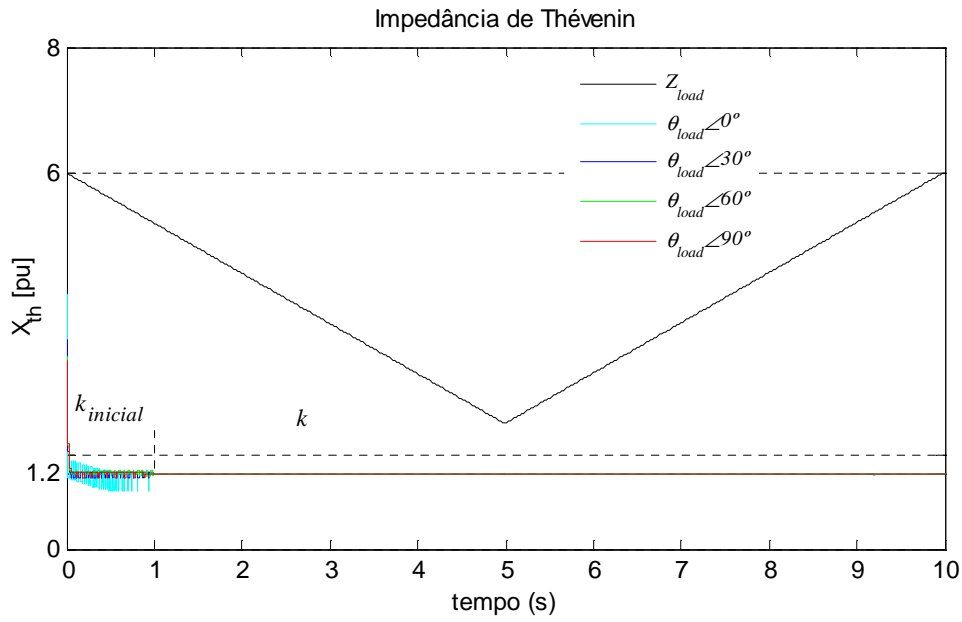


Fig. 4.10: Impedância de Thévenin estimada em função do fator de potência.

Na Fig. 4.10 é mostrada a X_{th} estimada em função dos ângulos de carga. No início da simulação observa-se que a amplificação no erro da impedância é maior quando o ângulo θ é 0° .

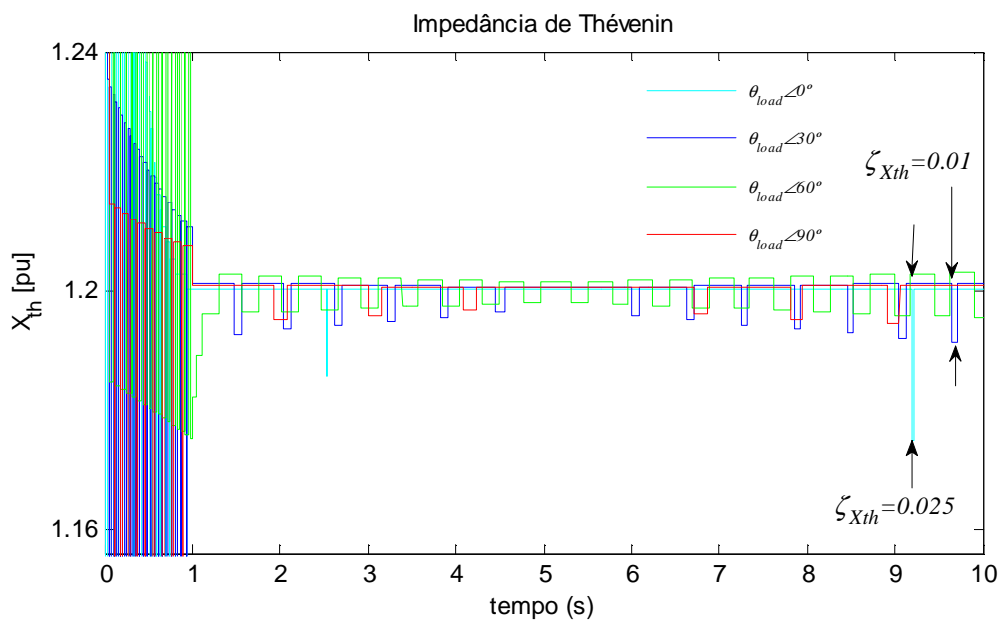


Fig. 4.11: Vista ampliada da Fig. 4.10.

A Fig. 4.11 mostra a X_{th} estimada em uma vista ampliada em função do ângulo de carga. O erro máximo para X_{th} é $\zeta_{X_{th}} = 0.025$, e acontece quando o fator de potência é 1. O percentual relativo máximo do erro nas curvas é:

$$\% \zeta_{X_{th}} = \frac{0.025}{X_{th}} \times 100\% = 2.5\%$$

Das análises anteriores, pode-se concluir que o fator de potência da carga praticamente não influencia nos cálculos do algoritmo.

4.3 Efeito da Variação da Impedância de Thévenin

As variações da impedância de Thévenin em um sistema podem ser causadas por mudança da configuração do sistema. Por exemplo, ligamentos e desligamentos de linhas de transmissão, operação de sistemas de compensação reativa, mudança do tape dos OLTCs, ou atuação dos limitadores de corrente de sobre-excitação.

Nesta seção é simulada uma variação da impedância de Thévenin. A contingência considerada é o desligamento de uma linha de transmissão em $t_f = 10\text{ s}$ do sistema apresentado na Fig. 4.1. O perfil de variação da impedância da carga é mostrado na Fig. 4.12, com fator de potência $\cos(30^\circ)$. A tensão de Thévenin do circuito antes mencionado permanece constante em pré e em pós-distúrbio. A impedância é quem varia. Inicialmente, a impedância vale $j1.2$, valor que corresponde à soma da reatância do gerador com a reatância equivalente das duas linhas em paralelo. Após a falta, a impedância é a soma das reatâncias em série do gerador com a de uma linha, sendo seu o valor igual a $j2.2$.

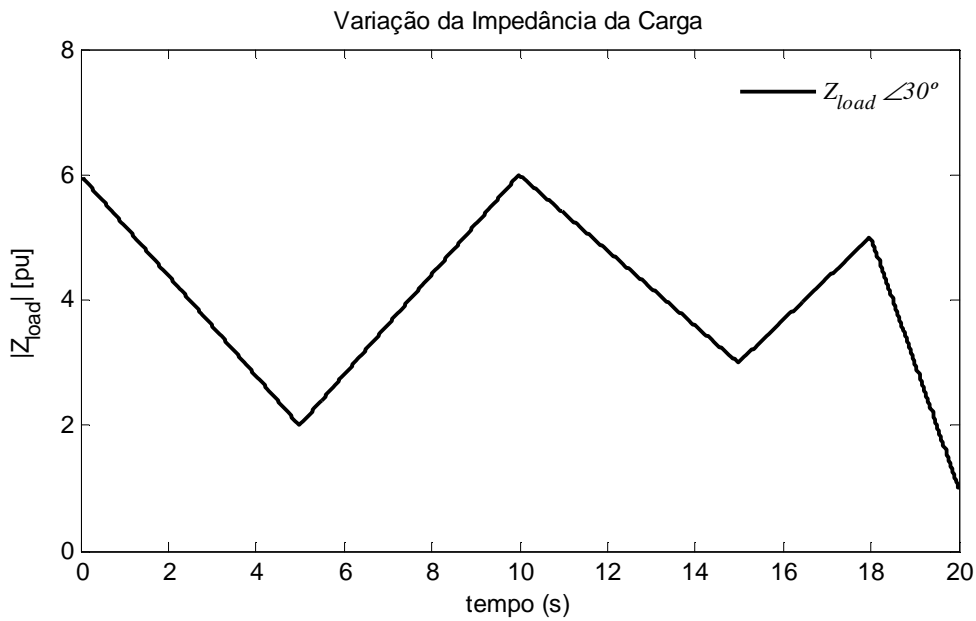


Fig. 4.12: Curva de variação da impedância da carga.

Na Fig. 4.12 apresenta-se o perfil de variação da impedância da carga considerada nesta seção, a qual foi desenhada convenientemente para ter o cruzamento das impedâncias Z_{th} e Z_{load} , aproximadamente em 19 s, depois de acontecida a falha.

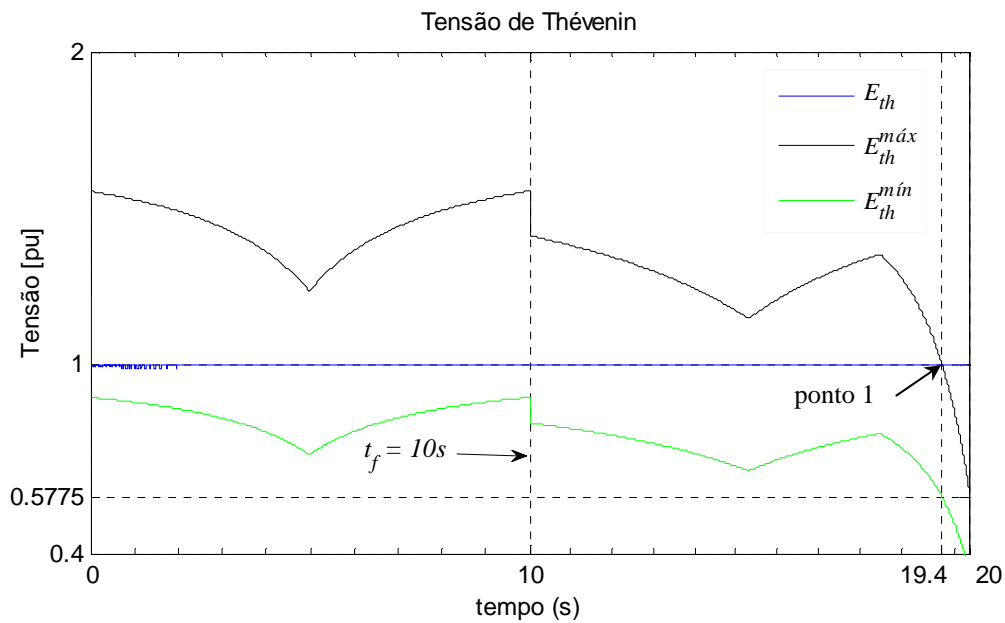


Fig. 4.13: Tensão de Thévenin estimada com distúrbio da X_{th} no sistema.

Na Fig. 4.13 é apresentada a estimação da tensão de Thévenin. Observa-se que, no *ponto 1*, as tensões E_{th} e $E_{th}^{máx}$ são iguais. Lembrando que $E_{th}^{máx}$ foi definida, no Capítulo 3 equação (3.40), como a tensão de Thévenin no ponto de máximo carregamento. Portanto, no *ponto 1* deste gráfico, ocorre a máxima transferência de potência.

O dito no parágrafo anterior é comprovado com o cruzamento das impedâncias da carga e de Thévenin, mostrado no *ponto 1* da Fig. 4.14. Em cargas 100%PQ, potência constante, o ponto de máximo carregamento coincide com a instabilidade do sistema. Não obstante, em cargas do modelo ZIP, a instabilidade ocorre após do cruzamento de ditas impedâncias. Neste caso, a carga é modelada como impedância constante e, para este modelo de carga, não é possível a instabilidade. O *ponto 1* dos gráficos Fig. 4.13 e Fig. 4.14 ocorrem no mesmo instante. Após este ponto, o sistema ainda opera.

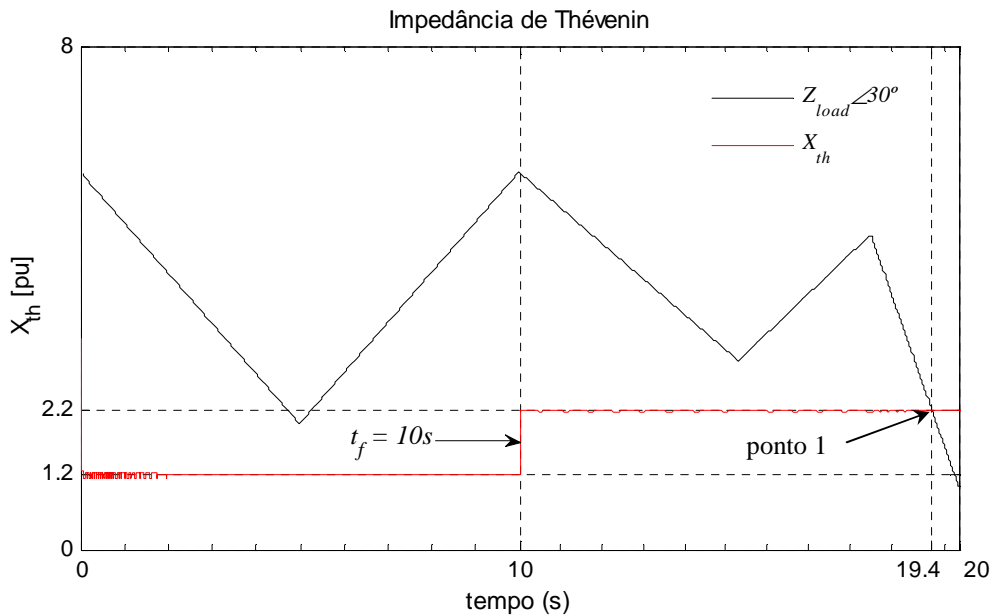


Fig. 4.14: Impedância de Thévenin estimada com distúrbio da X_{th} no sistema.

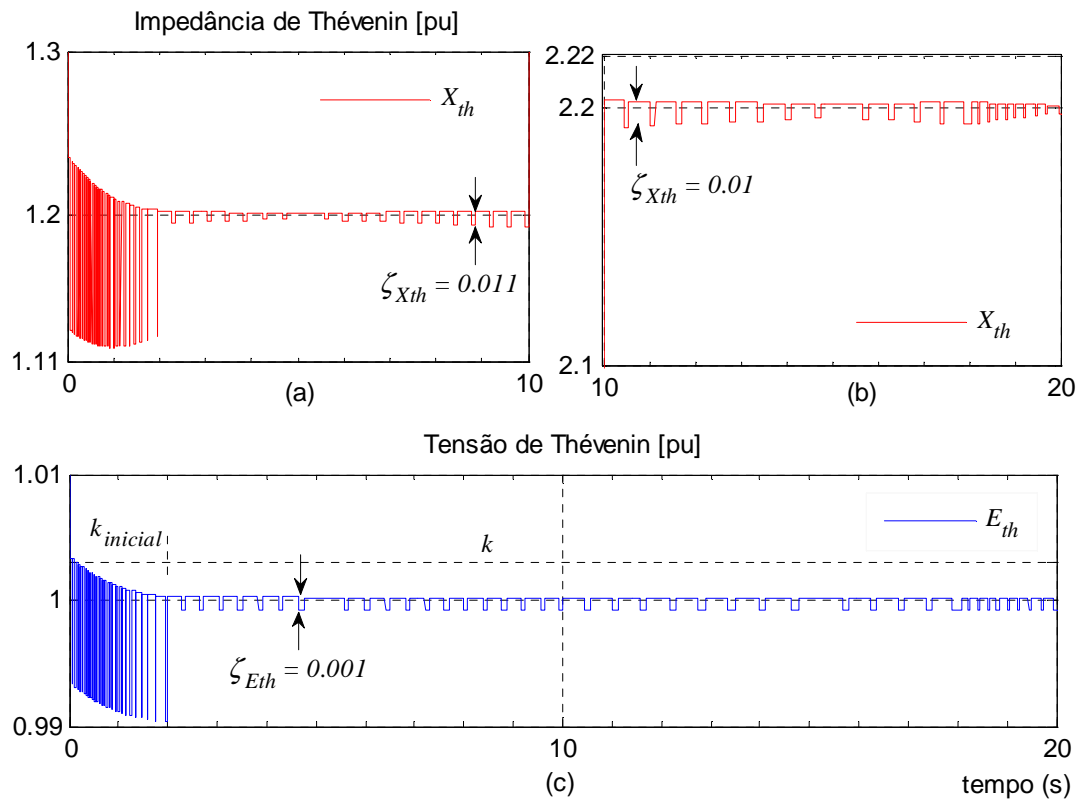


Fig. 4.15: Vista ampliada da Fig. 4.13 e Fig. 4.14.

Observa-se que os gráficos Fig. 4.15 (a) e Fig. 4.15 (b) são imagens ampliadas da impedância de Thévenin, em situações de pré e pós-contingência, com um erro máximo de 0.11. A Fig. 4.15 (c) é também uma imagem ampliada, mas da tensão de Thévenin, que apresenta um erro máximo de 0.001.

O percentual do erro da tensão de Thévenin pré e pós-distúrbio é:

$$\% \zeta_{E_{th}} = \frac{0.001}{E_{th}} \times 100\% = 0.1\%$$

Os percentuais do erro da impedancia de Thévenin pré e pós-distúrbio são:

$$\% \zeta_{X_{th \text{ pré-falha}}} = \frac{0.011}{X_{th \text{ pré-falha}}} \times 100\% = 0.92\%$$

$$\% \zeta_{X_{th \text{ pós-falha}}} = \frac{0.0011}{X_{th \text{ pós-falha}}} \times 100\% = 0.05\%$$

As curvas PV do circuito simples são apresentadas na Fig. 4.16. Observa-se que a potência máxima na curva pré-contingência é maior que a da curva pós-contingência.

Isto se deve ao fato de que em pré-contingência têm-se duas linhas de transmissão em paralelo e a potência transmitida alcança valores maiores em comparação à apenas uma linha. Portanto, quanto menor for a impedância de Thévenin, maior é a potência máxima transmitida, e quanto maior for a impedância de Thévenin, menor é a potência máxima transmitida.

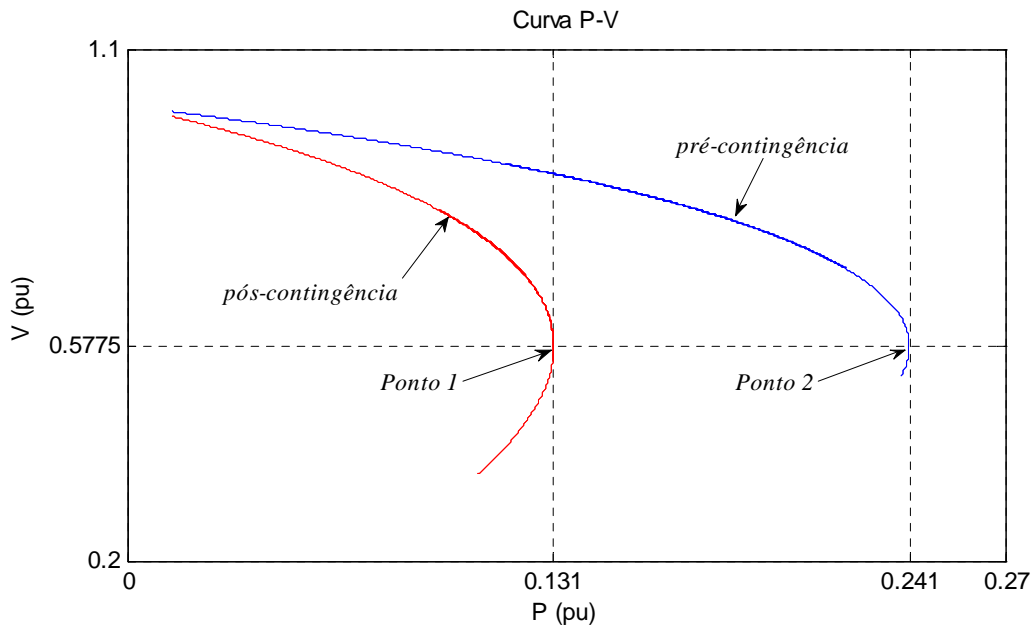


Fig. 4.16: Curva PV com e sem contingência.

Note-se que as tensões nos pontos de máxima potência são iguais. Isto ocorre porque a tensão na carga é função da tensão E_{th} e dos ângulos σ e θ (equação (3.19) do Capítulo 3), os quais permanecem constantes. Com fatores de potência $\cos(\theta)$ diferentes, os valores de tensão V_L são diferentes.

Da equação (3.19), tem-se uma expressão da tensão da carga V_L no ponto de máximo carregamento. Além disso, de (3.16) tem-se uma expressão da potência máxima $P_{máx}$, sendo elas:

$$V_{L(Pmáx)} = \frac{E_{th}}{\sqrt{2(1 + \cos(\sigma - \theta))}}$$

$$P_{máx} = \frac{E_{th}^2 \cos(\theta)}{2Z_{th}(1 + \cos(\sigma - \theta))}$$

Substituindo os valores de $E_{th} = 1$, $\sigma_{zth} = 90^\circ$, e $\theta = 30^\circ$ nas equações anteriores, tem-se os resultados seguintes:

$$V_{L(P_{m\acute{a}x})} = \frac{1}{\sqrt{2(1 + \cos(90^\circ - 30^\circ))}} = 0.5774 \text{ pu}$$

Em pré-contingência, no *ponto 2* da Fig. 4.16, $X_{th} = X_{load} = 1.2$:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{1^2 \cos(30^\circ)}{2 \times 1.2 (1 + \cos(90^\circ - 30^\circ))} = 0.1312 \text{ pu}$$

Em pós-contingência, no *ponto 1* da Fig. 4.16, $X_{th} = X_{load} = 2.2$:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{1^2 \cos(30^\circ)}{2 \times 2.2 (1 + \cos(90^\circ - 30^\circ))} = 0.2406 \text{ pu}$$

Das curvas PV na Fig. 4.16, têm-se os valores de tensão V_L e $P_{m\acute{a}x}$ nos *pontos 1* e *2* que são ratificados nos cálculos anteriores.

O máximo carregamento acontece quando as impedâncias da carga e de Thévenin se cruzam. Este instante corresponde ao *ponto 1* das Figuras 4.13, 4.14 e 4.16.

4.4 Efeito da Variação da Tensão de Thévenin

A tensão de Thévenin pode variar por ligamentos e desligamentos de geradores, ou atuação dos limitadores de corrente de sobre-excitação dos geradores. Nesta seção é analisado o efeito de um distúrbio da tensão de Thévenin sobre a estimação dos parâmetros de Thévenin. Para isso é aplicado um degrau de 10 % sobre a tensão E_{th} . Em Sistemas Elétricos de Energia, a tensão de Thévenin apresenta variações pequenas e é por isso a razão de fazer as variações em um percentual baixo.

O circuito simulado nesta seção é ao circuito da Fig. 4.1. O perfil de variação da carga pertence à curva da Fig. 4.12, com fator de potencia igual a $\cos(30^\circ)$. Nesta situação, não ocorre a operação do interruptor de linha.

Na Fig. 4.17 observa-se a modificação da tensão de Thévenin, a nova tensão a ser considerada é a função $E_{th-nova} = E_{th}(1 + 0.1\mu_{(t=10s)})$.

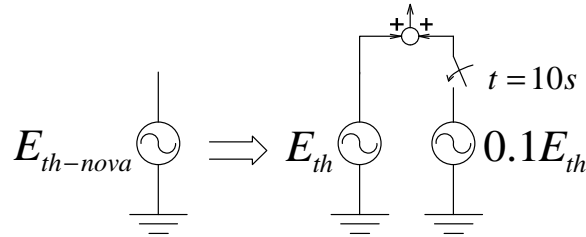


Fig. 4.17: Degrau unitário aplicado à tensão de Thévenin.

A impedância de Thévenin do circuito simples antes mencionado permanece constante pré e pós-distúrbio com $X_{th} = j1.2$. Entretanto, a tensão de Thévenin varia, em pré-falta de 1.0 para 1.1.

Pode-se notar na Fig. 4.18, em 10 s, o efeito da atualização da tensão de Thévenin. Esta atualização influencia na estimação da impedância de Thévenin, o qual pode ser observado na Fig. 4.19, como uma descontinuidade na estimação da impedância de Thévenin. Nesta simulação as impedâncias se cruzam no *ponto 1*, em 19.7 s, aproximadamente, instante em que ocorre a máxima transferência de potência.

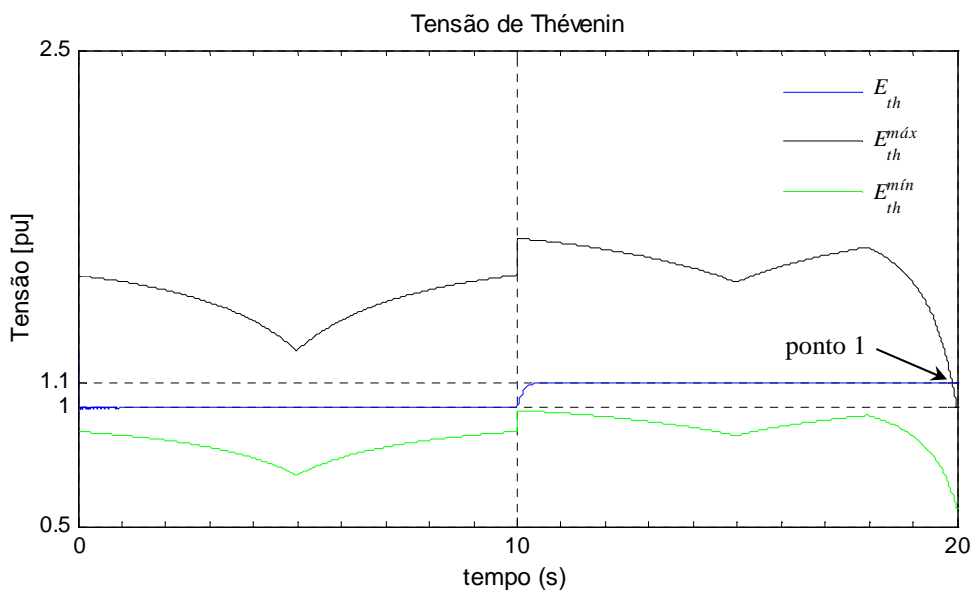


Fig. 4.18: Tensão de Thévenin estimada com distúrbios da E_{th} no sistema.

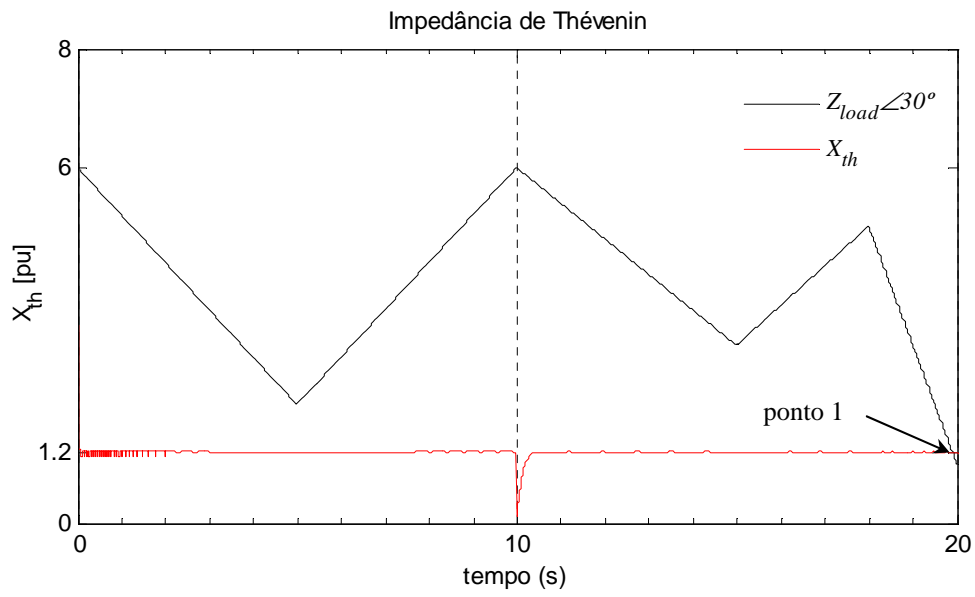


Fig. 4.19: Impedância de Thévenin estimada com distúrbios da E_{th} no sistema.

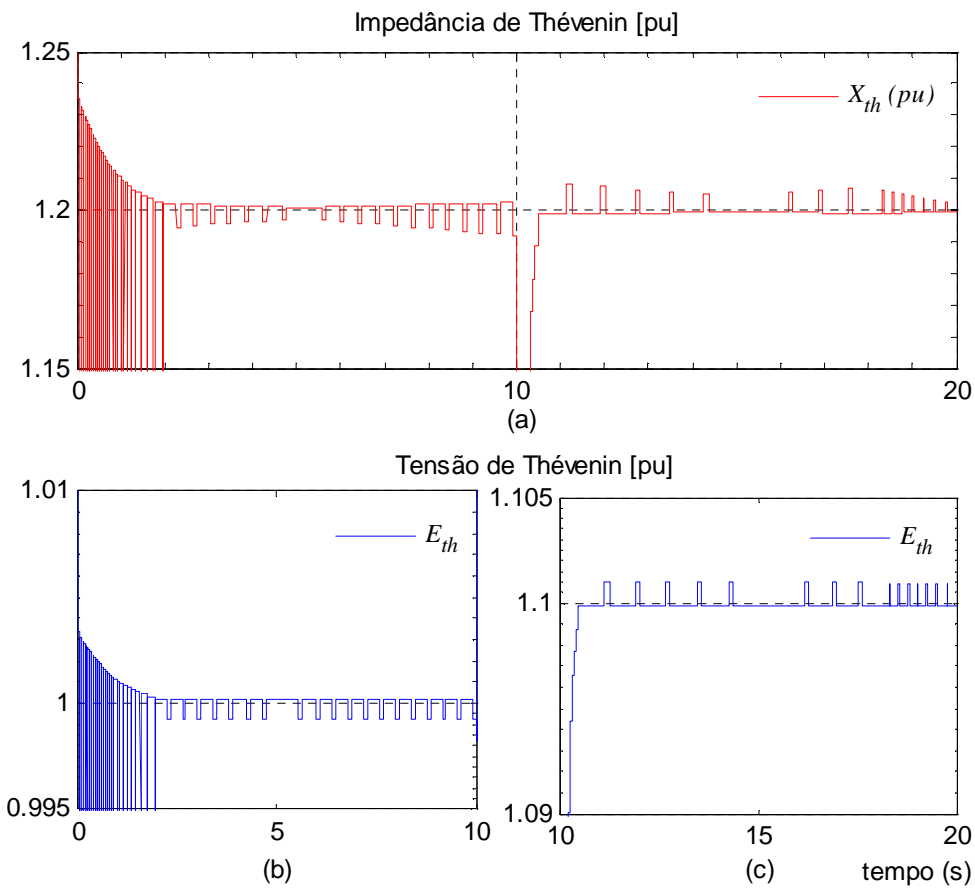


Fig. 4.20: Vista ampliada da Fig. 4.18 e Fig. 4.19.

Observando a amplificação dos parâmetros estimados E_{th} e X_{th} na Fig. 4.20, pode-se concluir que o algoritmo apresenta um bom desempenho frente à variações de tensão E_{th} .

Deve-se notar que na Fig. 4.21, a atualização da tensão apresenta um retardo de 0.5 s. O algoritmo faz uso de 50 dados fasoriais para localizar o valor certo da E_{th} . Este retardo pode ser reduzido usando percentuais de erro de atualização ($\varepsilon_E = kE_{th}$) maiores aos já ajustados na Tabela 3.2.

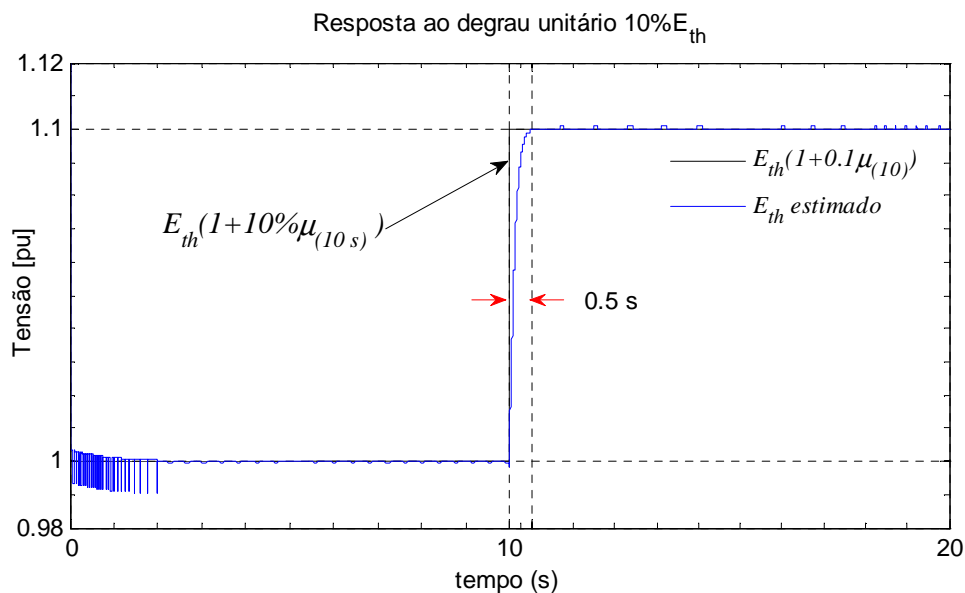


Fig. 4.21: Vista ampliada da Fig. 4.18.

4.5 Funcionamento com Cargas Reais

As cargas em um sistema elétrico variam aleatoriamente, em módulo e ângulo, em todo momento. O objetivo desta seção é avaliar o funcionamento do algoritmo submetido a cargas reais no circuito da Fig. 4.1. Como exemplo, foram usados os dados armazenados das medições fasoriais da MPU na subestação Nova Santa Rita do Sistema Elétrico Brasileiro. Os dados medidos no ano de 2008 pertencem à linha de transmissão de 525 kV, entre as subestações Nova Santa Rita e Gravataí, com uma taxa de amostragem de 60 fasores por segundo. Apenas duas horas de dados da fase “a” foram

processados devido à alta concentração de informação, sendo este tempo o suficiente para analisar o desempenho do algoritmo.

A Fig. 4.22 é o gráfico da tensão, e a Fig. 4.23 é o gráfico da corrente, ambos representados por valores em por unidade e correspondentes à fase “a”. Com a relação dos fasores \bar{V}_a e \bar{I}_a , é obtida a impedância da carga \bar{Z}_{load-a} .

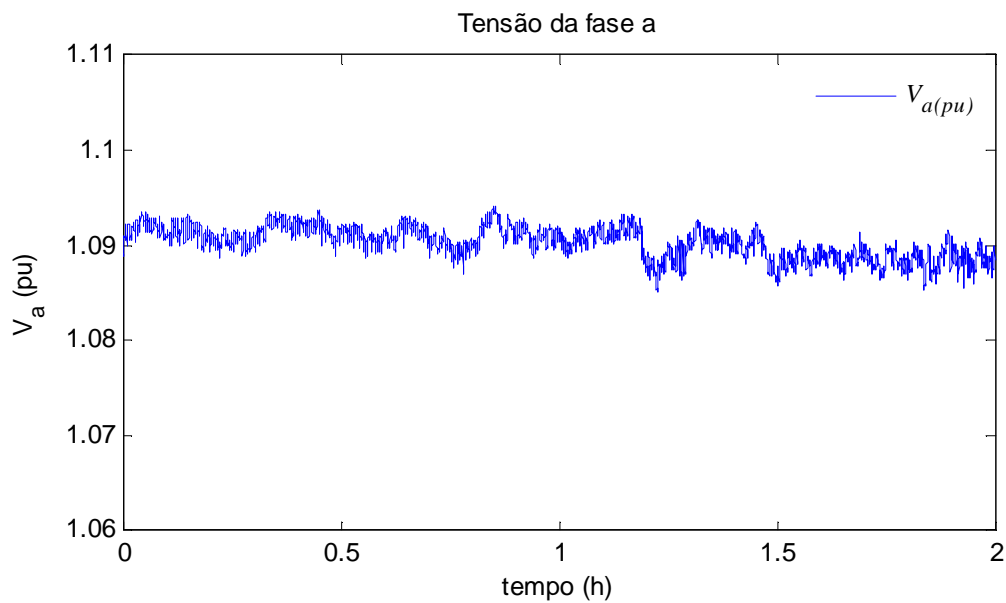


Fig. 4.22: Tensão da fase “a” na subestação Nova Santa Rita.

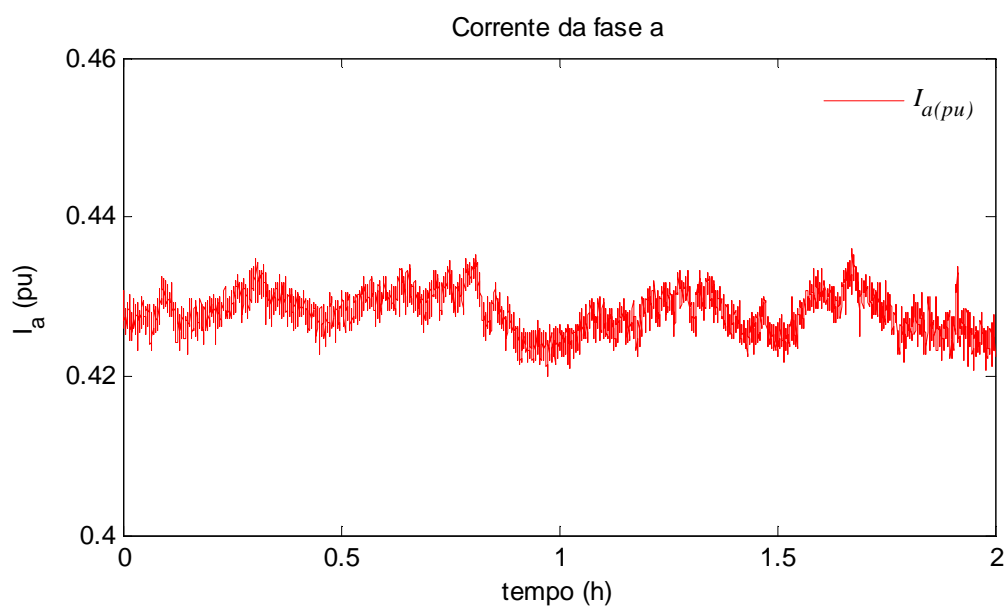


Fig. 4.23: Corrente da fase “a” na subestação Nova Santa Rita.

A característica da impedância da carga \bar{Z}_{load-a} é apresentada nos gráficos Fig. 4.24 e Fig. 4.25 que pertencem, respectivamente, ao ângulo e ao módulo da carga. Deve-se notar que o módulo da impedância e o fator de potência da carga são variáveis.

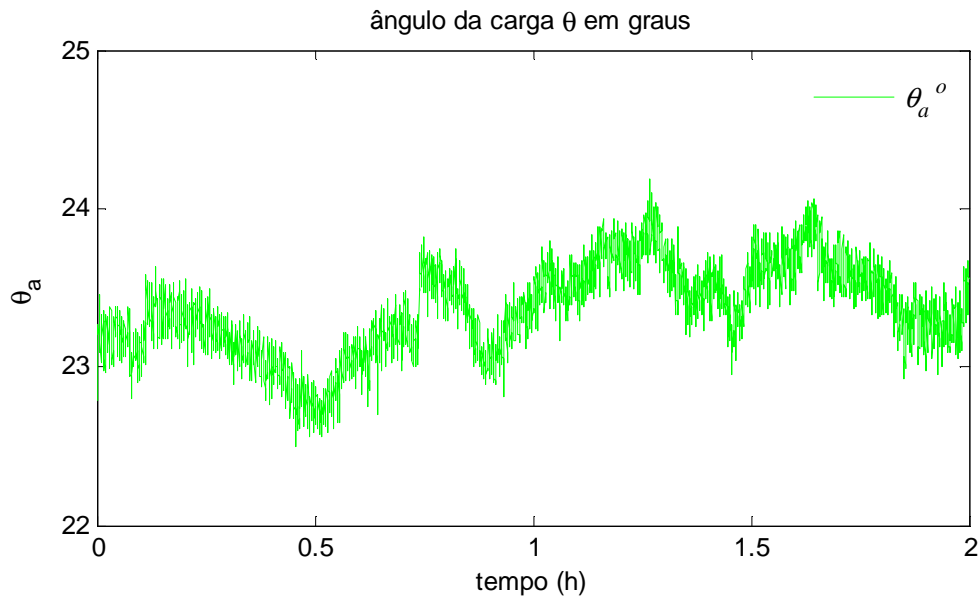


Fig. 4.24: Ângulo da impedância da carga na Subestação Nova Santa Rita.

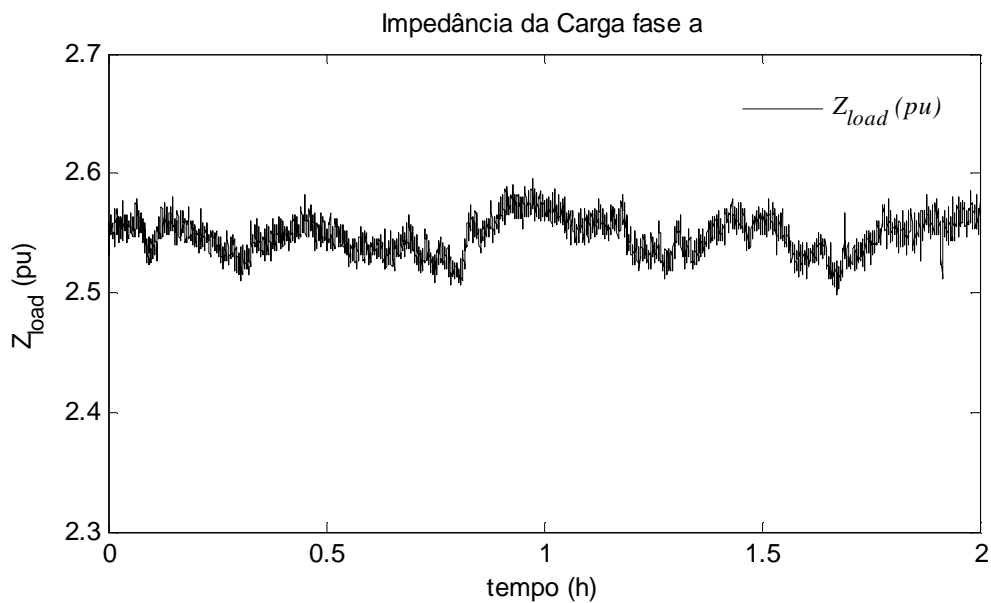


Fig. 4.25: Módulo da impedância da carga na Subestação Nova Santa Rita.

Usando os sincrofasores da fase “a” ($\bar{V}_{a(pu)}$ e $\bar{I}_{a(pu)}$), da PMU em Nova Santa Rita, serão estudados dois casos. No primeiro caso, simula-se o circuito simplificado da Fig. 4.1, considerando como o perfil de variação da carga os dados da fase “a” ($\bar{Z}_{load-a} = \bar{V}_{a(pu)} / \bar{I}_{a(pu)}$), o objetivo neste caso é estimar os parâmetros de Thévenin, do circuito simplificado conhecido, utilizando dados reais de uma PMU, neste caso o dado real é \bar{Z}_{load-a} . No segundo caso, utilizando os sincrofasores da fase “a” estimam-se diretamente os parâmetros, estes parâmetros representam o equivalente de Thévenin do Sistema Elétrico Brasileiro “visto” da barra Nova Santa Rita. Os casos são descritos a seguir.

Caso 1:

Neste caso são estimados os parâmetros de Thévenin do sistema da Fig. 4.1, o qual é conhecido com antecedência. O sistema é simulado considerando, como variação da carga, o perfil da carga da fase “a”. O perfil de variação é obtido da relação $\bar{V}_{a(pu)} / \bar{I}_{a(pu)}$, estes dados são obtidos da PMU na subestação Nova Santa Rita. A impedância desta carga \bar{Z}_{load-a} é mostrada nos gráficos Fig. 4.24 e Fig. 4.25 que são ângulo e módulo, respectivamente. Esta simulação do sistema da Fig. 4.1 ocorre sem contingências.

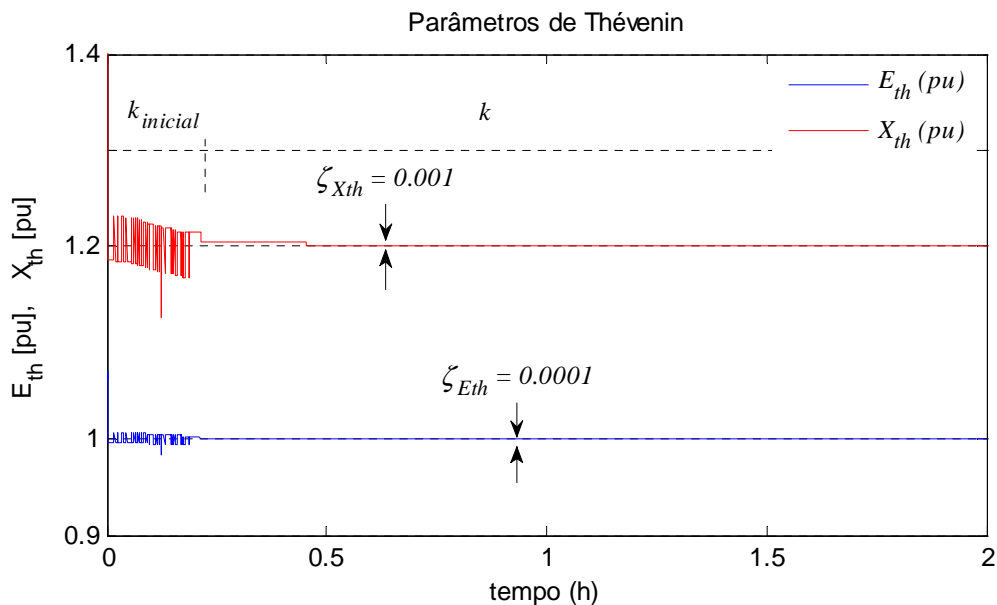


Fig. 4.26: Parâmetros de Thévenin do circuito simplificado.

A figura anterior não apresenta mudanças significativas na estimação dos parâmetros do circuito simples. Os erros ζ_{Eth} e ζ_{Xth} em estado estacionário são 10^{-4} e 10^{-3} , respectivamente. Conclui-se que, variações aleatórias de módulo e de ângulo da impedância da carga não afetam o desempenho do algoritmo.

Caso 2:

Como ilustração é estimada a tensão de Thévenin usando os fasores $\bar{V}_{a(pu)}$ e $\bar{I}_{a(pu)}$. A tensão estimada corresponde ao Sistema Elétrico Brasileiro “visto” da barra Nova Santa Rita. Deve ser ter em conta que, neste caso, o equivalente estimado não é conhecido com antecedência.

Na seguinte figura, observa-se a estimação da tensão de Thévenin do Sistema Elétrico Brasileiro “visto” da subestação Nova Santa Rita.

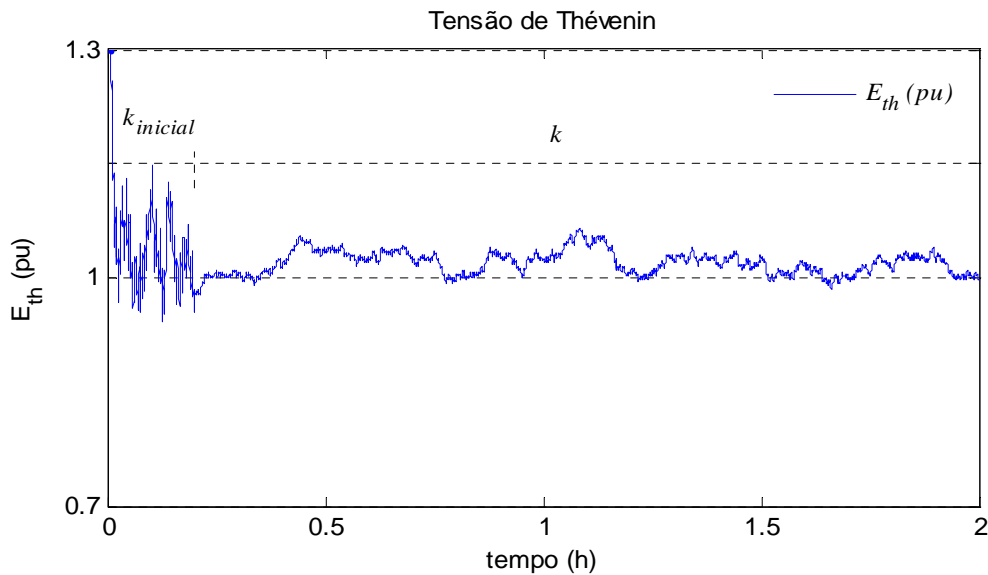


Fig. 4.27: Tensão de Thévenin “vista” da barra Nova Santa Rita no Sistema Brasileiro.

4.6 Influência da Resistência de Thévenin

Nas seções anteriores, a impedância de Thévenin foi considerada puramente indutiva ($R_{th} \approx 0$), pelo fato da resistência ser muito menor do que a reatância de Thévenin ($R_{th} \ll X_{th}$) em sistemas em EAT. Não obstante, nesta seção, é considerada a resistência diferente de zero. O sistema simulado corresponde ao circuito mostrado na

Fig. 4.1, sem contingências. Como o perfil de variação da carga considera-se a curva da Fig. 4.12. Apresenta-se uma análise da sensibilidade, na estimação dos parâmetros de Thévenin, em função da resistência. A impedância da linha é $R_L + jX_L$, com X_L constante e R_L variável.

Os parâmetros de Thévenin são $E_{th} = 1.0$, $R_{th} = R_L / 2$ e $X_{th} = j1.2$. Em alta tensão, geralmente a resistência R_{th} é menor do que 10% da reatância X_{th} . Portanto, as simulações são feitas considerando uma variação da resistência R_L entre 0% e 10% da impedância X_L , com um passo de 2.5%, conforme Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Resistências consideradas na impedância de Thévenin.

Percentuais	$R_L (pu)$	$R_{th} (pu)$
0.0% X_L	0.00	0.000
2.5% X_L	0.05	0.025
5.0% X_L	0.10	0.050
7.5% X_L	0.15	0.075
10% X_L	0.20	0.100

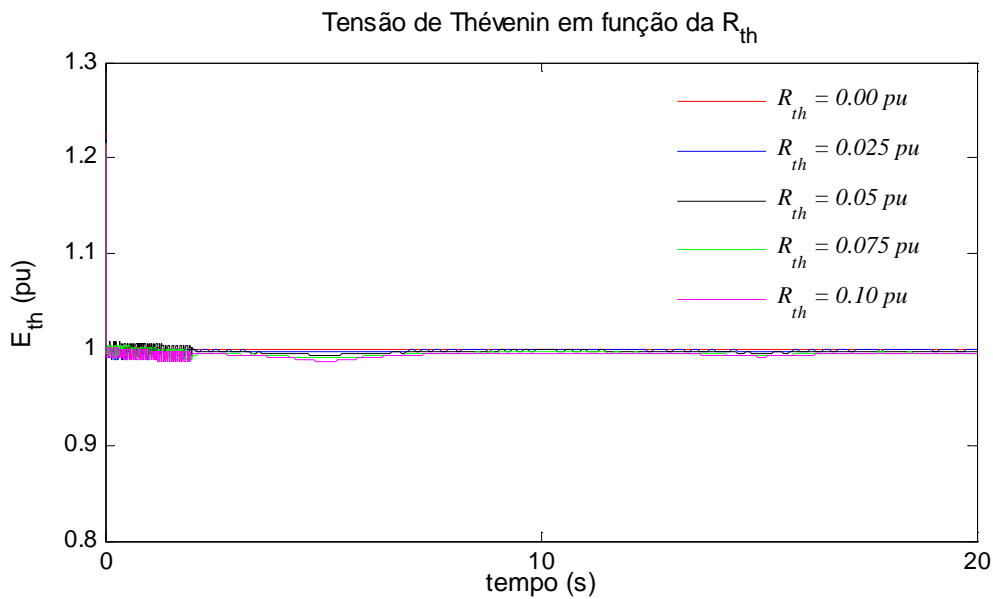


Fig. 4.28: Tensão de Thévenin em função da resistência de Thévenin.

Depois de simular o circuito considerando a $R_{th} \neq 0$, são obtidos os sincrofasores \bar{V}_L e \bar{I}_L , os quais são utilizados pelo algoritmo e o resultado é a estimação dos parâmetros de Thévenin. A Fig. 4.28 mostra as tensões estimadas. Nota-se que, elas oscilam levemente em torno de 1.0 pu.

A Fig. 4.29 é uma visão ampliada da Fig. 4.28, que mostra os detalhes para uma melhor análise.

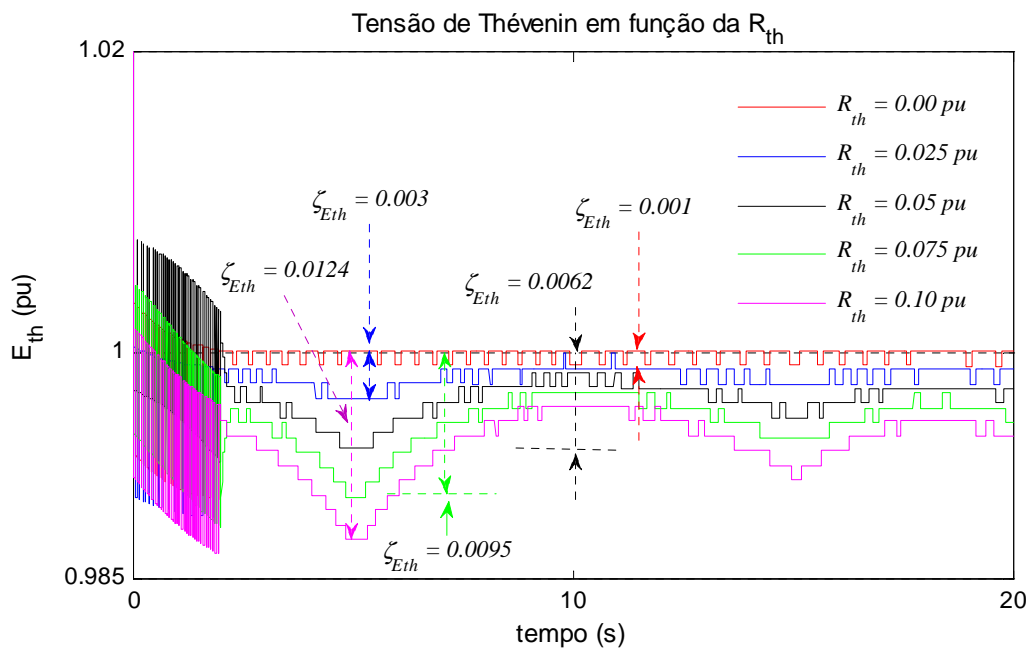


Fig. 4.29: Vista ampliada da Fig. 4.28.

Na figura anterior são observados os erros na estimação da tensão. Do gráfico deve-se notar que quando $R_{th} = 0$, o erro ζ_{Eth} é a diferença entre os valores máximo e mínimo estimados e, quando a resistência é diferente de zero ($R_{th} \neq 0$), o erro é a diferença entre o seu valor real (1.0) e o valor mínimo estimado.

Os erros, valor estimado-valor real, na tensão são:

$$\begin{aligned} \zeta_{E_{th}(R_{th}=0)} &= 1.0002 - 0.9992 = 0.001 \\ \zeta_{E_{th}(R_{th}=0.025)} &= 1 - 0.997 = 0.003 \\ \zeta_{E_{th}(R_{th}=0.05)} &= 1 - 0.9938 = 0.0062 \\ \zeta_{E_{th}(R_{th}=0.075)} &= 1 - 0.9905 = 0.0095 \\ \zeta_{E_{th}(R_{th}=0.10)} &= 1 - 0.9876 = 0.0124 \end{aligned}$$

Com a tensão E_{th} igual 1.0 (dado real), os erros relativos ($\% \zeta_{E_{th}} = \zeta_{E_{th}} / \text{valor real}$) são:

$$\begin{aligned} \% \zeta_{E_{th}(R_{th}=0.0)} &= 0.1\% \\ \% \zeta_{E_{th}(R_{th}=0.025)} &= 0.3\% \\ \% \zeta_{E_{th}(R_{th}=0.05)} &= 0.62\% \\ \% \zeta_{E_{th}(R_{th}=0.075)} &= 0.95\% \\ \% \zeta_{E_{th}(R_{th}=0.10)} &= 1.24\% \end{aligned}$$

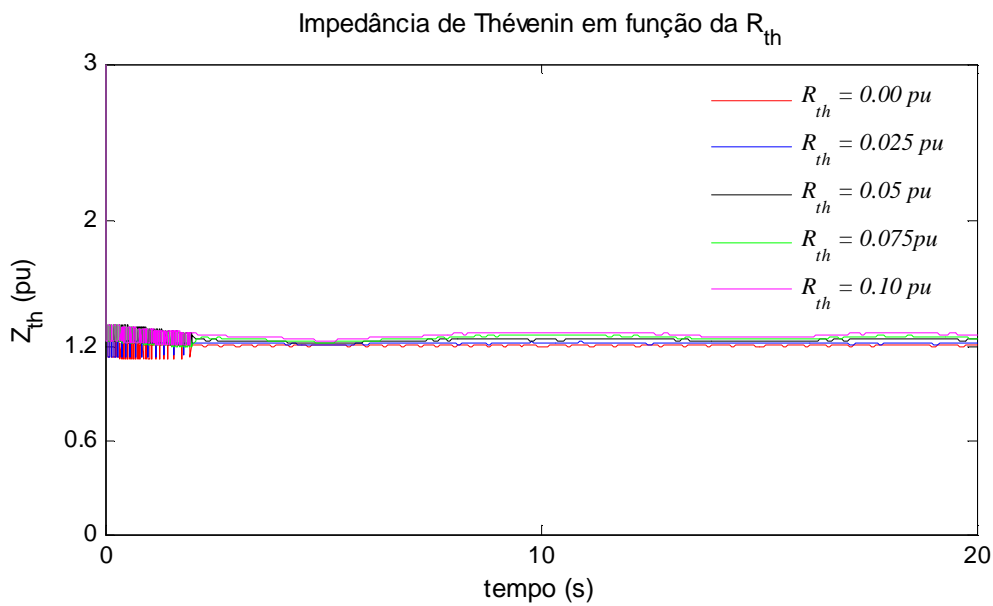


Fig. 4.30: Impedância de Thévenin em função da resistência de Thévenin.

A Fig. 4.30 mostra as impedâncias estimadas. Nota-se que os valores oscilam levemente em torno de $X_{th}=1.2$. A seguinte figura é uma visão ampliada, que mostra os detalhes para uma melhor análise.

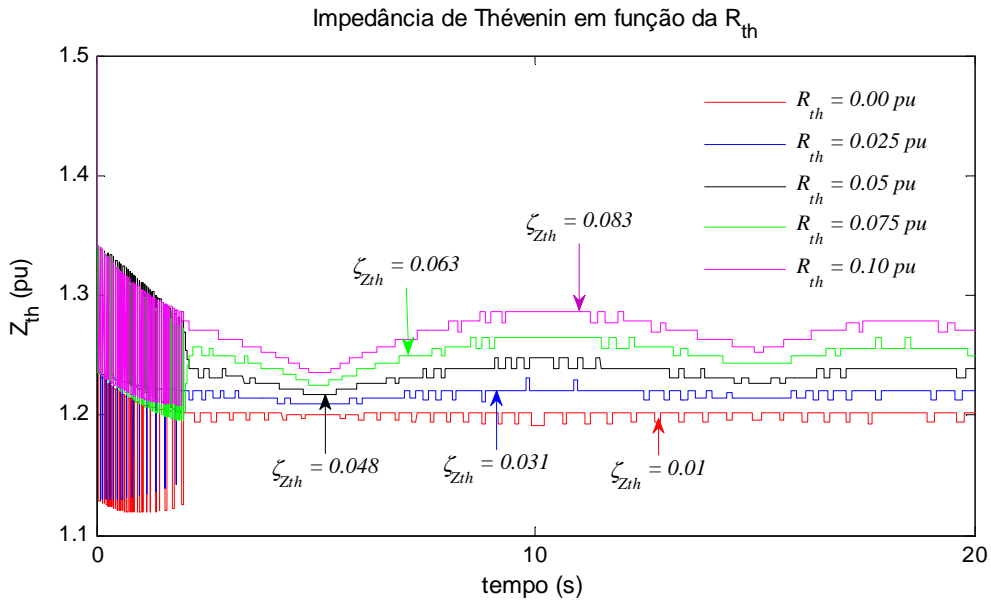


Fig. 4.31: Vista ampliada da Fig. 4.30.

Na figura anterior, podem ser observados os erros na estimação da impedância. Similarmente ao cálculo dos erros da E_{th} , quando a resistência $R_{th} = 0$, o erro $\zeta_{Z_{th}}$ da impedância Z_{th} é a diferença entre os valores máximo e mínimo estimados e, quando ocorre $R_{th} \neq 0$, o erro $\zeta_{Z_{th}}$ é a diferença entre o valor máximo estimado e o valor real do módulo da impedância, para cada valor de resistência.

As impedâncias para cada valor de resistência são (dados reais):

$$\begin{aligned} \bar{Z}_{th(R_{th}=0.0)} &= 0.0 + j1.2 &= 1.2 \angle 90^\circ \\ \bar{Z}_{th(R_{th}=0.025)} &= 0.025 + j1.2 &= 1.2003 \angle 88.8^\circ \\ \bar{Z}_{th(R_{th}=0.05)} &= 0.05 + j1.2 &= 1.201 \angle 87.6^\circ \\ \bar{Z}_{th(R_{th}=0.075)} &= 0.075 + j1.2 &= 1.2023 \angle 86.4^\circ \\ \bar{Z}_{th(R_{th}=0.10)} &= 0.1 + j1.2 &= 1.2042 \angle 85.2^\circ \end{aligned}$$

Os erros, valor estimado-valor real, na variável impedância são:

$$\begin{aligned} \zeta_{Z_{th}(R_{th}=0)} &= 1.2011 - 1.2001 &= 0.01 \\ \zeta_{Z_{th}(R_{th}=0.025)} &= 1.2308 - 1.2003 &= 0.031 \\ \zeta_{Z_{th}(R_{th}=0.05)} &= 1.2485 - 1.201 &= 0.048 \\ \zeta_{Z_{th}(R_{th}=0.075)} &= 1.265 - 1.2023 &= 0.063 \\ \zeta_{Z_{th}(R_{th}=0.10)} &= 1.2869 - 1.2042 &= 0.083 \end{aligned}$$

Os erros relativos na impedância ($\% \zeta_{Z_{th}} = \zeta_{Z_{th}} / \text{valor real}$) são:

$$\begin{aligned} \% \zeta_{Z_{th}(R_{th}=0.0)} &= 0.01/1.2 &= 0.83\% \\ \% \zeta_{Z_{th}(R_{th}=0.025)} &= 0.031/1.2003 &= 2.58\% \\ \% \zeta_{Z_{th}(R_{th}=0.05)} &= 0.048/1.201 &= 3.99\% \\ \% \zeta_{Z_{th}(R_{th}=0.075)} &= 0.063/1.2023 &= 5.24\% \\ \% \zeta_{Z_{th}(R_{th}=0.10)} &= 0.083/1.2042 &= 6.89\% \end{aligned}$$

Os valores da resistência R_L foram percentuais da reatância X_L da linha. No entanto, estes percentuais são muito parecidos se R_{th} for comparado com X_{th} , devido ao fato de que X_g é um valor muito menor que X_L , assim:

$$R_L = x\% X_L \Rightarrow R_{th} \approx x\% X_{th}$$

Na Tabela 4.2 é apresentado um resumo dos erros relativos da tensão e da impedância de Thévenin.

Tabela 4.2: Erro relativo da tensão e impedância de Thévenin.

R_L	R_{th}	Erro relativo $\% \zeta$	
		E_{th}	Z_{th}
$R_L = 0.0\% X_L$	$R_{th} \approx 0.0\% X_{th}$	0.1%	0.83%
$R_L = 0.5\% X_L$	$R_{th} \approx 2.5\% X_{th}$	0.3%	2.58%
$R_L = 5.0\% X_L$	$R_{th} \approx 5.0\% X_{th}$	0.62%	3.99%
$R_L = 7.5\% X_L$	$R_{th} \approx 7.5\% X_{th}$	0.95%	5.24%
$R_L = 10\% X_L$	$R_{th} \approx 10\% X_{th}$	1.24%	6.89%

As estimações da tensão apresentam erros variáveis, sendo maior quando a resistência de Thévenin é um percentual alto da reatância. Não obstante, são valores aceitáveis, já que o erro relativo maior nas curvas está próximo de 1%. O método apresenta ótimos resultados quando $R_{th} < 10\% X_{th}$. À medida que a relação R_{th} / X_{th} aumenta, o algoritmo vai deteriorando o seu desempenho.

4.7 Funcionamento do Algoritmo com Inclusão de Ruído nas Medições da PMU

As unidades de medição PMUs são sensores que farão a leitura das grandezas fasoriais, como a tensão e a corrente, em lugares remotos. Após a aquisição de dados através das PMUs, as tensões e correntes complexas de sequência positiva são enviadas a um centro de controle e monitoração. Mas estas grandezas têm que seguir uma trajetória, desde a localização da PMU até o centro de controle, passando por um sistema de comunicação e, um concentrador de dados. Após a medição e a transmissão dos dados, o sinal recebido é o sinal transmitido, modificado pelas distorções introduzidas na transmissão, além dos sinais indesejados, que são inseridos em algum ponto entre o emissor e o receptor. Estes últimos sinais indesejados são chamados de ruídos.

Nesta seção tenta-se reproduzir este fenômeno. Portanto, são introduzidos sinais indesejáveis, ruído em dB, nas medições fasoriais de tensão e de corrente. O algoritmo foi testado para três os níveis de ruído 60, 80 e 100 dB.

A simulação do sistema corresponde ao caso da Seção 4.3. Para este caso são incluídos ruído nos fasores \bar{V}_L e \bar{I}_L . A parte real da tensão $\text{Re}\{\bar{V}_L\}$ é acrescida do ruído introduzido SNR (*Signal to Noise Ratio*) neste sinal. O mesmo procedimento é feito para a parte imaginária da tensão e da corrente. Assim:

$$\text{Re}\{\bar{V}_L\}_{receptor} = \text{Re}\{\bar{V}_L\}_{emisor} + SNR_{dB}$$

$$\text{Im}\{\bar{V}_L\}_{receptor} = \text{Im}\{\bar{V}_L\}_{emisor} + SNR_{dB}$$

$$\text{Re}\{\bar{I}_L\}_{receptor} = \text{Re}\{\bar{I}_L\}_{emisor} + SNR_{dB}$$

$$\text{Im}\{\bar{I}_L\}_{receptor} = \text{Im}\{\bar{I}_L\}_{emisor} + SNR_{dB}$$

Na figura a seguir, observa-se o módulo da tensão sem ruído, na curva em vermelho, e o efeito do ruído, na curva em azul. Deve-se notar que o sinal distorcido

não apresenta grandes variações em relação ao sinal sem ruído. A figura é uma visão ampliada, apenas para critérios visuais.

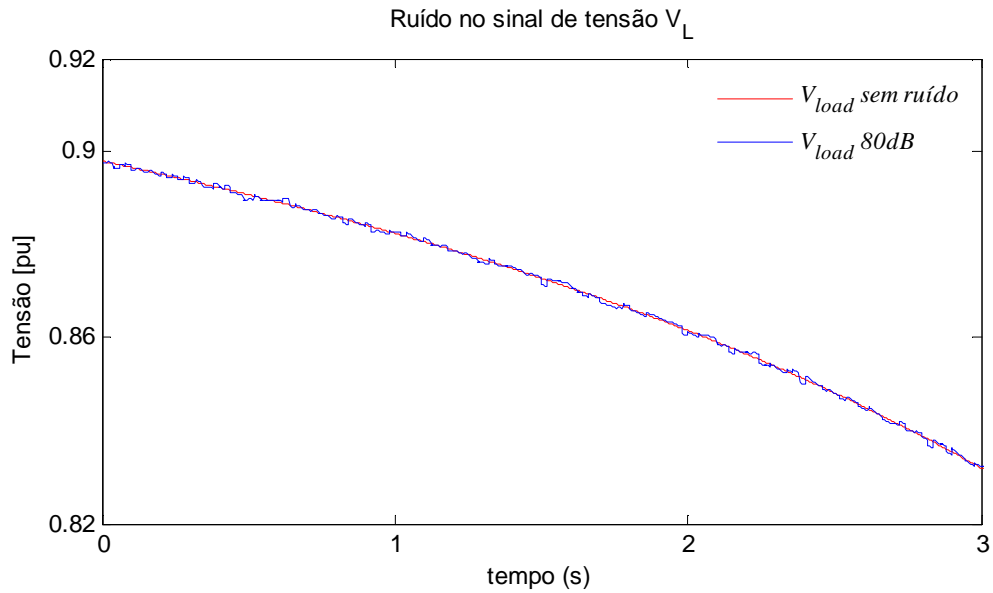


Fig. 4.32: Ruído introduzido no sinal de tensão.

A estimação dos parâmetros de Thévenin, para este caso, é apresentada na Fig. 4.33. Observa-se pouquíssima influência no cálculo dos parâmetros. Conclui-se que o algoritmo de identificação apresenta um bom funcionamento, quando os sinais contêm ruído.

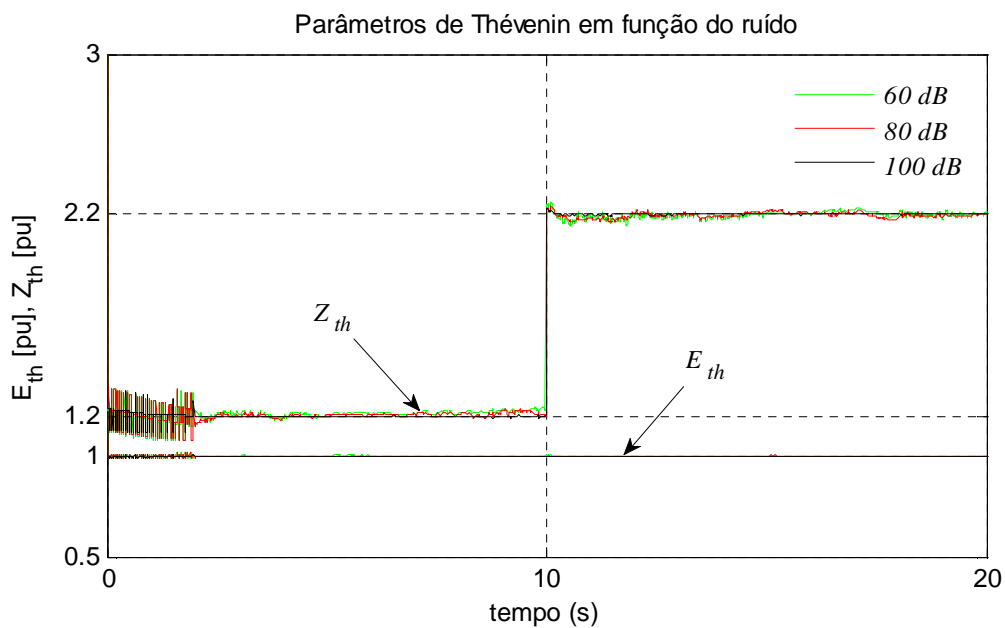


Fig. 4.33: Parâmetros de Thévenin em função do ruído nas medições fasoriais.

4.8 Cálculo dos Parâmetros de Thévenin com Outros Métodos

A título de ilustração e com fins comparativos, são calculados os parâmetros de Thévenin com o método de Milõsević e Begović, desenvolvido em [19]. O método apresenta bons resultados para sistemas simplificados, como acontece neste caso. Os dados fasoriais \bar{V}_L e \bar{I}_L pertencem ao caso da Seção 4.3.

Na Fig. 4.34 é apresentado o cálculo dos parâmetros de Thévenin pelo método de Milõsević e Begović (Cápítulo 2, Seção 2.2.1.3). Observa-se que ele apresenta ótimos resultados. Deve-se ter presente que o sistema simulado não apresenta modelos dinâmicos e, portando, a solução do sistema é reduzida em expressões algébricas simples.

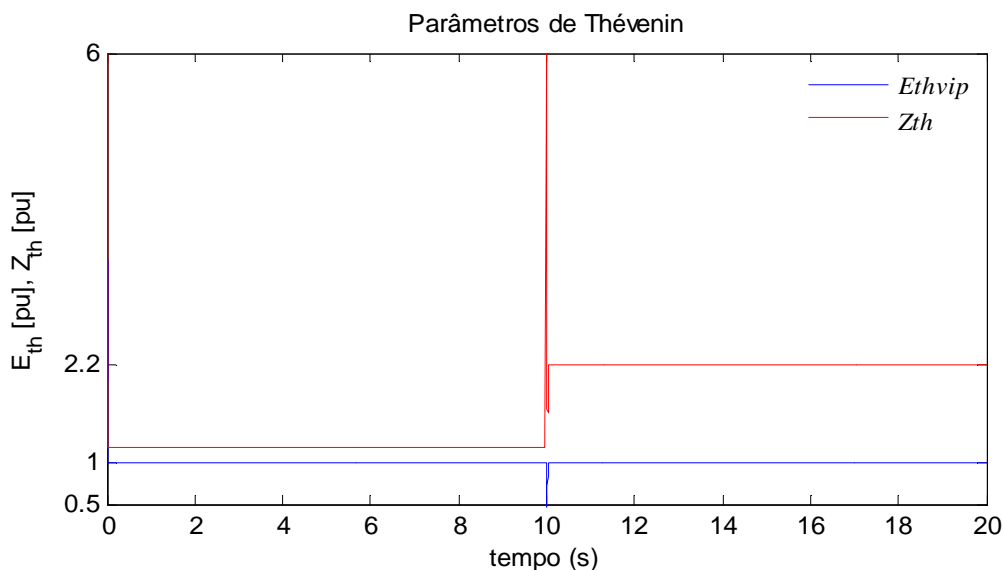


Fig. 4.34: Parâmetros de Thévenin calculados pelo método de Milõsević e Begović

A desvantagem deste método é que ele apresenta cálculos errôneos quando os fasores de tensão e de corrente contêm ruído. Neste caso, os testes foram realizados nos três níveis de ruído, 60, 80 e 100 dB, da mesma maneira que na Seção 4.7. Os cálculos da tensão e da impedância de Thévenin são mostradas nos gráficos 4.35 e 4.36, respectivamente.

O método falha quando os sistemas envolvem dinâmicas em seus modelos, fazendo com que o sistema apresente equações diferenciais. Este método inclui a inversa da matriz $[\lambda I + H_k^T P_{k-1} H_k]$ (Seção 2.2.1.3), sendo o determinante desta igual a zero em muitos passos. Sendo assim, não existe a inversa da mesma e o método começa a falhar.

Comparando os resultados obtidos a partir do método de Milõsević e Begović com os resultados obtidos do método de identificação recursiva, conclui-se que este último apresenta melhores resultados. Isto pode ser apreciado comparando os resultados da Fig. 4.33 e com os das figuras 4.35 e 4.36.

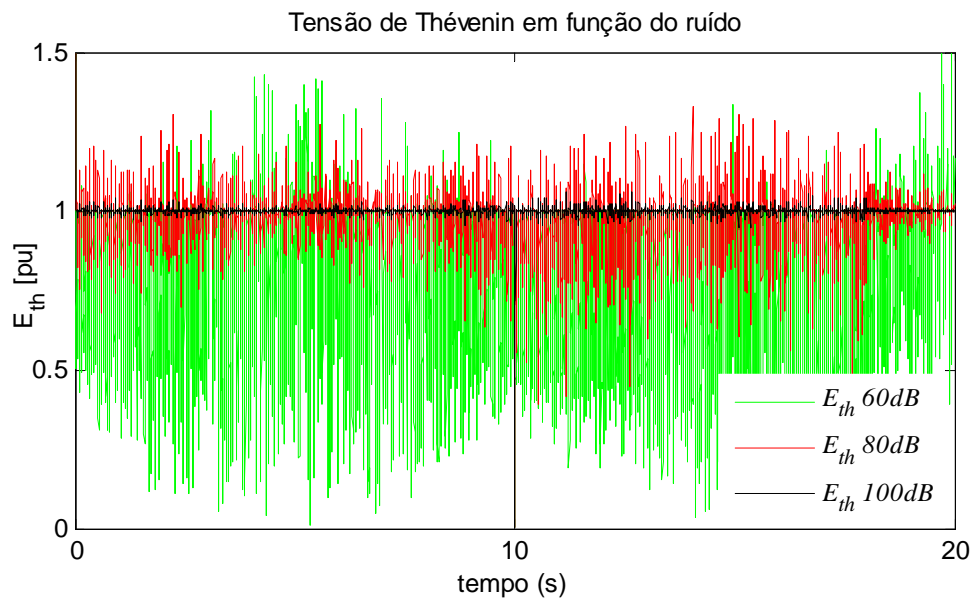


Fig. 4.35: Tensão de Thévenin em função do ruído nas medições fasoriais.

Na Fig. 4.35 e na Fig. 4.36 observa-se que o método apresenta um desempenho aceitável, quando os ruídos no sinal são maiores aos 100 dB. Deve-se notar que quando o ruído está sobre o nível de 100 dB, os sinais da tensão e da corrente praticamente não contém erros. Quando o nível de ruído é de 60 dB, os resultados são totalmente errôneos.

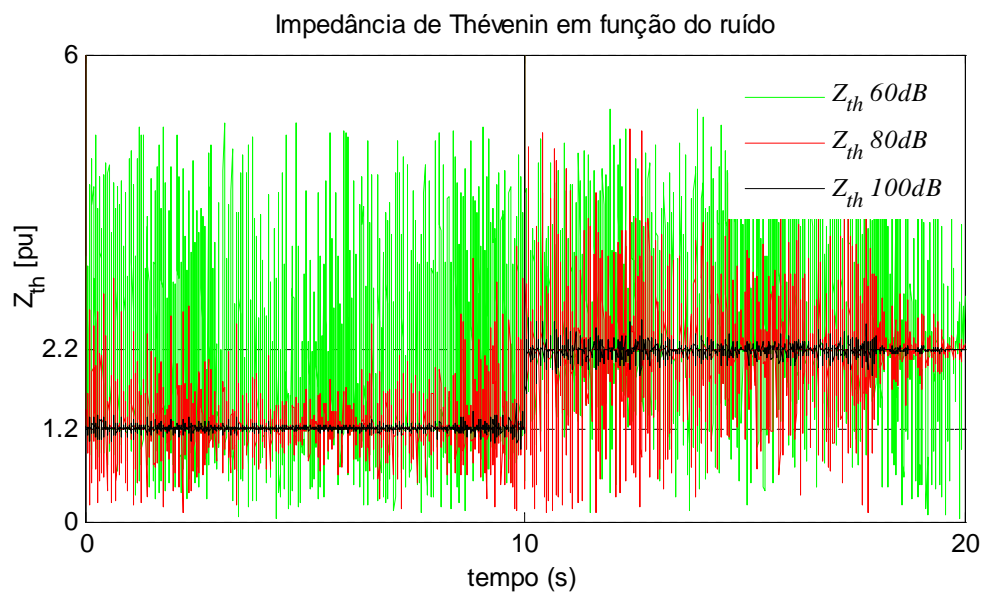


Fig. 4.36: Impedância de Thévenin em função do ruído nas medições fasoriais.

CAPÍTULO 5

Resultados e Simulações

Neste capítulo são estudados dois sistemas, sendo o primeiro um sistema radial e o segundo um sistema malhado, chamado Nordic32. Estes sistemas são submetidos a algumas contingências. Os resultados das variáveis tensão e corrente fasoriais da barra em análise são armazenados e simulam ser dados medidos da PMU para, posteriormente, serem processados pelo algoritmo de identificação recursiva. Os resultados deste algoritmo são a estimação dos parâmetros de Thévenin e o indicador de proximidade de instabilidade de tensão.

5.1 Sistema Radial

Esta seção apresenta os resultados obtidos em um sistema radial desenvolvido em [16]. O sistema é implementado no programa DigSILENT [35] que, após calcular o fluxo de potência, fornece a resposta do sistema no domínio do tempo. Os estudos de estabilidade de tensão são feitos para verificar o desempenho dinâmico do sistema, quando é submetido a grandes perturbações.

O sistema é submetido a variações de carga e a uma contingência em uma linha de transmissão, sendo estudados os seguintes casos:

- Caso 1: Cenário de estabilidade de tensão;
- Caso 2: Cenário de instabilidade de tensão.

Finalmente, após serem estudados os casos 1 e 2, será analisada a estabilidade ou instabilidade segundo o indicador de proximidade de instabilidade de tensão.

5.1.1 Características do Sistema Radial

O sistema utilizado é apresentado na Fig. 5.1. Trata-se de um sistema com um gerador que fornece potência à carga 1 que está ligada na barra 5 através de 2 linhas de transmissão. O sistema radial de 5 barras possui equipamentos de um sistema real e apresenta as seguintes características:

- Foi utilizada uma máquina síncrona de pólos salientes de 370 MVA, com frequência de 50 Hz;
- Transformadores 1, 2 e 3 com valores 20/400 kV de 380 MVA, 400/132 kV de 400 MVA e 6x132/20 kV de 64 MVA, respectivamente;
- Duas linhas com impedância de $2.9+j38.3 \Omega$;
- A carga 1 é modelo ZIP e é altamente resistiva de 100 MW+10 Mvar;
- A carga 2 não foi ligada durante as simulações.

A análise é realizada na barra #3, cuja tensão é de 400 kV. Tal escolha se deve ao fato da mesma ser uma barra de EAT. O nó da barra 3 fornece energia à carga através dos transformadores 2 e 3. Observa-se na Fig. 5.1 o resultado do fluxo de potência (ponto de operação inicial)

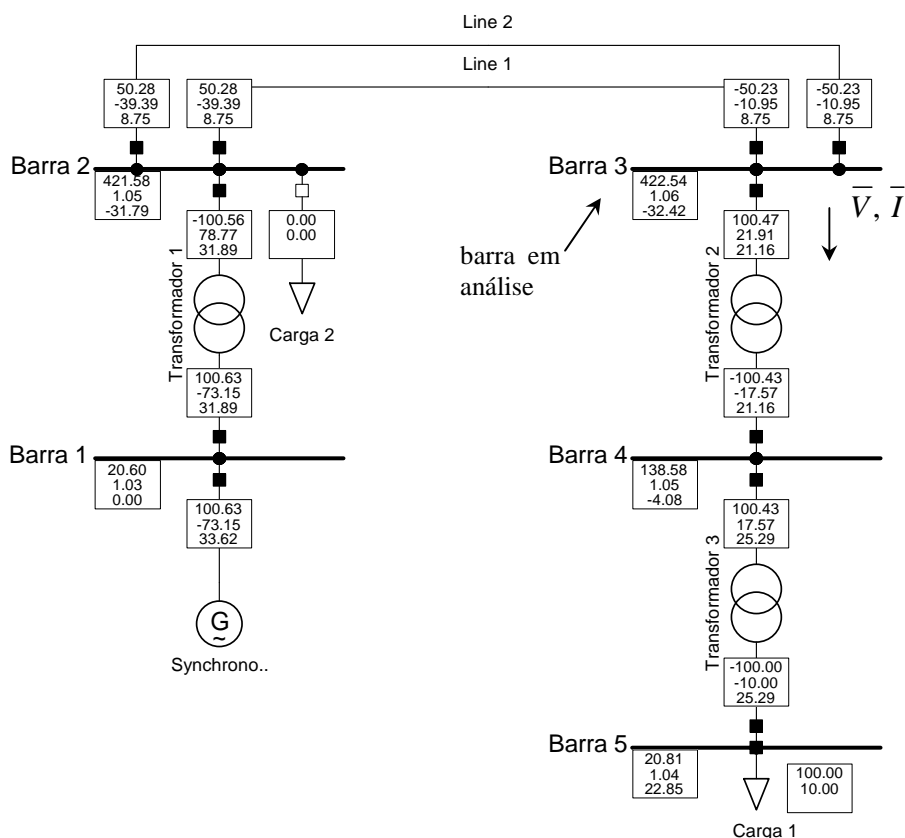


Fig. 5.1: Sistema radial.

5.1.2 Estudos de Estabilidade de Tensão para o Sistema Radial

O sistema radial é submetido a contingências podendo ser estudado dois tipos de cenários, sendo eles estabilidade e instabilidade de tensão. O distúrbio considerado é o desligamento de uma linha de transmissão nos seus dois extremos, no tempo de 350 s, além de variações de carga.

5.1.2.1 Caso 1: Cenário de Estabilidade de Tensão no Sistema Radial

A Fig. 5.2 mostra a variação da potência ativa da carga durante a simulação. A potência reativa apresenta similares características, ver Fig. 5.3. No intervalo de tempo entre 350 e 362 s não há variação de carga, portanto, a pequena variação observada no gráfico nesse intervalo pertence ao estado transitório após do desligamento da linha. O pico de variação máxima total da carga é 17 MW, sendo uma faixa relativamente curta

em comparação aos 100 MW de potência inicial da carga. Com estas pequenas variações o sistema se mantém estável ao longo da simulação.

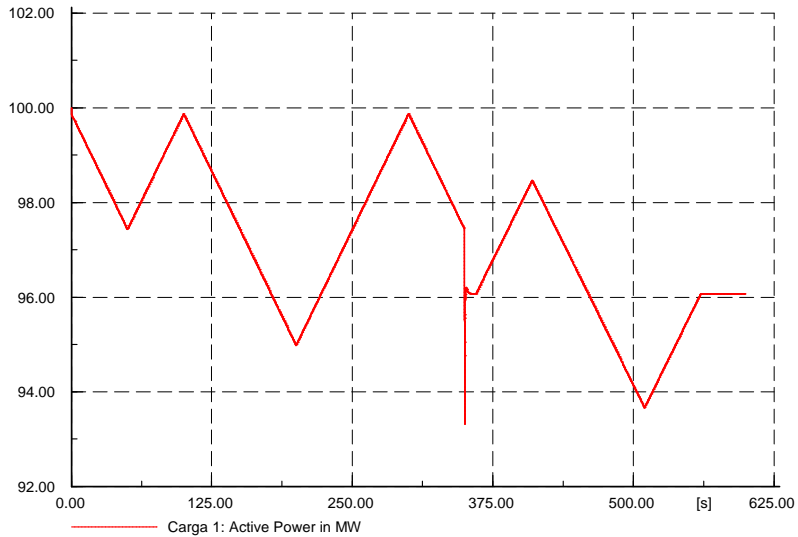


Fig. 5.2: Variação da potência ativa da carga (caso 1).

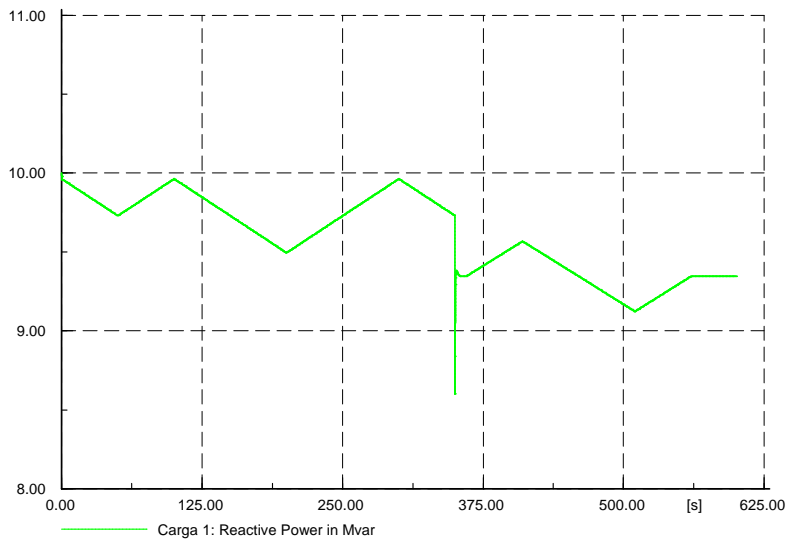


Fig. 5.3: Variação da potência reativa da carga (caso 1).

Nos gráficos Fig. 5.4 e Fig. 5.5 são mostrados, respectivamente, a tensão terminal e corrente de campo do gerador. A operação do RAT é manifestada em variações da corrente de campo, tentando restabelecer a tensão terminal dentro de valores permissíveis. O sistema atinge o regime permanente em 362 s, isto é,

aproximadamente 12 s após o instante em que ocorre a contingência. Este caso, com pequenas variações de carga, pode ser considerado um caso de regime permanente, desconsiderando a fase transitória.

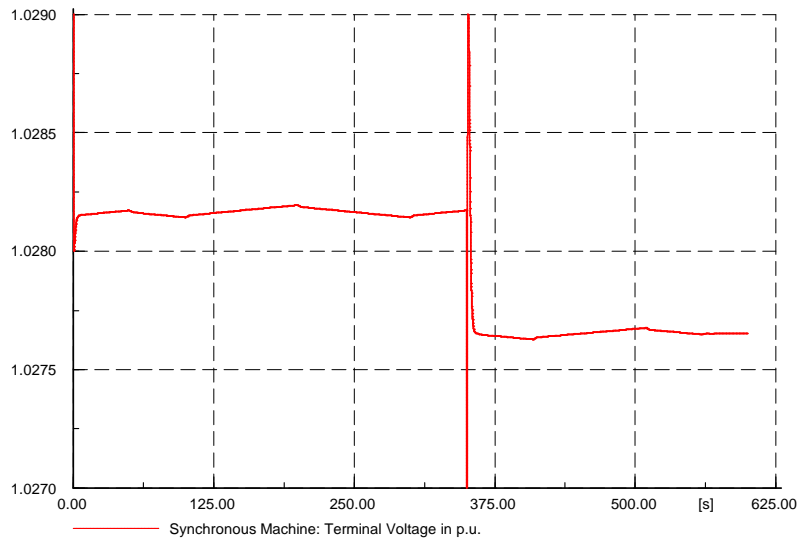


Fig. 5.4: Tensão terminal do gerador (caso 1).

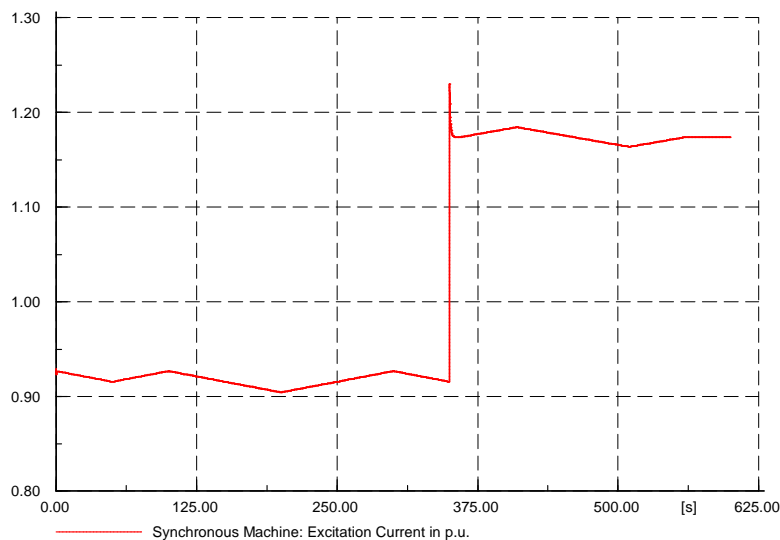


Fig. 5.5: Corrente de campo do gerador (caso 1).

A evolução da tensão na barra #3 é observada na Fig. 5.6. Após o desligamento da linha, a tensão é mantida em valores aceitáveis. Conclui-se que o sistema não apresenta maiores dificuldades em controlar a tensão para uma falta deste tipo.

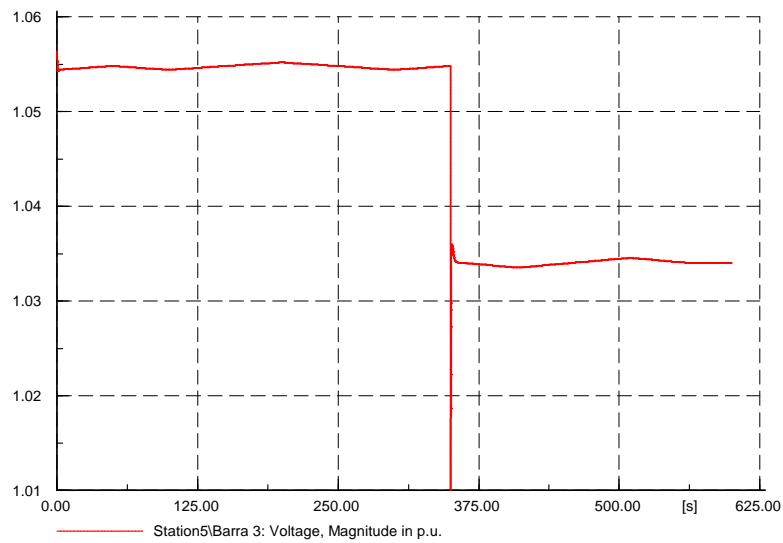


Fig. 5.6: Tensão na barra #3 de 400 kV (caso 1).

5.1.2.2 Caso 2: Cenário de Instabilidade de Tensão no Sistema Radial

Semelhante ao caso 1, as variações de carga são iguais até o desligamento da linha. Depois disso, a carga é incrementada, intencionalmente, até o sistema entrar em colapso. As variações são mostradas nos gráficos Fig. 5.7 e Fig. 5.8, que representam, respectivamente, as potências ativa e reativa da carga 1. Da mesma maneira que o caso anterior, no intervalo de tempo entre 350 e 362 s não há variação manual de carga.

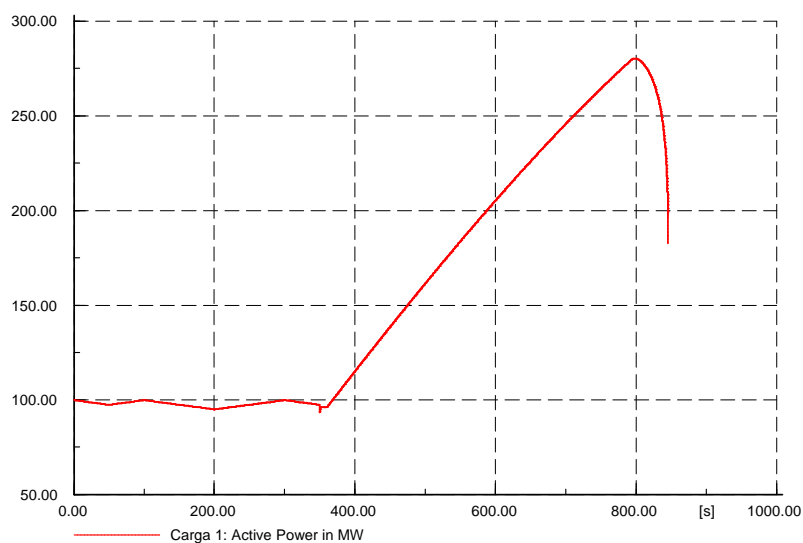


Fig. 5.7: Variação da potência ativa da carga (caso 2).

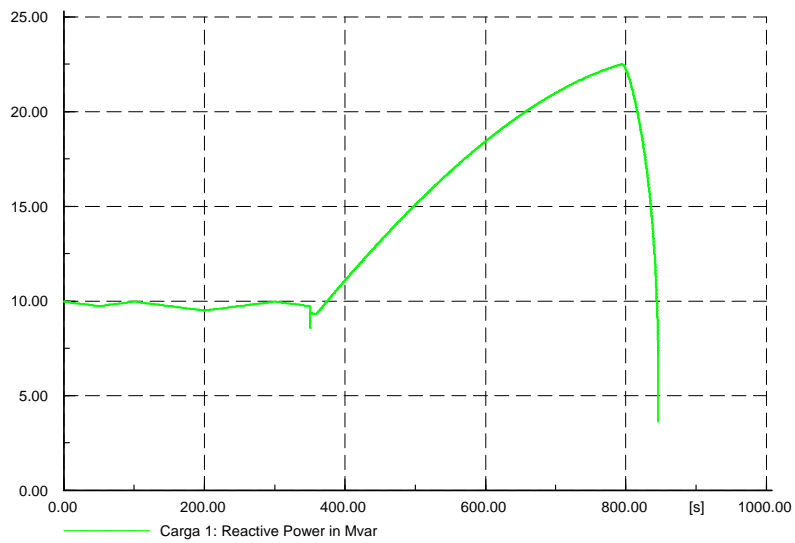


Fig. 5.8: Variação da potência reativa da carga (caso 2).

O RAT controla a tensão terminal até, aproximadamente, os 800 s. Neste instante, atua a proteção de corrente de sobre-excitação deixando de controlar a tensão terminal (*ponto 1* da Fig. 5.9). Observa-se a corrente de campo na Fig. 5.10, o sistema ainda opera por, aproximadamente, 50 s. Não podendo restabelecer as tensões, como consequência, o sistema se torna instável.

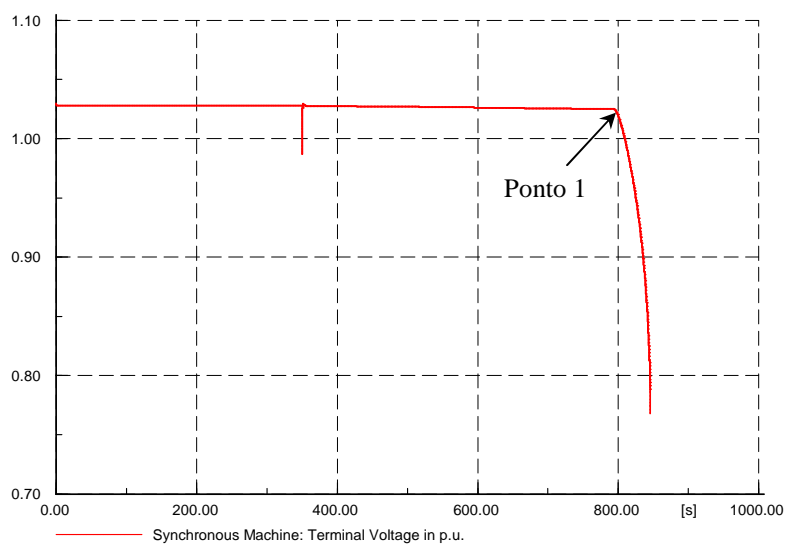


Fig. 5.9: Tensão terminal do gerador (caso 2).

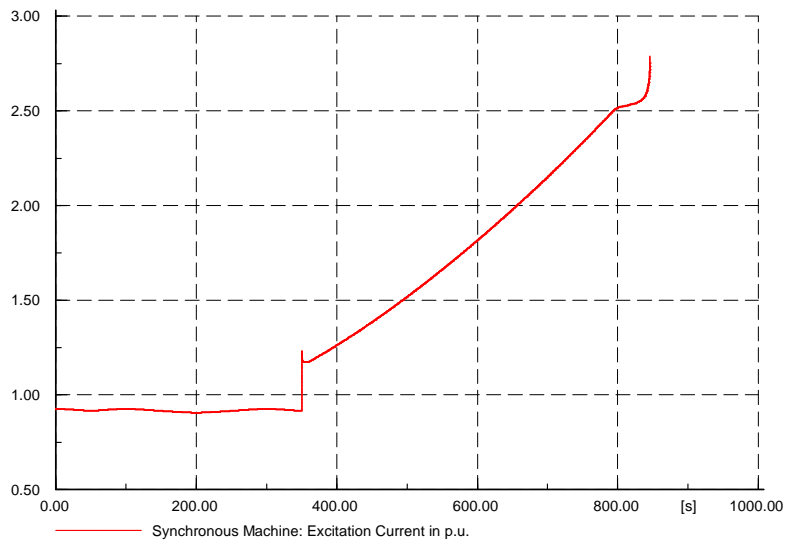


Fig. 5.10: Corrente de campo do gerador (caso 2).

Na Fig. 5.11 é apresentada a curva de tensão na barra #3. Observa-se que inicialmente a tensão praticamente é constante (*zona 1*). Após a contingência, a tensão evolui, sempre caindo (*zona 2*). Finalmente com a operação do OEL do gerador, a queda é descontrolada tornando o sistema instável (*zona 3*) e caracterizando, assim, um exemplo de instabilidade de tensão de longo termo.

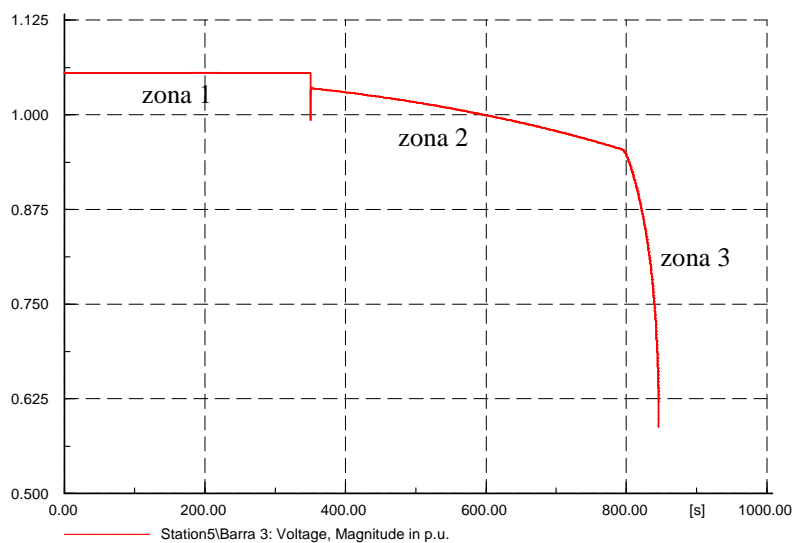


Fig. 5.11: Tensão na barra #3 de 400 kV (caso 2).

5.1.3 Estimação dos Parâmetros de Thévenin e do Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão

Nesta seção são apresentados os resultados da estimação dos parâmetros de Thévenin do sistema, mediante o algoritmo de identificação recursiva para os casos 1 e 2 da Seção 5.1.2. Os parâmetros estimados pertencem ao Sistema Radial “visto” da barra #3. Finalmente será apresentado o indicador de proximidade de instabilidade de tensão. Este indicador, como definido no Capítulo 3, representa a diferença entre as impedâncias da carga e de Thévenin.

Os dados fasoriais de tensão e corrente da barra #3 obtidos na Seção 5.1.2, são as variáveis de entrada do algoritmo, e simulam as grandezas fasoriais medidas pela PMU nesta barra. Os valores dos parâmetros $k_{inicial}$, k e $tol_{\Delta x}$, usados pelo algoritmo, são ajustados para 10^{-2} , 10^{-3} e 10^{-4} , respectivamente.

5.1.3.1 Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão para o Cenário de Estabilidade de Tensão (Caso 1)

Os parâmetros de Thévenin estimados pelo algoritmo de identificação recursiva pertencem ao caso 1, que é um cenário de estabilidade de tensão estudado na Seção 5.1.2. Este cenário é uma aproximação de um caso de regime permanente (excluindo a etapa transitória, grande perturbação, entre 350 e 362 s), devido ao fato de que o sistema é submetido a pequenas perturbações ou pequenas variações de carga. Consequentemente, a tensão e a impedância de Thévenin apresentam variações pouco significativas. As variações de carga para este cenário foram mostradas nos gráficos Fig. 5.2 e Fig. 5.3.

A seguir, são apresentados os resultados de simulação do algoritmo de identificação. Na Fig. 5.12 é apresentada a estimação da tensão de Thévenin. No gráfico se observa uma queda de tensão, por consequência da falha na linha O valor da tensão em regime permanente cai de 1.067 para 1.05 pu. A tensão de Thévenin inicial 1.067 pu é maior à do gerador 1.0282 pu (Fig. 5.4) devido ao efeito capacitivo da linha. Além disso, são mostradas as tensões de Thévenin, mínima e máxima, definidas no Capítulo 3.

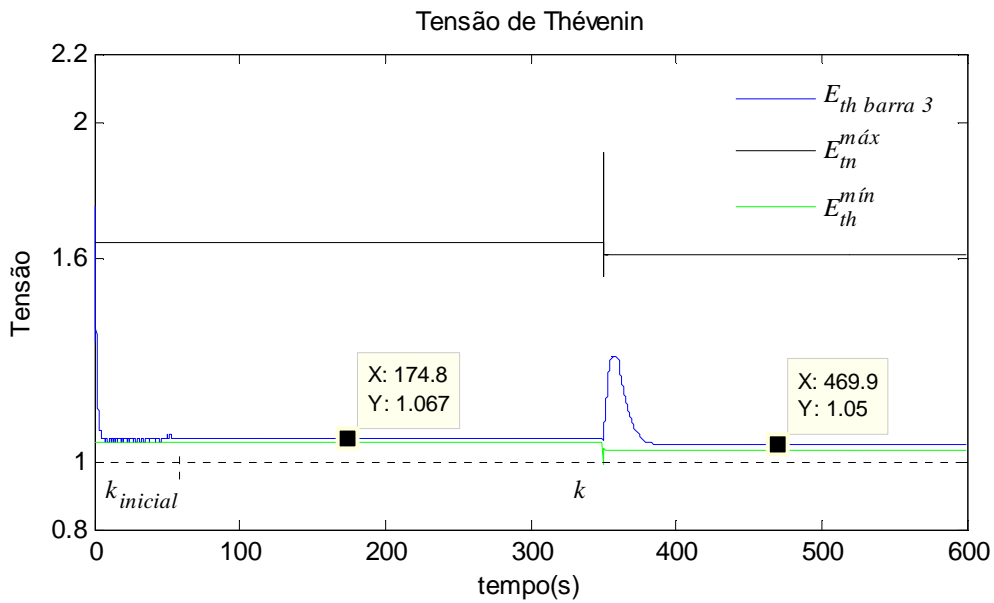


Fig. 5.12: Estimação da tensão de Thévenin na barra #3 (caso 1).

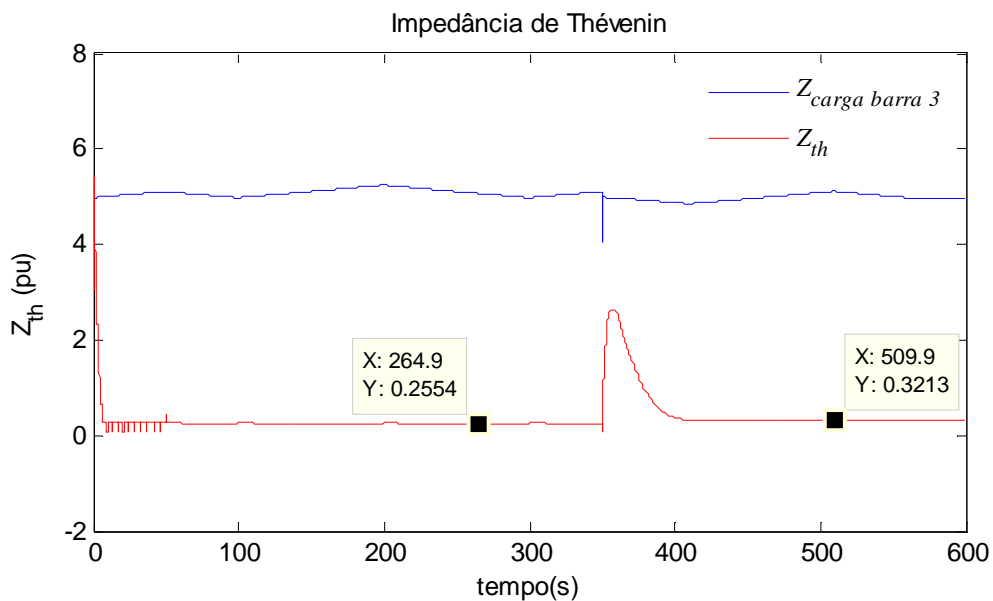


Fig. 5.13: Estimação da impedância de Thévenin na barra #3 (caso 1).

A soma das impedâncias em série desde o gerador até a barra #3, do sistema radial, representa a impedância de Thévenin “visto” da barra #3. Antes do distúrbio, a impedância de Thévenin é a soma das impedâncias em série dos transformadores e das duas linhas, cujo valor é $\bar{Z}_0 + \bar{Z}_L / 2$. Após do desligamento da linha, a impedância de Thévenin muda para o valor $\bar{Z}_0 + \bar{Z}_L$. A mudança de impedâncias é observada na Fig. 5.13. A figura representa a impedância estimada pelo algoritmo, que aumenta de 0.2554

para 0.3213 pu, dados em regime permanente. Com estes dados numéricos se pode dizer que $\bar{Z}_0 + \bar{Z}_L / 2 = 0.2554$ pu e $\bar{Z}_0 + \bar{Z}_L = 0.3213$ pu.

Neste cenário de estabilidade de tensão ou de regime permanente, a análise da estabilidade segundo o indicador de proximidade de instabilidade de tensão não tem maior importância, apresentando, portanto, apenas características qualitativas. O indicador ainda não apresenta bons resultados no instante de uma grande perturbação (desligamento de linha), mas é corrigido pelo algoritmo alguns depois deste distúrbio (neste caso 20s), este tempo se reduce no caso de sistemas robustos.

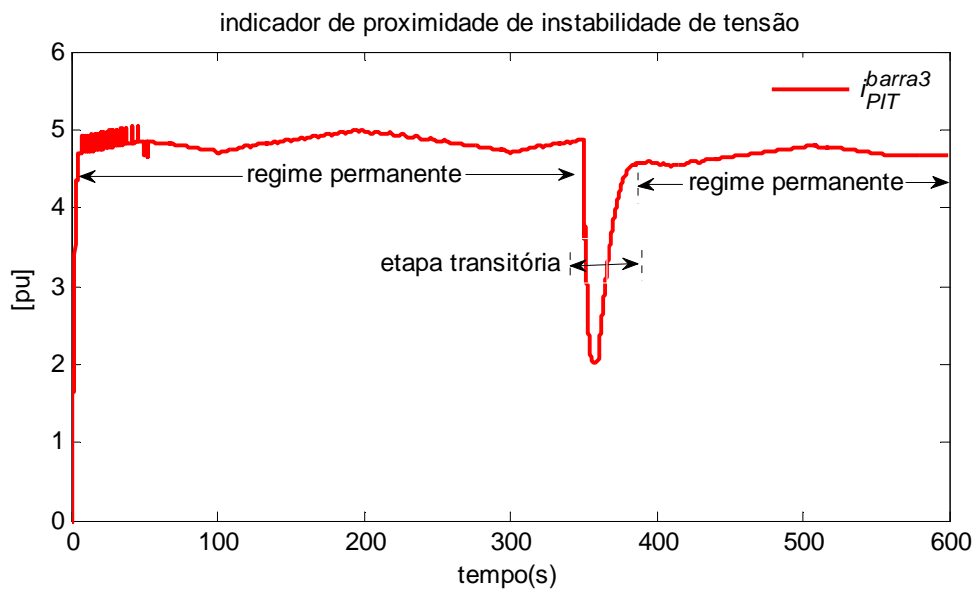


Fig. 5.14: Indicador de proximidade de instabilidade de tensão para a barra #3 (caso 1).

5.1.3.2 Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão para o Cenário de Instabilidade de Tensão (Caso 2)

A estimação dos parâmetros de Thévenin pertence ao caso 2, que é um cenário de instabilidade de tensão estudado na Seção 5.1.2. As variações de carga para este cenário foram mostradas nos gráficos Fig. 5.7 e Fig. 5.8, apresentam pequenas variações no início e incrementos sustentáveis no fim da curva. A inserção intencional de tais incrementos no fim da simulação é justificada pelo objetivo de conduzir o sistema até o ponto de instabilidade.

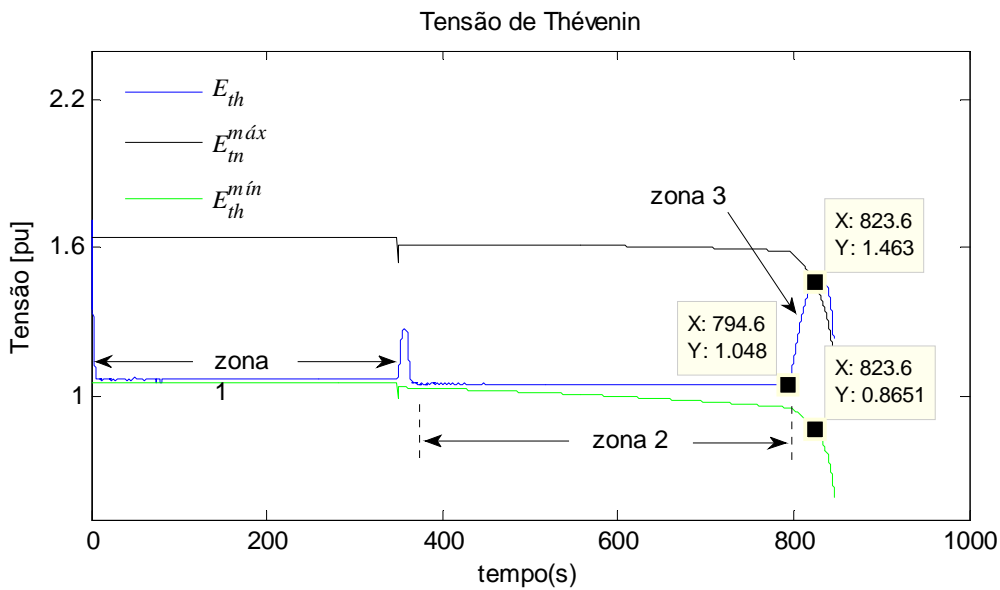


Fig. 5.15: Estimação da tensão de Thévenin na barra #3 (caso 2).

A tensão de Thévenin é mostrada na Fig. 5.15. Deve observar-se que, na *zona 1*, o gerador controla a tensão terminal, sendo esta a tensão de Thévenin (curva azul). Após o desligamento da linha, o gerador ainda controla a tensão por um longo período, que pode ser observado na *zona 2*, instante final em que atua o limitador de corrente de sobre-excitação. Nesse momento, o gerador deixa de controlar a tensão terminal e a tensão de Thévenin passa a ser o valor da tensão interna do gerador (*zona 3*).

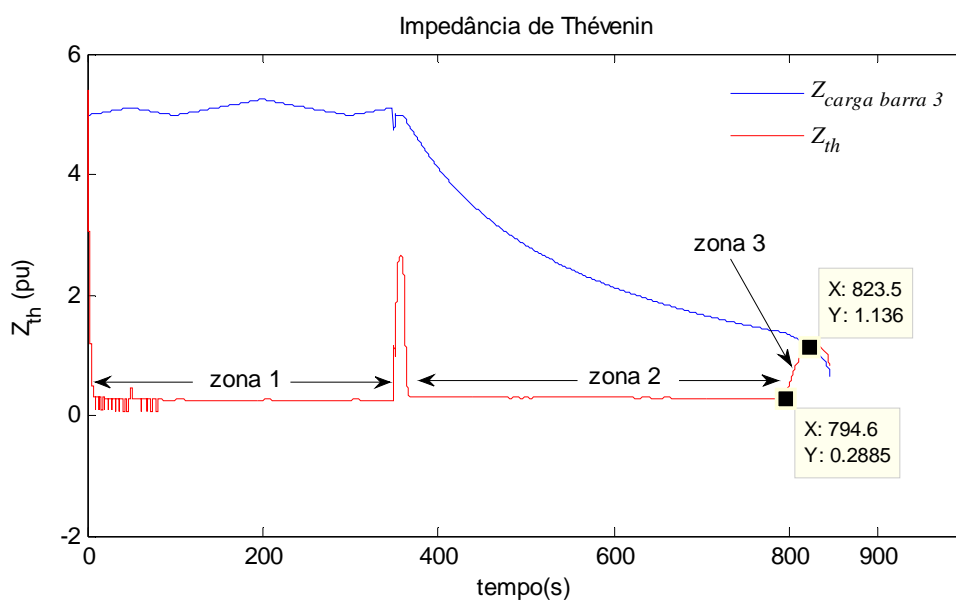


Fig. 5.16: Impedância da carga e impedância de Thévenin estimada na barra #3 (caso 2).

A impedância de Thévenin mostrada na Fig. 5.16 apresenta um efeito secundário. Na *zona 1*, a impedância de Thévenin é dada pela soma das impedâncias em série das linhas e do transformador do sistema radial. Na *zona 2* e na *zona 3*, ela é incrementada, respectivamente, pelo desligamento da linha e pela operação do OEL. Neste último evento, a reatância síncrona do gerador passa a formar parte da impedância de Thévenin.

Neste cenário, as variações da impedância foram resumidas em 3 zonas. Não obstante, os parâmetros de Thévenin em um sistema dinâmico são variáveis. Na mesma figura, a impedância da carga é representada pela curva azul. Inicialmente, ela apresenta variações pequenas, sendo o produto das variações de potência. Na parte final, a potência é incremental, pelo qual a impedância é decrescente. Com o decremento da impedância da carga e o incremento da impedância de Thévenin, a margem destas “distâncias” se reduz. Logo, em 823.5 s, as impedâncias se igualam com o valor de 1.36pu, acontecendo, neste instante, a máxima transferência de potência. Depois, em 850 s, o sistema se torna instável.

Não é possível prever o instante em que vai ocorrer o ponto de instabilidade. No entanto, pode-se afirmar que este ponto de instabilidade se encontra logo após o ponto de cruzamento das impedâncias da carga e de Thévenin. Por praticidade, pode-se dizer que a instabilidade de tensão ocorre quando tais impedâncias se cruzam.

Após o cruzamento das impedâncias (Fig. 5.16), a região entre o ponto de máximo carregamento e o ponto de instabilidade pode ser chamada de zona de instabilidade.

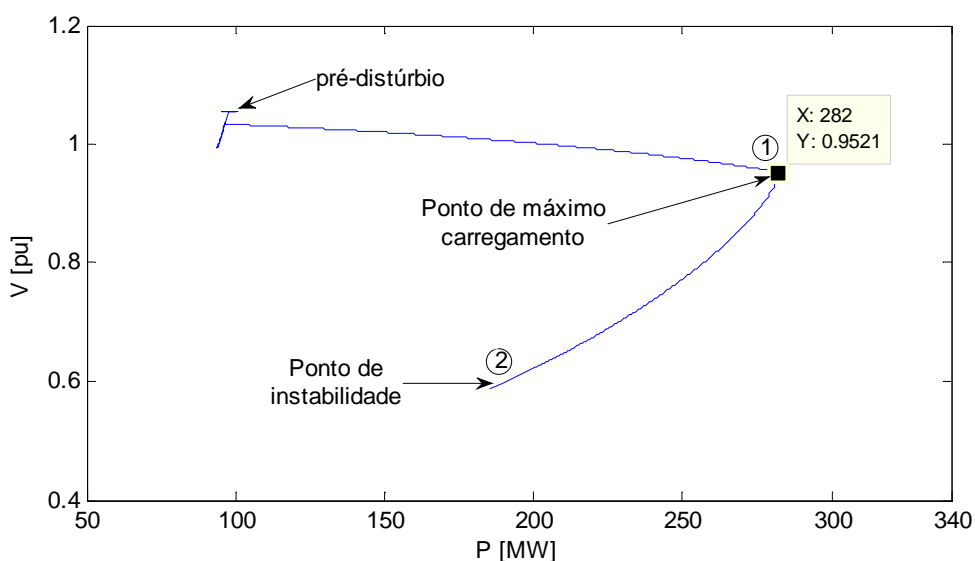


Fig. 5.17 Curva PV da barra #3 (caso 2).

Os pontos de máximo carregamento e de instabilidade podem ser observados na curva PV, *ponto 1* e *2* respectivamente, mostrada na Fig. 5.17. Deve-se ter em conta que existem muitas curvas PV. Por exemplo, uma delas pode ser a curva PV quando o sistema está operando com apenas uma linha, outra com duas linhas. Outra curva poderia ser quando opera o OEL do gerador. Em todas estas curvas PV são alteradas as impedâncias de Thévenin, de modo que a curva PV do sistema radial seja uma combinação das curvas antes mencionadas.

O indicador de proximidade de instabilidade de tensão é mostrado na Fig. 5.18. Qualitativamente fornece as seguintes informações:

- Entre 0 e 350 s o indicador é da ordem 4.8 pu aproximadamente;
- Entre 350 e 749.6 s o indicador vai diminuindo. Isto significa que o sistema está se aproximando ao ponto de máximo carregamento.
- A partir de 749.6 s, as impedâncias se aproximam rapidamente até apresentarem o mesmo valor, em 823.5 s, *ponto 1* (ponto de máximo carregamento $i_{PIT} = 0$). Em seguida, *ponto 2*, ocorre a instabilidade.

Em últimas palavras, o indicador de proximidade de instabilidade de tensão diz que: o sistema opera numa zona segura (o valor de i_{PIT} é 4.8 pu aproximadamente). Após do desligamento da linha e com o incremento da carga, a zona segura começa a diminuir (i_{PIT} diminui). Finalmente, após do cruzamento das impedâncias o sistema se encontra em uma zona instável (o valor de i_{PIT} é negativo).

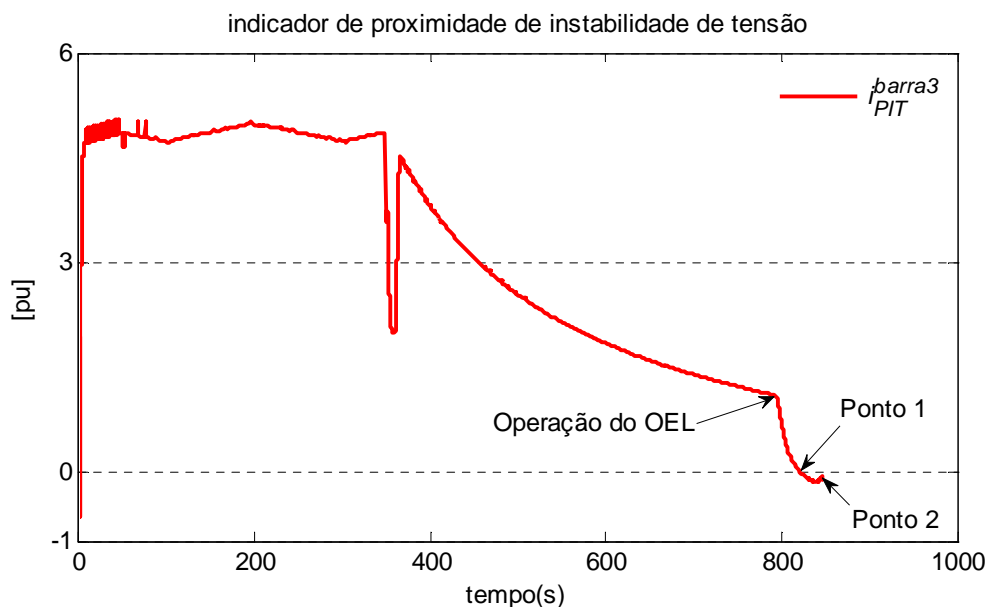


Fig. 5.18: Indicador de proximidade de instabilidade de tensão para a barra #3 (caso 2).

5.2 Sistema Nordic32

O sistema estudado nesta seção é uma variante do chamado “Sistema Teste Nordic32”, que é um sistema fictício, porém, similar ao sistema Nórdico europeu e é detalhado em [29] e [32]. É implementado e simulado no programa Simulight [36], a programação dos modelos encontram-se no apêndice B.

Inicialmente, o sistema é submetido às pequenas variações de carga e, finalmente, a uma contingência em uma linha de transmissão, sendo estudados os seguintes casos:

- Caso 3: Cenário de instabilidade de tensão;
- Caso 4: Cenário de tensão criticamente estável.

Após serem estudados os casos 3 e 4, será analisada a estabilidade segundo o indicador de proximidade de instabilidade de tensão.

5.2.1 Características do Sistema Nordic32

O diagrama unifilar do sistema Nordic32 é ilustrado na Fig. 5.19. A topologia geral do sistema é longitudinal, com duas grandes regiões que são ligadas através de 5 linhas de transmissão consideravelmente fracas. A primeira região é formada pelas áreas “North” e “Equiv.”, localizada na parte superior do diagrama, enquanto a segunda região é formada por as áreas “Central” e “South”, localizada na parte inferior do diagrama.

As áreas apresentam as seguintes características:

- **Área “North”**: Possui 10 geradores hidráulicos e pouca concentração de carga;
- **Área “Central”**: Possui 5 geradores térmicos e 1 compensador síncrono, esta área concentra a maior parte da carga;

- **Área “Equiv.”:** Possui 2 geradores hidráulicos e está ligada à área “North”. A área “Equiv.” simula ser um equivalente muito simples de um sistema externo;
- **Área “South”:** Possui 2 geradores térmicos e baixa carga.

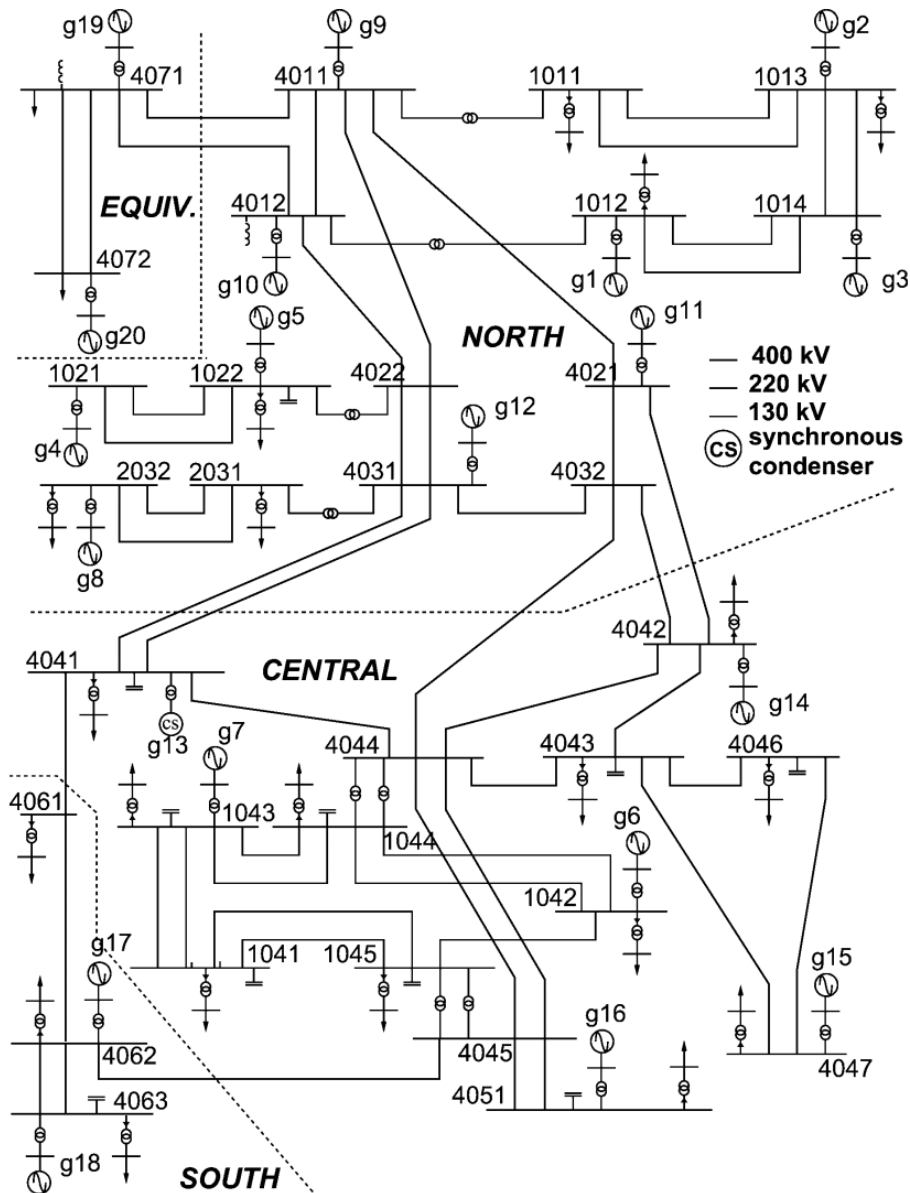


Fig. 5.19: Diagrama unifilar do sistema Nordic32.

O sistema tem linhas de transmissão longas, com tensão nominal de 400 kV. A Fig. 5.20 mostra a estrutura com este nível de tensão, considerando a localização geográfica das subestações.

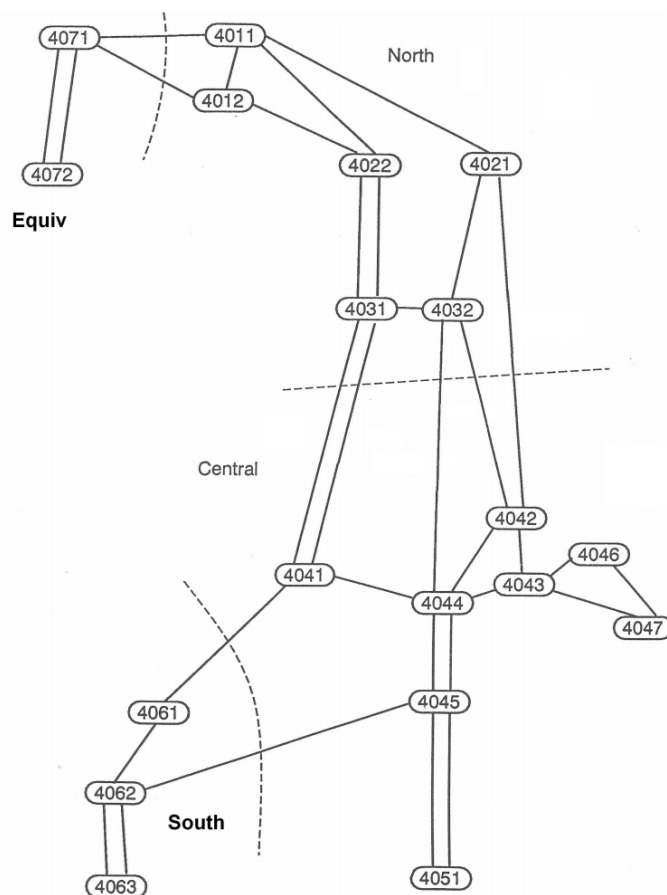


Fig. 5.20: Estrutura de transmissão em 400 kV.

A frequência nominal é de 60 Hz, sendo controlada através dos reguladores de velocidade dos geradores apenas na área “North” e “Equiv.”. O g20 é um gerador equivalente com alta participação no controle primário da frequência. As unidades térmicas das áreas “Central” e “South” não participam neste controle.

O sistema é altamente carregado com grandes transferências de carga essencialmente da área “North” à área “Central”. A operação segura do sistema é limitada pela instabilidade de tensão de longo prazo e por instabilidade transitória ou angular. As contingências susceptíveis de produzir instabilidade de tensão são:

- Desligamento de uma linha de interconexão nas áreas “North” e “Central”, forçando o fluxo da potência da área “North” para a área “South” nas linhas restantes;

- Interrupção da operação de um gerador, localizado na área “Central”, compensado por geradores hidráulicos da área “North” através dos reguladores de velocidade, causando, assim, uma transferência de potência adicional da área “North” para a área “Central”.

A máxima potência que pode ser fornecida às cargas da área “Central” é fortemente influenciada pela capacidade de potência reativa dos geradores da área “Central” e alguns da área “North”. Os limites de potência reativa dos geradores são forçados pelos limitadores de corrente de sobre-excitação (OELs). Por outro lado, transformadores com mudança de tape sob carga (OLTCs) têm por objetivo restabelecer tensões de distribuição e, portanto, a potência das cargas. Depois do distúrbio, tal como uma contingência em um gerador ou linha, a máxima transferência de potência que pode ser transmitida pelo sistema geração-transmissão da área “North” à área “Central” é menor que a potência demandada das cargas da área “Central”. Desta forma, os OLTCs operam para restabelecer a tensão e a carga. O resultado é, finalmente, a instabilidade de tensão. Esta última é do tipo instabilidade de tensão de longo termo. Isto é conduzido pelos OELs e OLTCs, em um ou dois minutos após do início do evento. Um caso semelhante deste tipo de instabilidade ocorre para incrementos de carga.

5.2.2 Modelos do Sistema Nordic32

Os modelos dos componentes principais estáticos e dinâmicos são:

- **Dados do fluxo de potência:** linhas de transmissão, transformadores, barra slack, geradores PV, potência da carga (PQ), e admitância *shunt*;
- **Máquinas:** máquinas síncronas de pólos salientes e lisos;
- **Controles:** regulador de velocidade, regulador automático de tensão, estabilizadores de sistemas de potência, limitadores de corrente de sobre-excitação e OLTCs.

5.2.2.1 Modelo da Rede de Transmissão

As linhas de transmissão são modelo π , conforme mostrado na Fig. 5.21 e os parâmetros das linhas são dados nas Tabelas A.1, A.2 e A.3, no apêndice A.

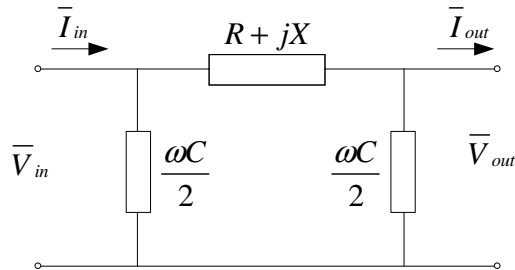


Fig. 5.21: Modelo π da linha de transmissão.

Os valores no sistema em por unidade são obtidos da seguinte equação:

$$Z_{pu} = Z(\Omega) \left(\frac{S_{base}}{V_{base}^2} \right)$$

onde:

V_{base} : Tensão de base de 130, 220, e 400 kV para linhas no mesmo nível de tensão, respectivamente;

S_{base} : Potência base de 100 MVA.

Os dados dos transformadores são encontrados Tabela A. 4 no apêndice A. A susceptância magnetizante e as resistências correspondentes às perdas no cobre e no ferro são desprezados. A orientação do transformador é mostrada na Fig. 5.22. A reatância X está expressa em por unidade na base $(V_{B-origem}, S_{nom})$, onde $V_{B-origem}$ é a tensão base da rede na “barra origem” e S_{nom} é a potência aparente nominal do transformador. O valor n está em pu / pu na base $(V_{B-destino}, V_{B-origem})$, onde $V_{B-destino}$ é a tensão base da rede na “barra destino”.

Os dados dos equipamentos *shunt* de compensação reativa são dados na Tabela A. 6 do apêndice A. Q_{nom} é a potência reativa produzida pelo elemento *shunt* com a tensão de 1 pu. Valores negativos se referem a elementos indutivos.

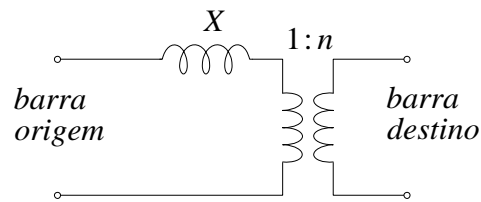


Fig. 5.22: Representação do transformador.

5.2.2.2 Modelo da Máquina Síncrona

São usados dois modelos padronizados de máquinas síncronas desenvolvidos em [4]. Estes modelos possuem três enrolamentos no rotor das máquinas de pólos salientes pertencentes às usinas hidroelétricas, e com quatro enrolamentos para máquinas de pólos lisos, pertencentes às usinas térmicas, além de um compensador síncrono g13. Os efeitos de saturação em todas as máquinas são desprezados. Para simular estes tipos de máquinas são utilizados os modelos MD02 e MD03 da biblioteca do Simulight para pólos salientes e lisos, respectivamente.

A potência nominal aparente S_{nom} e a potência nominal da turbina para cada gerador são dadas na Tabela A. 8 do apêndice A. Os parâmetros das máquinas são dados na Tabela A. 9 do apêndice A. As reatâncias estão em por unidade na base (V_B , S_{nom}), onde V_B é a tensão de base da rede na qual está ligada a máquina de 15 kV.

Para inicializar as variáveis pode-se usar o teorema do valor final de Laplace, neste caso a variável s tende para zero, assim:

$$x(\infty) = \lim_{s \rightarrow 0} sX(s)$$

Deve-se ter em conta que a variável de entrada dos blocos integradores nos modelos dinâmicos é uma variável derivada com respeito ao tempo, ($\frac{dx}{dt}$). No estado estacionário, todas as variações com respeito ao tempo são iguais a 0. Isso significa que as variáveis no estado estacionário não sofrem variação e, conseqüentemente, $\frac{dx}{dt} = 0$.

Na máquina síncrona são inicializadas, por exemplo, a potência mecânica P_m , o ângulo δ , tensões e correntes nos eixos direto e quadratura (I_d , I_q , E_q' , E_d' , E_q'' , E_d''),

velocidade angular ω , etc. No ponto de operação inicial, por exemplo, a potência mecânica P_m é igual à elétrica P_e .

5.2.2.3 Modelo do Regulador de Velocidade

O diagrama de blocos do modelo do regulador de velocidade para todas as turbinas hidráulicas é mostrado na Fig. 5.23. Apenas os valores de queda permanente de velocidade σ variam entre máquinas, conforme indicado na Tabela 5.1. No modelo, z é a abertura do servomotor e ω é a velocidade angular do rotor, ambos em pu. O servomotor é representado por um sistema de primeira ordem com uma constante de tempo de 0.2 s, um limitador e um bloco equivalente de um integrador com limites. O controle PI é usado para regular a abertura do servomotor, ou seja, a velocidade do rotor. P_{ref} é a potência de referência.

Tabela 5.1: Queda permanente de velocidade dos reguladores de velocidade.

Gerador	σ
g19, g20	0.08
os demais	0.04

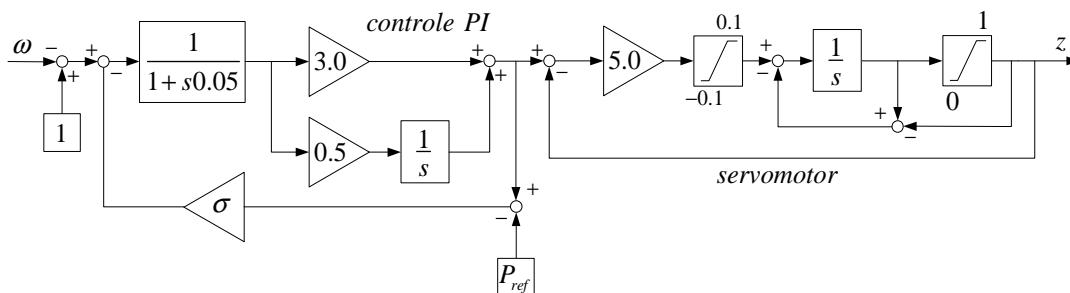


Fig. 5.23: Modelo do regulador de velocidade.

Para inicializar as variáveis do regulador de velocidade, considera-se $\omega=1$ e as variáveis de entrada dos integradores igual zero. Com estas considerações e alguns cálculos e reduções do diagrama de blocos, finalmente é obtido o valor da potência de referência P_{ref} , que é igual a z . A abertura do servomotor z será inicializada na seguinte seção.

5.2.2.4 Modelo da Turbina

No sistema Nordic32, a regulação de frequência é realizada pelos geradores das usinas hidráulicas. Por esta razão, o torque mecânico dos geradores nas usinas térmicas é mantido constante. Nas turbinas hidráulicas a potência ativa nominal P_{nom} é dada na Tabela A. 8. Todas são representadas pelo modelo simples sem perdas, conforme a Fig. 5.24, com a constante de tempo da água T_ω de 1 s. Neste modelo, z é a abertura do servomotor, Q é o fluxo de água, H é o nível de carga e P_m é a potência mecânica, todos em pu na base P_{nom} da Tabela A. 8.

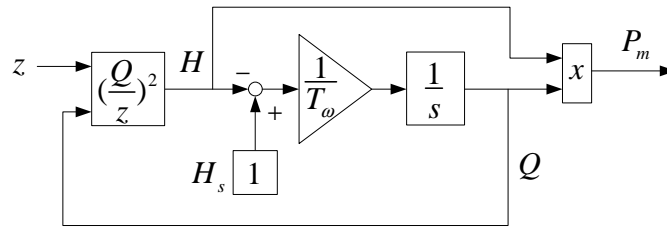


Fig. 5.24: Modelo da turbina hidráulica.

Para inicializar as variáveis da turbina, considera-se nula a de entrada do bloco integrador e, portanto, isto faz com que H seja igual H_s e igual a 1. Com o $H = 1$, a abertura z do servomotor é igual ao fluxo Q da água na turbina. A potência mecânica é igual ao produto das variáveis Q e H , logo, conclui-se que a abertura z do servomotor é inicializada com o valor da potência mecânica P_m .

5.2.2.5 Modelos da Excitatriz, RAT e OEL

A Fig. 5.25 apresenta, em conjunto, os modelos usados para representar a excitatriz, o regulador automático de tensão (RAT) e o limitador de corrente de sobreexcitação (OEL). Este modelo foi utilizado em todos os geradores, mas com diferentes parâmetros, os quais são dados na Tabela A. 10. A tensão e a corrente de campo são dadas por E_{fd} e i_{fd} , respectivamente. Ambos estão em por unidade, em uma base tal

que $E_{fd}=1$ pu e $i_{fd}=1$ pu, quando o gerador está operando sem carga, com 1 pu de tensão terminal e sem saturação. V_t é a tensão em terminal do gerador, em pu.

A excitatriz é representada por um sistema de primeira ordem, cuja constante de tempo é de 0.1 s, e o equivalente de um integrador com limites. O RAT inclui um ganho de redução transitória.

A operação do OEL é descrito a seguir. Em condições normais de operação, i_{fd} é muito menor do que i_{fd}^{lim} e a saída do *bloco 1* é -1. Isto mantém o integrador do *bloco 2* no valor limite inferior L_1 , que é negativo e, portanto, y é igual L_1 . Este resultado faz que o interruptor do *bloco 3* se mantenha na posição inferior e o sinal de entrada do RAT seja o erro $V_{ref} - V_t + V_{PSS}$.

Quando i_{fd} é muito maior do que i_{fd}^{lim} , a saída do *bloco 1* se converte para um valor positivo e, conseqüentemente, a saída y do *bloco 2* é incrementada. Quando y se converte para um valor positivo, o interruptor do *bloco 3* troca de posição e o sinal negativo $i_{fd}^{lim} - i_{fd}$ é enviado para o selecionador de sinal mínimo. Este último sinal proveniente do OEL é enviado ao RAT. Assim, o gerador muda de controle por tensão para controle por corrente. Em estado estacionário, o ganho G força i_{fd} para um valor menor do que i_{fd}^{lim} . Quando a diferença $i_{fd} - i_{fd}^{lim}$ está no intervalo $[-0.1 \ 0]$, a saída do *bloco 1* é 0. Isto evita voltar ao controle por tensão.

O *bloco 2* opera como um temporizador, adicionando um atraso intencional correspondente à capacidade de sobrecarga térmica do enrolamento de campo. Quando $f=1$ e $r=0$, no caso dos geradores g6 e g7, a comutação ocorre após um tempo que, por sua vez, não depende da sobrecarga $i_{fd} - i_{fd}^{lim}$. Por outro lado, quando $f=0$ e $r=1$, no caso dos outros geradores, quanto maior for a sobrecarga, menor é o tempo para limitar a corrente de campo. Isto proporciona uma característica de tempo inverso que mais compatível melhor com a capacidade de sobrecarga do enrolamento de campo.

Quando a corrente de campo é limitada, mas as condições operativas requerem menor excitação, o modelo é restabelecido sob controle de tensão. Isto é feito mudando a posição do interruptor para sinal de tensão.

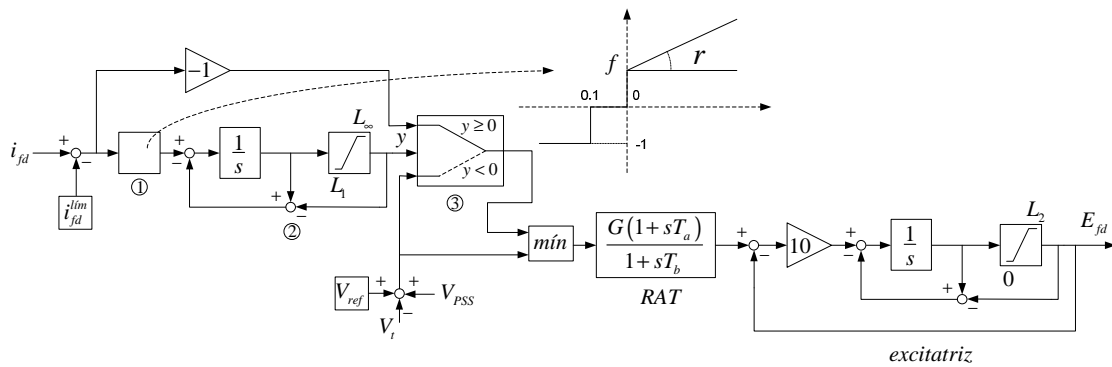


Fig. 5.25: Modelo da excitatriz, RAT e OEL.

Para inicializar as variáveis do sistema de controle de tensão. A variável s de Laplace tende para zero, no regime permanente. Consequentemente, o sinal de saída do PSS V_{PSS} é igual a zero e a entrada da excitatriz é igual a E_{fd} . Conclui-se que a diferença da tensão de referência V_{ref} e a tensão terminal V_t é igual a $G.E_{fd}$. Sendo assim, a inicialização da tensão de referência V_{ref} é igual a $V_t + G.E_{fd}$.

Neste modelo se teve problemas de inicialização na programação no Simulight, devido a que o limitador do bloco 2, em regime permanente, está ativo e a saída y é igual a L_1 . O Simulight para inicializar precisa que os limitadores de sinais estejam inativos, por este motivo se teve que esperar até as variáveis do sistema voltar ao seu estado inicial, este proceso atrasou as simulações em 200 s.

5.2.2.6 Modelo do Estabilizador de Sistemas de Potência

Somente três geradores são equipados com estabilizadores de sistema de potência usando, como sinal de entrada, ω em pu. Cada PSS inclui um filtro *washout* e dois filtros *lead-lag* em cascata. Os PSSs foram sintonizados para amortecer modos instáveis pouco amortecidos, com uma frequência em torno de 0.4 Hz. O diagrama de blocos do PSS é observado na Fig. 5.26 e os parâmetros são dados na Tabela A. 11 do apêndice A.

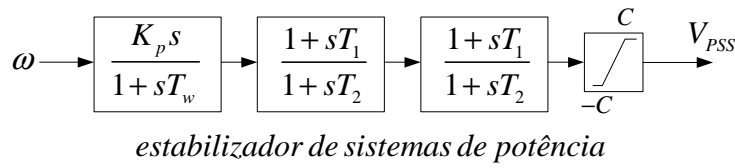


Fig. 5.26: Modelo do PSS.

5.2.2.7 Modelos das Cargas e Transformadores de Distribuição

As cargas são ligadas nas barras de distribuição de média tensão, alimentadas através de transformadores de distribuição Fig. 5.27. Existem 22 transformadores deste tipo e, portanto, 22 barras de distribuição. A potência das cargas é mostrada na Tabela A.7 do apêndice A.

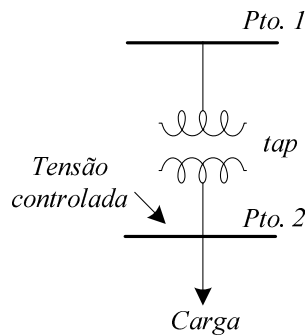


Fig. 5.27: Modelo do OLTC.

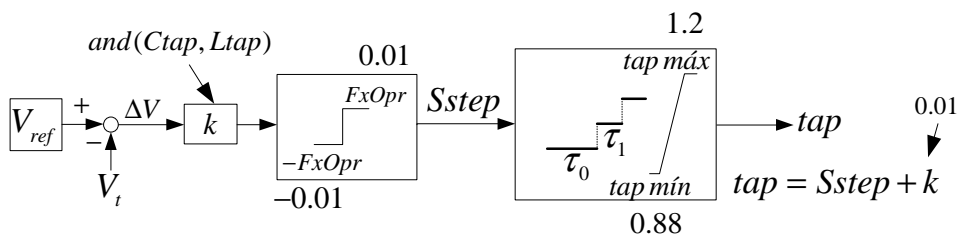


Fig. 5.28: Diagrama de blocos do OLTC.

Na Tabela A. 5 é dada a potência nominal aparente S_{nom} , para cada transformador de distribuição. Todas as barras de distribuição têm tensão nominal de 20kV. A Fig. 5.22 mostra o modelo do transformador de distribuição, cuja barra *origem* é a barra de distribuição de 20 kV e a barra *destino* é a barra da rede de transmissão.

Todos os transformadores têm uma reatância $X = 0.10$ pu na base de 20 kV e S_{nom} . Todos os transformadores de distribuição são equipados com tapes e mantêm a tensão de distribuição na faixa de $[0.99 \ 1.01]$ pu. Os OLTCs adaptam a relação de transformação na faixa de $[0.88 \ 1.20]$ com 33 posições, cujo passo é de 0.01 de uma posição para a outra seguinte. Na Fig. 5.28 mostra-se o diagrama de blocos do OLTC.

Os OLTCs apresentam, intencionalmente, retardos. Quando a tensão de distribuição sai da faixa $[0.99 \ 1.01]$ pu em t_o s e se mantém por fora τ_1 s, o OLTC opera mudando a posição do tape em $t_o + \tau_1$ s. Se a tensão continuar fora da faixa, o tape muda novamente em $t_o + \tau_1 + k\tau_2$ ($k = 1, 2, \dots$). Quando as tensões já foram restabelecidas, encontrando-se na faixa, o retardo é redefinido ao valor de τ_1 . Os valores de τ_1 e τ_2 são dados na Tabela A. 5 do apêndice A e variam de um transformador para outro, a fim de garantir uma operação sincronizada.

As cargas apresentam o seguinte modelo exponencial:

$$P = P_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\alpha \quad Q = Q_o \left(\frac{V}{V_o} \right)^\beta \quad (4.5)$$

onde α e β são iguais a 1.2 e 2, respectivamente. Nas Figuras 5.29 e 5.30 são mostradas o diagrama de blocos de P e Q.

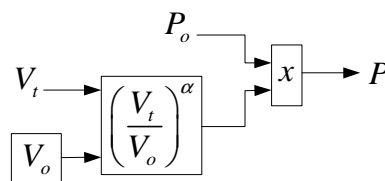


Fig. 5.29: Modelo da carga - potência ativa.

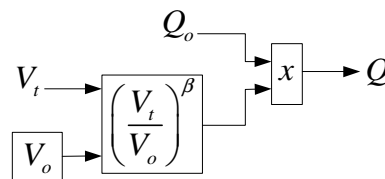


Fig. 5.30: Modelo da carga - potência reativa.

O valor inicial da relação de transformação n_o é calculado de maneira que a tensão da barra de distribuição seja igual ao ponto médio da faixa, ou seja, 1.0 pu. Este último é usado como o valor de V_0 . O valor da relação do transformador é mudado, na faixa de [0.88 1.2], de modo que n_o coincida com uma das posições do tape.

As variáveis da carga P_0 , Q_0 e V_0 são inicializadas com os valores iniciais obtidas do fluxo de potência.

5.2.3 Estudos de Estabilidade de Tensão para o Sistema Nordic32

Nesta seção, é apresentado na primeira parte o resultado do ponto de operação, fluxo de potência, do sistema Nordic32, que é o ponto inicial para as simulações dinâmicas. Na segunda parte, são apresentados os resultados das simulações no domínio de tempo para um distúrbio no sistema, que se dá pelo desligamento da linha LT#4032 - #4031 em 400 s. Além do distúrbio, são ensaiadas variações manuais da potência ativa e reativa da carga #1041-1. Estas variações são feitas antes do desligamento da linha, e o objetivo delas é a obtenção, em regime permanente, de fasores de tensão e corrente variáveis na carga #1041-1, que são usados para estimar os parâmetros de Thévenin.

São estudados um cenário de instabilidade de tensão, caso 3, e um cenário de tensão criticamente estável, caso 4.

5.2.3.1 Ponto de Operação do Sistema

O resultado do fluxo de potência é considerado como ponto de operação inicial do sistema. Na formulação do fluxo de potência são associadas quatro variáveis a cada barra da rede [33], sendo que duas delas entram como dados e duas como incógnitas, as variáveis são:

- V_k : magnitude de tensão nodal (barra k);
- θ_k : ângulo da tensão nodal;
- P_k : geração líquida (geração menos carga) de potência ativa;
- Q_k : injeção de potência reativa.

Dependendo de quais variáveis nodais entram como dados e quais sejam consideradas como incógnitas, definem-se três tipos de barras:

- PQ : são dados P_k e Q_k , e calculados V_k e θ_k ;
- PV : são dados P_k e V_k , e calculados Q_k e θ_k ;
- $V\theta$: são dados V_k , e θ_k , e calculados P_k e Q_k .

As barras dos tipos PQ e PV são utilizadas para representar, respectivamente, barras de carga e barras de geração. A barra $V\theta$, ou barra slack, apresenta uma dupla função, uma delas é fornecer a referência angular do sistema (a referência de magnitude de tensão é o próprio nó de terra); além disso, a outra função é fechar o balanço de potência do sistema, levando em conta as perdas de transmissão não conhecidas antes de se ter a solução final do problema.

No sistema Nordic32 a barra de referência $V\theta$ foi considerada a barra do gerador 9, as barras restantes dos geradores são do tipo PV , e as barras PQ são as barras das cargas. Nas colunas 5 e 6 da Tabela 5.2 são mostradas as tensões iniciais, em módulo e ângulo, das barras dos geradores. As colunas 3 e 4 mostram a potência gerada. A tensão da barra slack do gerador 9 apresenta os valores 0.9988 e -2.391° , de módulo e ângulo, respectivamente. Nas colunas 4 e 6 são apresentados as potências reativas e os ângulos das tensões nas barras PV . O nível de tensão das barras dos geradores é 15 kV. Deve-se observar que a potência ativa do gerador 13 é 0 MW, representando, assim, um compensador síncrono.

Tabela 5.2: Ponto de operação dos geradores.

Barra	Tensão	Potência gerada		Tensão inicial	
	base (kV)	ativa (MW)	reativa (Mvar)	módulo (pu)	ângulo (graus)
g1	15.0	600.0	52.43	1.0684	1.889
g2	15.0	300.0	14.33	1.0565	4.351
g3	15.0	550.0	17.65	1.0595	9.383
g4	15.0	400.0	25.89	1.0339	7.214
g5	15.0	200.0	51.64	1.0294	-13.102
g6	15.0	360.0	139.56	1.0084	-58.396
g7	15.0	180.0	73.37	1.0141	-68.011
g8	15.0	750.0	216.73	1.0498	-17.271
g9	15.0	667.9	188.19	0.9988	-2.391

g10	15.0	600.0	245.30	1.0157	0.304
g11	15.0	250.0	47.89	1.0211	-29.347
g12	15.0	310.0	137.79	1.0463	-32.564
g13	15.0	0.0	38.72	1.0170	-53.225
g14	15.0	630.0	282.07	1.0454	-49.385
g15	15.0	1080.0	368.40	1.0455	-51.058
g16	15.0	600.0	226.62	1.0531	-63.324
g17	15.0	530.0	49.01	1.0092	-45.822
g18	15.0	1060.0	293.97	1.0307	-41.982
g19	15.0	300.0	117.35	1.0300	-0.794
g20	15.0	2132.5	361.26	1.0185	-1.268

A Tabela 5.3 mostra o ponto de operação das barras de alta tensão (130, 220 e 400 kV). As potências ativa e reativa consumidas são a soma da potência da carga com a potência da impedância de dispersão do seu OLTC, ou seja, a potência de entrada no lado de alta tensão do OLTC. Observa-se na barra 1041 que a tensão é a menor, com o valor de 0.9925 pu. Isto acontece porque esta barra se encontra distante dos geradores e das barras fortes. Além disso, ela fornece potência a uma carga alta, apresentando, assim, uma característica de barra fraca.

Tabela 5.3: Ponto de operação nas barras de alta tensão.

Barra	Tensão base (kV)	Potência consumida		Tensão inicial	
		ativa (MW)	reativa (Mvar)	módulo (pu)	ângulo (graus)
1011	130	200.	80.0	1.0637	-7.397
1012	130	300	100.0	1.0644	-3.864
1013	130	100.	40.0	1.0555	0.494
1014	130	0.	0.0	1.0616	3.489
1021	130	0.	0.0	1.0322	1.837
1022	130	280.	95.0	1.0564	-19.756
1041	130	600.	180.0	0.9925	-81.081
1042	130	330.	90.0	1.0137	-66.475
1043	130	260.	100.0	1.0175	-75.907
1044	130	840.	300.0	1.0064	-66.807
1045	130	720.	230.0	1.0085	-70.750
2031	220	100.	30.0	1.0373	-37.153
2032	220	200.	50.0	1.0718	-24.509
4011	400	0.	0.0	1.0245	-8.292
4012	400	0.	0.0	1.0251	-6.297
4021	400	0.	0.0	1.0554	-36.343

4022	400	0.	0.0	1.0006	-21.556
4031	400	0.	0.0	1.0477	-39.900
4032	400	0.	0.0	1.0581	-44.793
4041	400	540.	160.0	1.0547	-53.225
4042	400	400.	149.4	1.0466	-56.679
4043	400	900.	303.2	1.0386	-62.675
4044	400	0.	0.0	1.0406	-63.327
4045	400	0.	0.0	1.0522	-67.951
4046	400	700.	250.0	1.0367	-63.267
4047	400	100.	50.0	1.0591	-58.708
4051	400	800.	302.4	1.0657	-70.094
4061	400	500.	149.0	1.0400	-56.874
4062	400	300.	100.0	1.0560	-53.324
4063	400	590.	300.0	1.0527	-49.645
4071	400	300.	100.0	1.0496	-5.809
4072	400	2000.	500.0	1.0603	-4.834

O resultado do ponto de operação nas barras de distribuição é mostrado na Tabela 5.4, o qual provê as tensões e os ângulos nessas barras. Deve-se indicar que os OLTC foram configurados para controlar a tensão nas barras de carga, no valor de 1 pu. Observa-se na coluna 7 os valores de tape dos OLTCs e na coluna 5 a tensão da carga em torno de 1 pu. Vale ressaltar que o tape pertence ao OLTC ligado entre a barra de alta tensão e a respectiva barra de carga. O nível de tensão nas barras de carga é 20 kV.

Tabela 5.4: Ponto de operação nas barras da carga (fluxo de potência).

Barra da carga	Tensão	Potência consumida		Tensão inicial		tape
	base (kV)	ativa (MW)	reativa (Mvar)	módulo (pu)	ângulo (graus)	
1011-1	20.0	200.	68.8	0.9997	-10.213	1.045
1012-1	20.0	300	83.9	1.0000	-6.687	1.048
1013-1	20.0	100.	34.5	1.0000	-2.319	1.036
1022-1	20.0	280.	79.9	0.9990	-22.584	1.041
1041-1	20.0	600.	149.0	0.9980	-83.923	0.981
1042-1	20.0	330.	71.0	0.9995	-69.590	1.001
1043-1	20.0	260.	83.8	0.9984	-79.095	0.999
1044-1	20.0	840.	252.0	0.9984	-69.775	0.991
1045-1	20.0	720.	190.5	0.9985	-73.662	0.995
2031-1	20.0	100.	24.8	0.9988	-39.987	1.025
2032-1	20.0	200.	39.7	1.0001	-27.342	1.060
4041-1	20.0	540.	131.5	0.9990	-56.060	1.042
4042-1	20.0	400.	127.4	0.9989	-59.503	1.030

4043-1	20.0	900.	254.6	0.9989	-65.506	1.024
4046-1	20.0	700.	211.9	0.9990	-66.091	1.021
4047-1	20.0	100.	44.0	0.9995	-61.512	1.036
4051-1	20.0	800.	258.3	0.9996	-72.913	1.048
4061-1	20.0	500.	122.5	0.9994	-59.705	1.027
4062-1	20.0	300.	83.8	0.9998	-56.149	1.040
4063-1	20.0	590.	233.0	0.9997	-55.057	1.009
4071-1	20.0	300.	83.9	1.0000	-8.632	1.034
4072-1	20.0	2000.	396.2	1.0003	-7.667	1.048

5.2.3.2 Caso 3: Cenário de Instabilidade de Tensão no Sistema Nordic32

Na seção anterior foi calculado o ponto de operação inicial do sistema, estes dados são utilizados para inicializar as variáveis de estado do sistema. Assim, são obtidas as simulações dinâmicas do sistema.

Como já foi mencionado, o sistema é submetido ao desligamento da linha LT#4032 - #4044, em 400 s. Inicialmente, são ensaiadas variações de potência ativa e reativa da carga #1041-1, no intervalo entre 200 e 400 s. As ditas variações são intencionalmente pequenas para não haver mudança nos tapes, e encontra-se no intervalo de [0 20] MW e [0 10] Mvar, para potências ativa e reativa, respectivamente. No instante de 400 s, as potências retornam aos seus valores iniciais, que são iguais aos valores em 200 s. De 400 s em diante, as potências evoluem pelas operações dos equipamentos de controle de tensão e dos OELs. As potências iniciais nesta barra são de 600 MW e 148 Mvar. As potências nas demais barras sofrem pequenas variações que, por sua vez, são produto da variação da tensão. A análise é focada no intervalo após do desligamento da linha.

Em resposta à perturbação em 400 s, as tensões nas barras da rede de transmissão apresentam as curvas mostradas na Fig. 5.31. Observa-se que nas barras #4071 e #4072 da área “Equiv.”, as tensões apenas sofrem pequenas variações, devido ao fato que esta área está situada em uma zona eletricamente distanciada da zona da falta. Além da barra #4072 estar situada no extremo mais distante do sistema, nela está ligado o g20 que, é o maior gerador do sistema. Portanto, pode-se dizer que as barras desta área são barras relativamente fortes. As quedas de tensão são maiores nas barras

#4061 e #4062, devido ao fato delas estarem perto da área “Central”, que apresenta a maior concentração de carga.

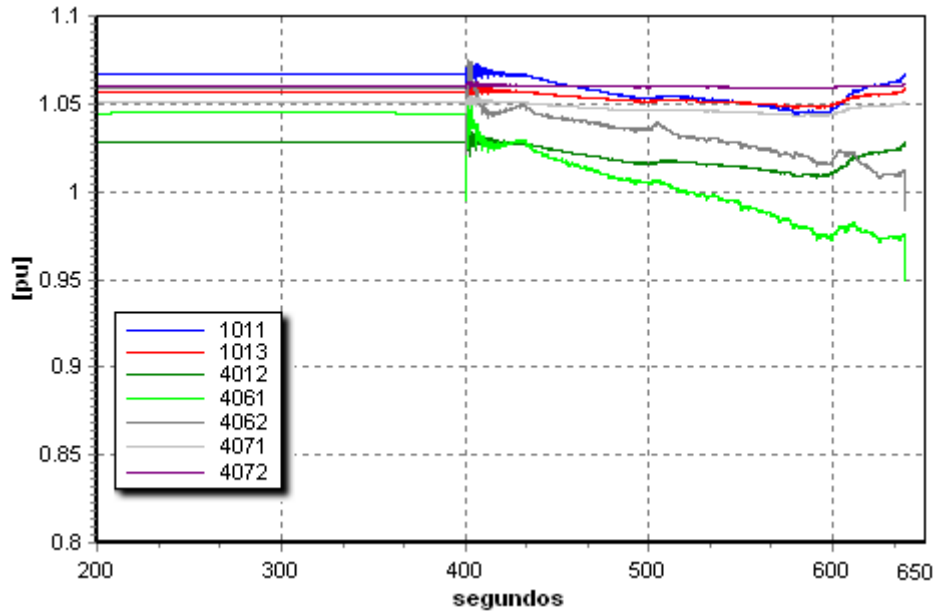


Fig. 5.31: Tensão nas barras da rede de transmissão nas áreas “Equiv.”, “North” e “South” (caso 3).

As quedas de tensão são maiores nas barras de 130 kV da área “Central”, mostradas na Fig. 5.32. Observa-se que as curvas nas barras #1041, #1044 e #1045 apresentam praticamente a mesma forma, por não possuírem geradores e, conseqüentemente, sem controle de tensão local. O mesmo não acontece com as curvas de tensão das barras #1042 e #1043, que possuem geradores controlando a tensão local. Observa-se, no *ponto 1*, que a tensão na barra #1042 apresenta uma queda de tensão maior em comparação à queda alguns segundos antes. Isto ocorre porque neste exato instante atua a proteção de corrente de sobre-excitação do gerador 6 ligado nesta barra, deixando o mesmo de controlar tensão. O mesmo ocorre na barra #1043, com a atuação do limitador de corrente de sobre-excitação do gerador 7, ligado nesta barra, no *ponto 2*. Neste caso, a queda de tensão é em menor proporção.

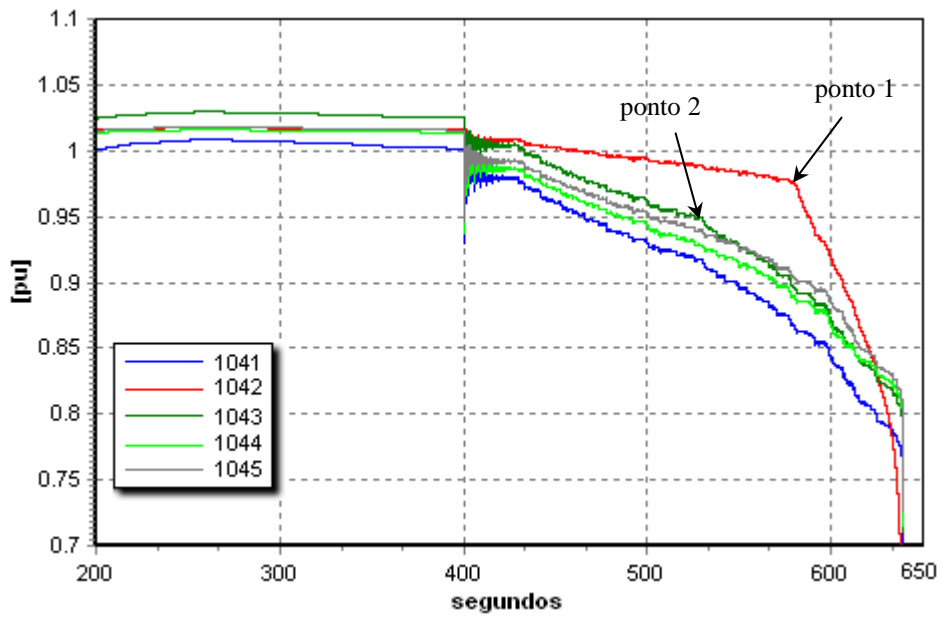


Fig. 5.32: Tensão nas barras da rede de transmissão na area "Central" (caso 3).

Na Fig. 5.33 são apresentadas as correntes de campo de alguns geradores, onde o gráfico mostra a atuação dos limitadores de corrente de sobre-excitação. Em contrapartida, na Fig. 5.34 são mostradas as correntes de campo dos geradores, sem atuação do OEL.

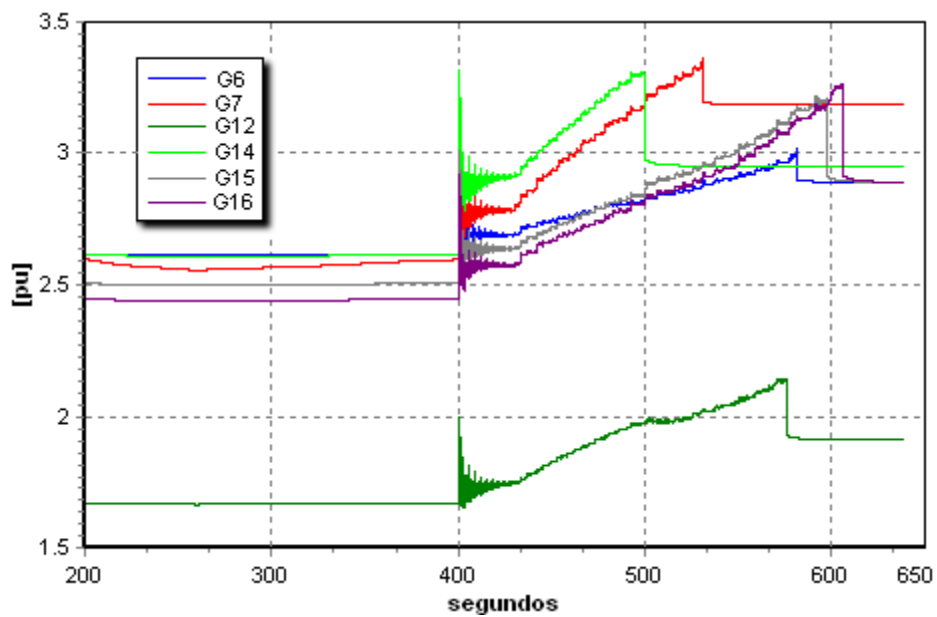


Fig. 5.33: Corrente de campo dos geradores com atuação do OEL (caso 3).

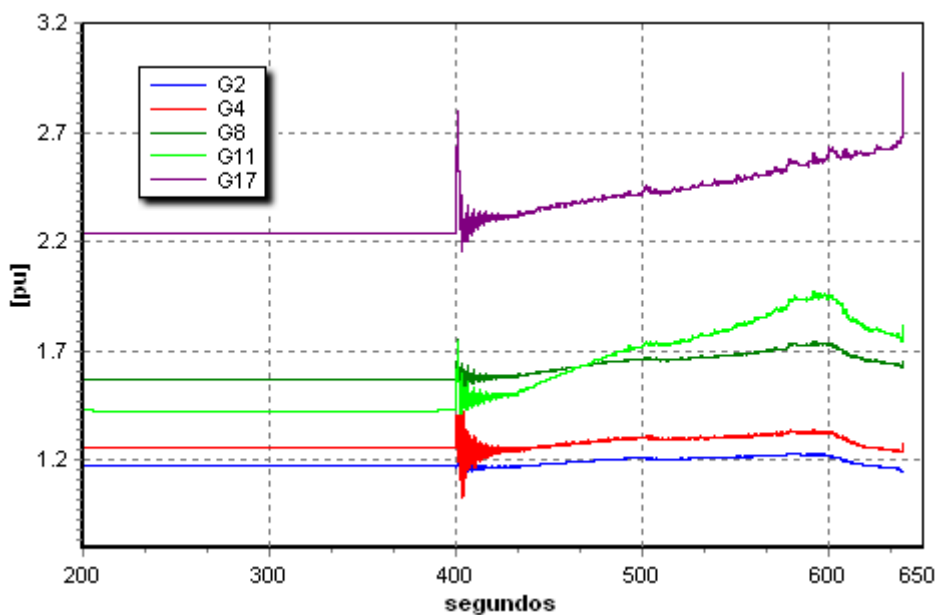


Fig. 5.34: Corrente de campo dos geradores sem atuação do OEL (caso 3).

As tensões terminais de alguns geradores são apresentadas na Fig. 5.35. Deve-se notar que as tensões nos geradores 2 e 4 são mantidas em níveis aceitáveis pelo controle do RAT. A diferença ao observar os geradores 7 e 14, está no fato de que o RAT controla a tensão até atuar o OEL. O efeito da operação dos OELs são quedas bruscas de tensão nos geradores 7 e 14, respectivamente, *ponto 1* e *2*.

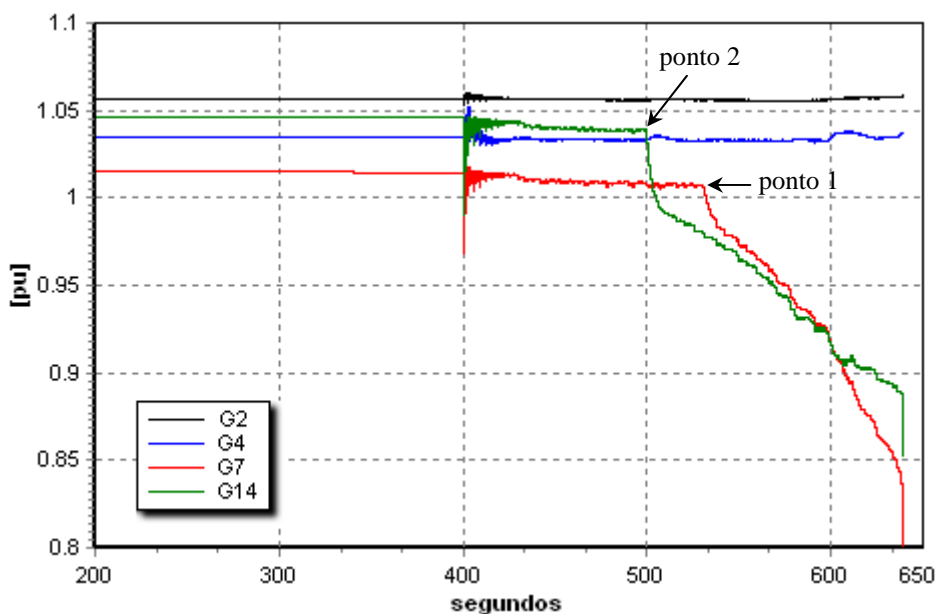


Fig. 5.35: Tensões terminais dos geradores (caso 3).

Na Fig. 5.36 pode-se ver as posições dos tapes dos transformadores de distribuição. Observa-se que atuam na primeira vez, com um retardo de 30 s, aproximadamente. Depois, atuam com um retardo de 8 s, aproximadamente. Os valores dos retardos τ_1 e τ_2 foram mostrados na Tabela A. 5. Estes retardos possuem valores diferentes, com o objetivo de não ter uma operação sincronizada.

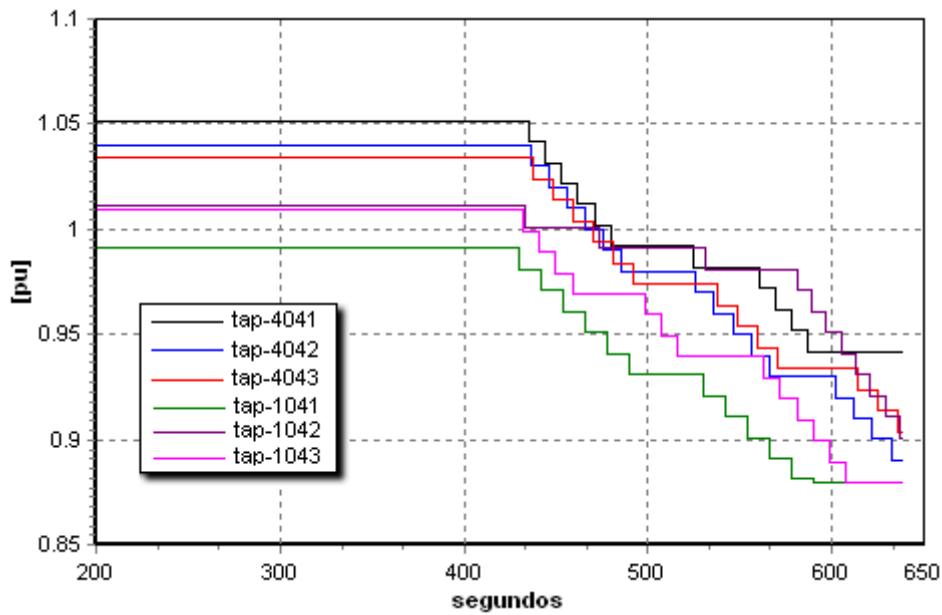


Fig. 5.36: Posição de tape dos OLTCs (caso 3).

Uma visão detalhada da mudança de tape do OLTC da barra #1041, barra de carga, é mostrada na Fig. 5.37. O gráfico mostra a operação falida do OLTC, tentando manter a tensão de distribuição na faixa de [0.99 1.01] pu. Neste caso, o OLTC ainda tem êxito no controle de tensão dentro da faixa por um período de tempo, aproximadamente, de 180 s. Logo, o tape bate o seu valor limite fazendo com que as potências e as tensões nesta e nas outras barras não possam ser restabelecidas. Tal situação é um caso típico de instabilidade de tensão de longo termo e o sistema entra em colapso 240 s, aproximadamente, após o distúrbio.

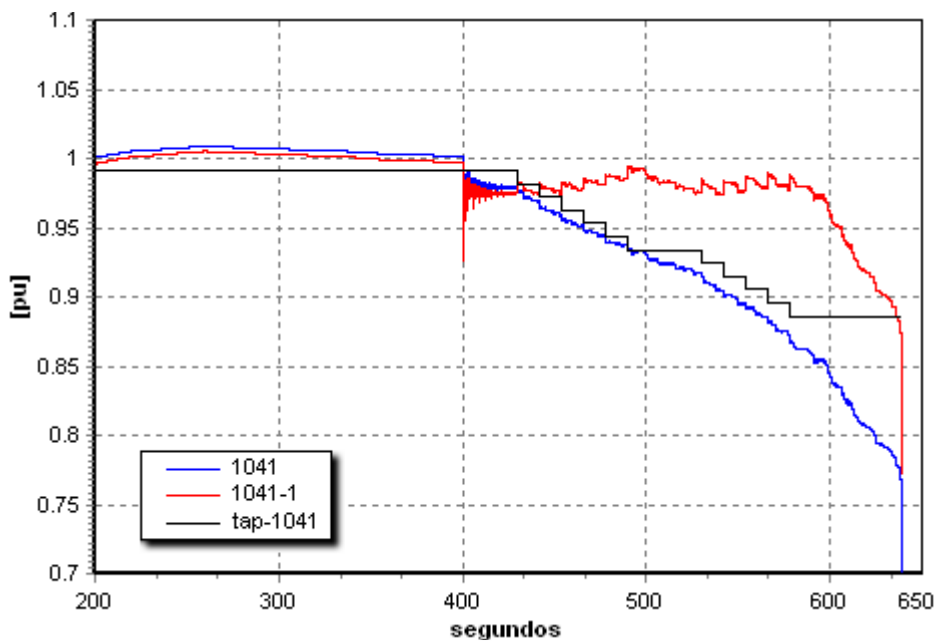


Fig. 5.37: Tensões nas barras #1041(130 kV), #1041-1 (20 kV-carga) e o tape do seu OLTC (caso 3).

As tensões nas barras #1042 e #1042-1 e o tape do seu OLTC são apresentados na Fig. 5.38, o gráfico mostra que o tape atua com o retardo τ_1 nas quatro primeiras mudanças, pois cada vez que o tape é alterado, a tensão ingressa na faixa [0.99 1.01] pu. Em seguida, o OLTC é reconfigurado, novamente, para iniciar o controle de tensão, com o retardo τ_1 . No *ponto 1*, a barra #1042 apresenta uma queda brusca de tensão, motivo pelo qual o OLTC atua a cada τ_2 segundos.

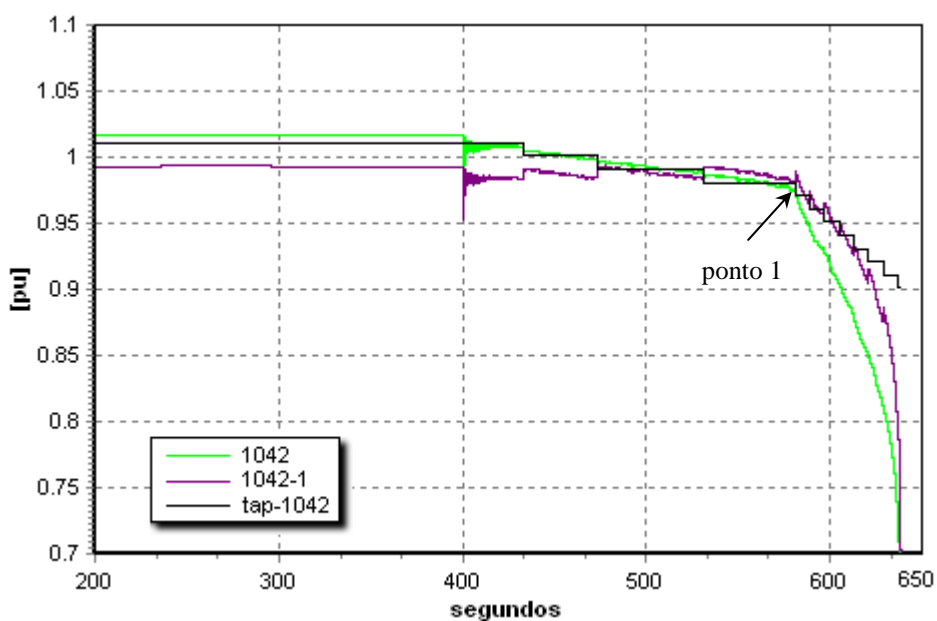


Fig. 5.38: Tensões nas barras #1042 (130 kV), #1042-1 (20 kV-carga) e o tape do seu OLTC (caso 3).

A potência da carga na barra de distribuição #1041-1 é mostrada na Fig. 5.39. Deve-se notar uma pequena variação manual de carga, no intervalo entre 200 e 400 s. Após os 400 s, a carga evolui incrementando sua potência, por apresentar uma característica exponencial em função da tensão. Além disso, neste intervalo, a tensão cresce devido ao efeito da mudança do tape, sendo mantida, dentro da faixa [0.99 1.01] pu, conforme observado na Fig. 5.37. Nota-se, também, que a carga na barra de distribuição #1042-1, apresenta o mesmo efeito, porém, em menor proporção.

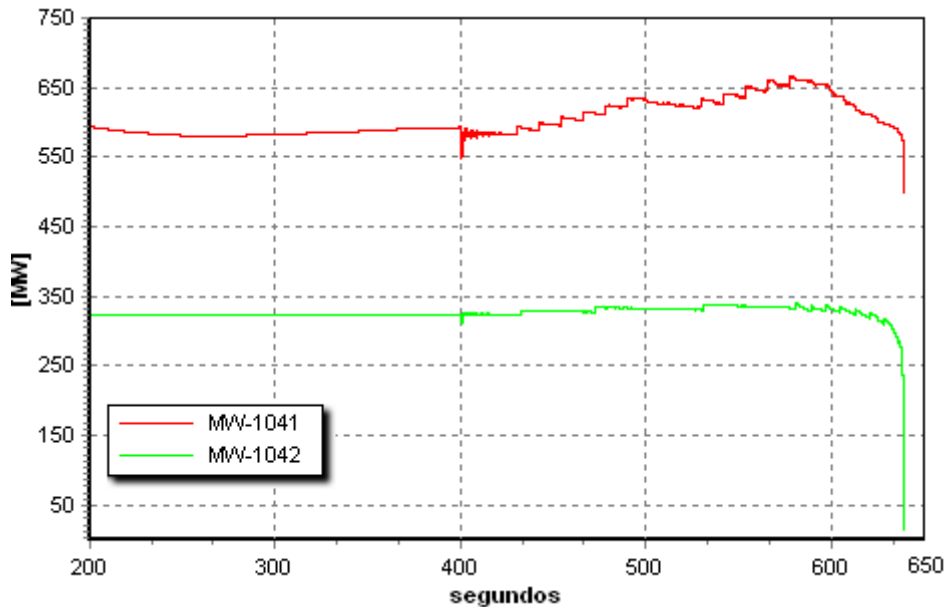


Fig. 5.39: Potência ativa das cargas #1041-1 e #1042-2 em MW (caso 3).

Na Fig. 5.40 é apresentada a velocidade angular dos geradores 2, 6 e 18. Observa-se, na região em destaque, que os geradores oscilam. A curva mostra como varia a velocidade angular em resposta às variações da potência ativa da carga com as tensões. A mudança brusca, nos *pontos 1* e *2*, corresponde às operações dos limitadores de corrente de sobre-excitação, causando quedas de tensões e, portanto, o decremento da potência da carga.

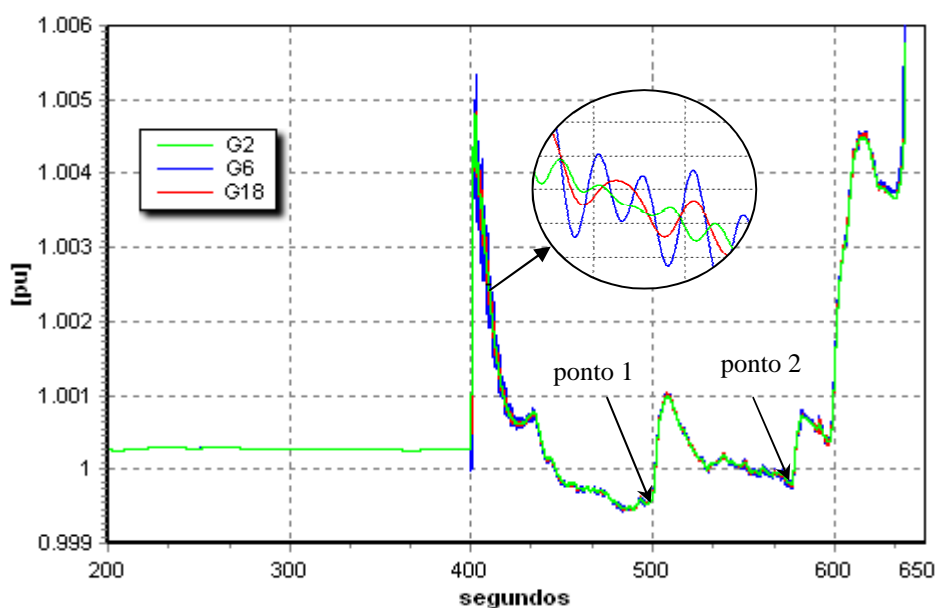


Fig. 5.40: Velocidade angular dos geradores (caso 3).

5.2.3.3 Caso 4: Cenário Criticamente Estável no Sistema Nordic32

Nesta seção, é apresentado um caso criticamente estável do sistema Nordic32. O caso 3 é a base desta seção, com modificações somente nos valores de tape mínimo de alguns OLTCs, com a finalidade de fazer o sistema operar em um ponto muito próximo da instabilidade. Vale lembrar que os valores de tape de todos os OLTCs, no caso 3, estão na faixa de valores [0.88 1.1] pu. Para a obtenção deste novo caso, foram modificados os valores de tape mínimo, no caso 3, até conseguir que o sistema apresente estabilidade de tensão. Na Tabela 5.5 é observada a mudança final do tape mínimo. Se o tape mínimo do OLTC 1041 muda de 0.86 para 0.85, por exemplo, o sistema, que era estável, passa a ser instável. Um comportamento similar pode acontecer com a variação dos outros tapes da tabela.

As contingencias são as variações de potência da carga #1041-1 e o desligamento da linha LT#4032 - #4044, que são as mesmas do caso 3.

Tabela 5.5: Novos valores de tape mínimo.

	Tape mínimo do OLTC							
barra	1041	1042	1043	1044	1045	4042	4043	4046
valor	0.86	0.96	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93

Nos seguintes gráficos, é mostrada a evolução do sistema. Vale ressaltar que nesta seção não é realizada uma análise aprofundada das curvas.

Observa-se na Fig. 5.41, que as tensões na área de maior concentração de carga apresentam quedas significativas em seu valor, embora consigam atingir o regime permanente após 740 s, aproximadamente.

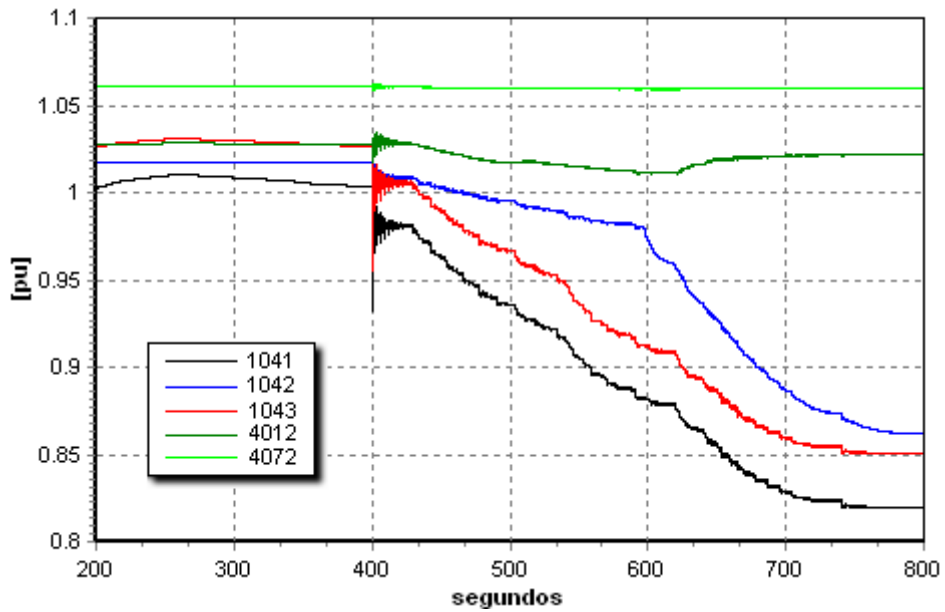


Fig. 5.41: Tensão nas barras da rede de transmissão nas áreas “North”, “Central” e “South” (caso 4).

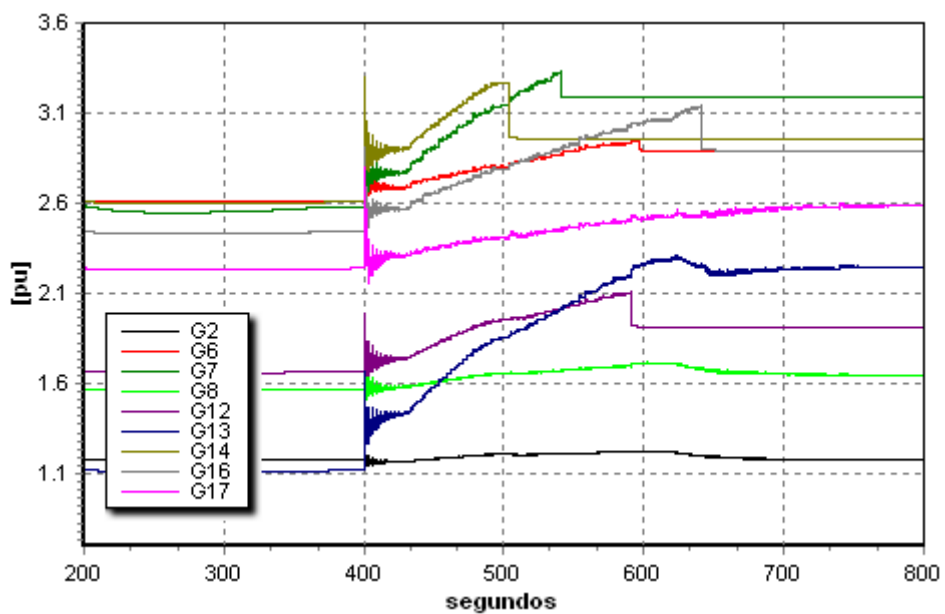


Fig. 5.42: Corrente de campo dos geradores (caso 4).

Na Fig. 5.42, é mostrada a corrente de campo com e sem operação do OEL. Observa-se que, após da operação do limitador de corrente de sobre-excitação, a corrente de campo é mantida no seu valor limite. Todas as curvas de corrente, no final do gráfico, atingem o ponto de operação estável.

Nos gráficos 5.43 e 5.44 são apresentadas, respectivamente, as tensões terminais e potência da carga.

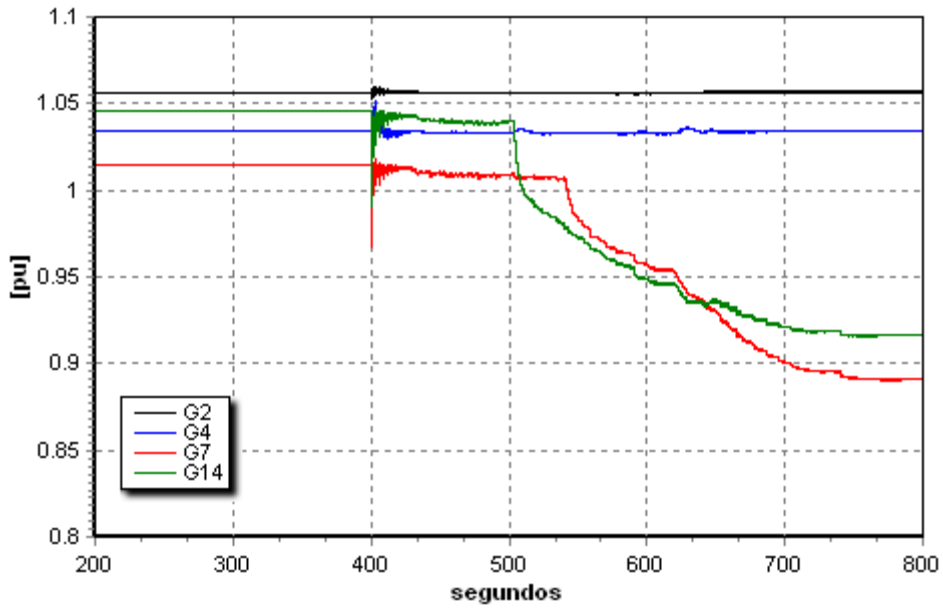


Fig. 5.43: Tensões terminais dos geradores (caso 4).

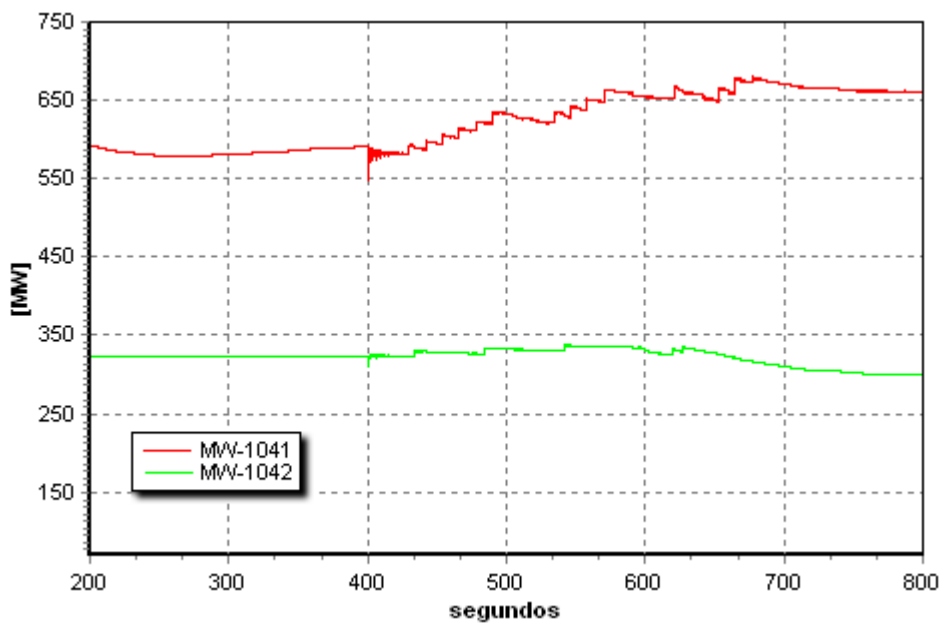


Fig. 5.44: Potência ativa das cargas #1041-1 e #1042-2 em MW (caso 4).

Os OLTCs controlam as tensões, nas barras de distribuição, até que os tapes alcancem os seus valores mínimos. Nota-se, por exemplo, que os OLTCs nas barras 1043, 1045, 4042 e 4043 atingem o seu valor limite de tape 0.93 pu. Desta maneira, além deles deixarem de controlar a tensão, eles sofrem, como efeito secundário, uma queda na potência da carga. O tape mínimo do OLTC 1041 foi modificado, intencionalmente, de 0.88 para 0.86, com o objetivo de fazer com que esta barra de carga seja a barra mais próxima da instabilidade.

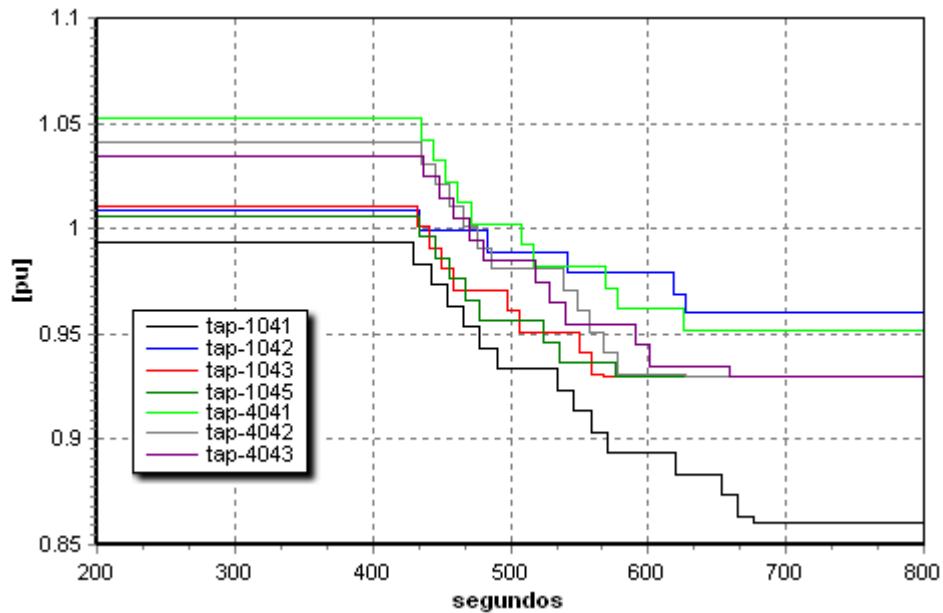


Fig. 5.45: Posição de tape dos OLTC (caso 4).

Na Fig. 5.46 observa-se a atuação do tape para controlar a tensão na barra de carga #1041-1. Após atingir seu valor mínimo, em aproximadamente 680 s, as tensões ainda evoluem sob o efeito dos outros OLTCs e da atuação dos OELs, embora consigam atingir o regime permanente.

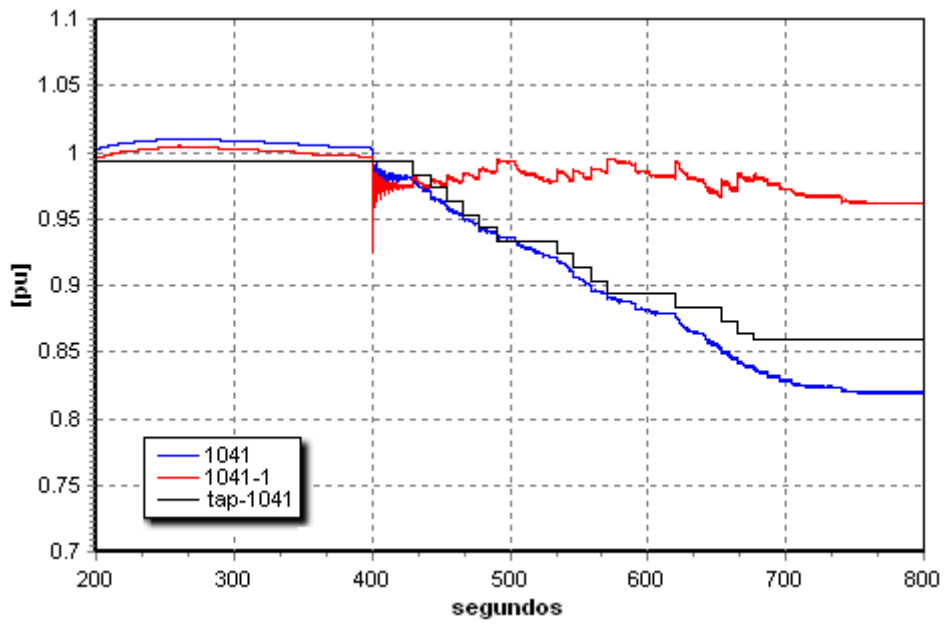


Fig. 5.46: Tensões na barra #1041 (130 kV), #1041-1 (20 kV-carga) e o tape do seu OLTC (caso 4).

A velocidade angular é mostrada na Fig. 5.47. Observa-se que esta estabiliza em 1.002 pu, o que significa 60.12 Hz, aproximadamente.

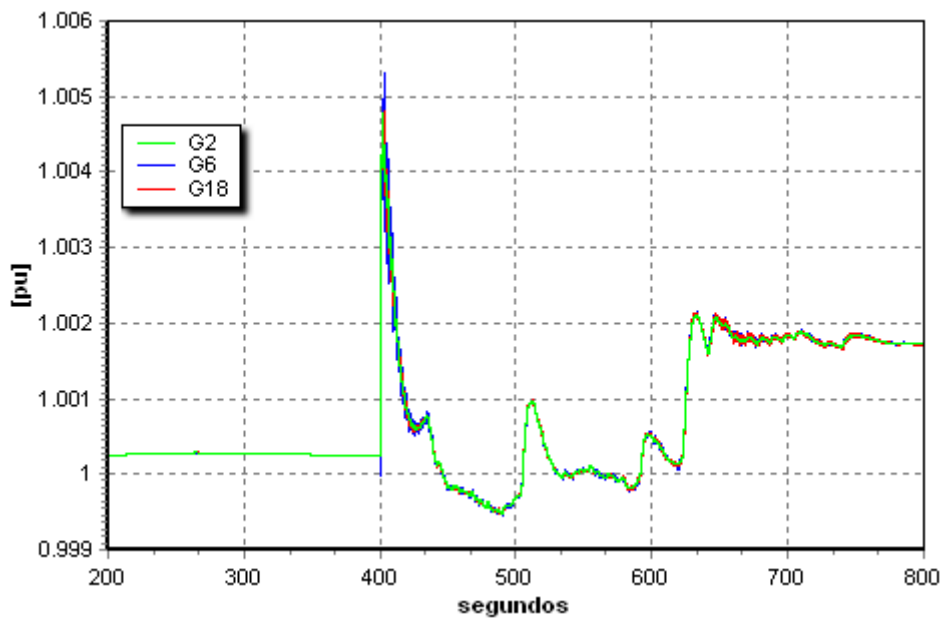


Fig. 5.47: Velocidade angular dos geradores (caso 4).

5.2.4 Estimação dos Parâmetros de Thévenin e do Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão

Nesta seção serão apresentados os resultados da estimação dos parâmetros de Thévenin do sistema, mediante o algoritmo de identificação recursiva para os casos 3 e 4 estudados na Seção 5.2.3. Trata-se de dois cenários, para os quais o sistema com diferentes configurações é submetido a um desligamento da linha LT #4032 - #4044 que, por sua vez, será analisado a partir dos parâmetros de Thévenin e, finalmente, com o indicador de proximidade de instabilidade de tensão. Este indicador, como definido no Capítulo 3, representa a diferença entre as impedâncias da carga e de Thévenin.

As grandezas fasoriais de tensão e corrente da barra #1041 obtidas na Seção 5.2.3, são as variáveis de entrada do algoritmo. Estas simulam serem grandezas fasoriais medidas pela PMU nesta barra, com taxa de amostragem de 20 ms. Os parâmetros estimados pertencem ao sistema Nordic32 “visto” da barra #1041.

Os parâmetros $k_{inicial}$, k e $tol_{\Delta x}$ usados no algoritmo para o sistema Nordic32 são, respectivamente, 10^{-2} , 10^{-6} e 10^{-7} .

5.2.4.1 Indicador de Proximidade de Instabilidade de Tensão para o Cenário de Instabilidade de Tensão (Caso 3)

Inicialmente, são apresentados os resultados da estimação dos parâmetros de Thévenin, pelo método de identificação recursiva, para o cenário de instabilidade de tensão no sistema Nordic32 (caso 3 da Seção 5.2.3). Além disso, é analisada a instabilidade de tensão, segundo o indicador de proximidade, ocorre por causa da contingência na linha LT #4032-#4044. Os parâmetros de Thévenin e o indicador pertencem ao sistema “visto” da barra #1041.

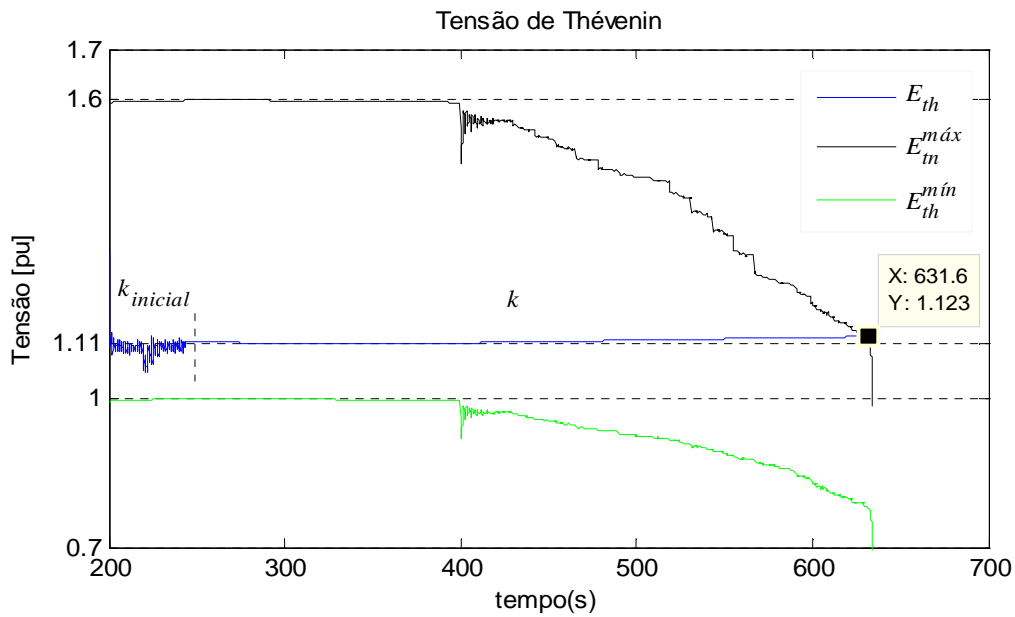


Fig. 5.48: Tensão de Thévenin estimada na barra #1041 (caso 3).

Na Fig. 5.48 é mostrado o resultado da estimação da tensão de Thévenin. Observa-se que o sistema se torna instável próximo a 631.6 s, ponto em que as tensões E_{th} e $E_{th}^{máx}$ se cruzam. Isto acontece porque a tensão $E_{th}^{máx}$ foi definida no algoritmo como sendo a tensão E_{th} no ponto de máximo carregamento que, por sua vez indica quando os valores das impedâncias da carga e de Thévenin se igualam. Este cruzamento das impedâncias é mostrado na Fig. 5.49.

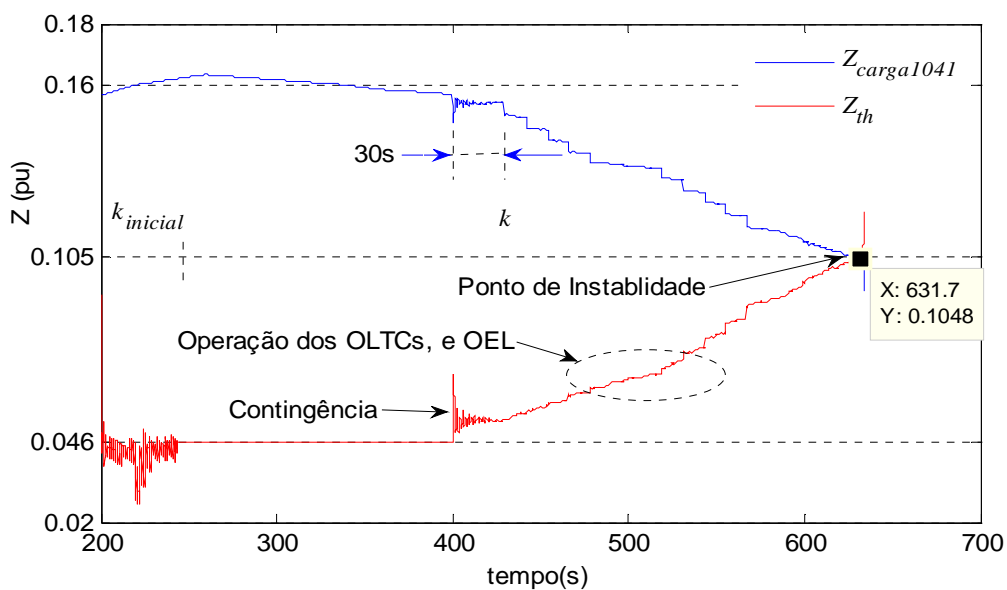


Fig. 5.49: Impedância da carga e impedância de Thévenin estimada na barra #1041 (caso 3).

Do gráfico anterior o valor inicial da impedância de Thévenin é 0.046 pu. Após 400 s, ela cresce, inicialmente, devido ao desligamento da linha e, progressivamente, por causa da mudança de tapes dos OLTCs e da operação dos OELs. Deve-se notar após do cruzamento das impedâncias que, o sistema ainda opera por um pequeno período de tempo. Conclui-se que: após o cruzamento, o sistema já se encontra em uma zona instável.

Para uma melhor análise da instabilidade, na Fig. 5.50 são apresentadas as curvas PV da barra #1041, em 130 kV, onde podem ser observados os pontos de máximo carregamento e de instabilidade.

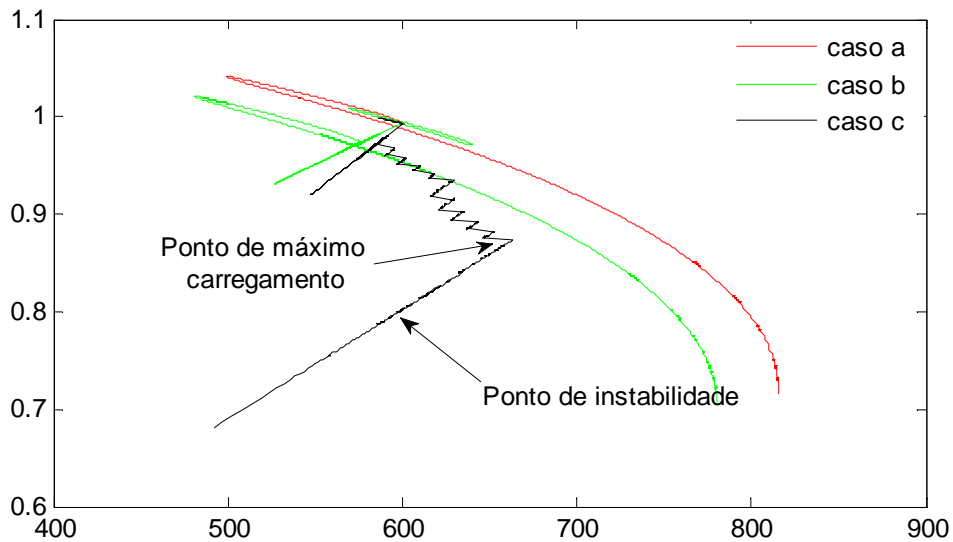


Fig. 5.50: Curvas PV na barra #1041 em 130 kV (caso 3).

As curvas da Fig. 5.50 correspondem aos seguintes casos:

- Caso a: sem contingências e com bloqueio de tapes dos OLTCs;
- Caso b: com desligamento da linha LT#4032 - #4044 e com bloqueio de tapes dos OLTCs;
- Caso c: com desligamento de linha LT#4032 - #4044 e com atuação de tapes dos OLTCs. Esta curva PV pertence ao cenário analisada nesta seção.

Nos casos “a” e “b”, a curva PV foi obtida variando a potência da carga #1041-1 considerando carga tipo PQ, até o sistema entrar em colapso.

O caso “c” pertence ao cenário de instabilidade de tensão (caso 3). Após do desligamento da linha a variação de potência depende apenas da ação dos tapes dos OLTCs e da atuação dos OELs. O sistema se torna instável devido ao efeito dos tapes e à operação dos OELs, e não por sobrecarga manual. O ponto de máximo carregamento pode ou não ser o ponto de instabilidade. Este ponto é influenciado pelo tipo da carga, neste caso é um modelo exponencial, cuja instabilidade se dá após do cruzamento das impedâncias. O ponto de máximo carregamento acontece quando a tensão é de 0.85 pu e a potência é de, aproximadamente, 670 MW. Já o ponto de instabilidade, ocorre quando a tensão é de 0.78 pu e potência é de 600 MW. Não obstante, os pontos de máximo carregamento e de instabilidade encontram-se muito próximos e, portanto, pode-se falar de uma zona de instabilidade. Quando é analisado o indicador apenas em uma barra se podem fazer comparações quantitativas e qualitativas, neste caso as duas. Segundo as características qualitativas, o indicador vai decrescendo e nesse mesmo sentido a estabilidade do sistema vai deteriorando.

Finalmente, na Fig. 5.51 é mostrado o indicador de proximidade de instabilidade de tensão de tensão:

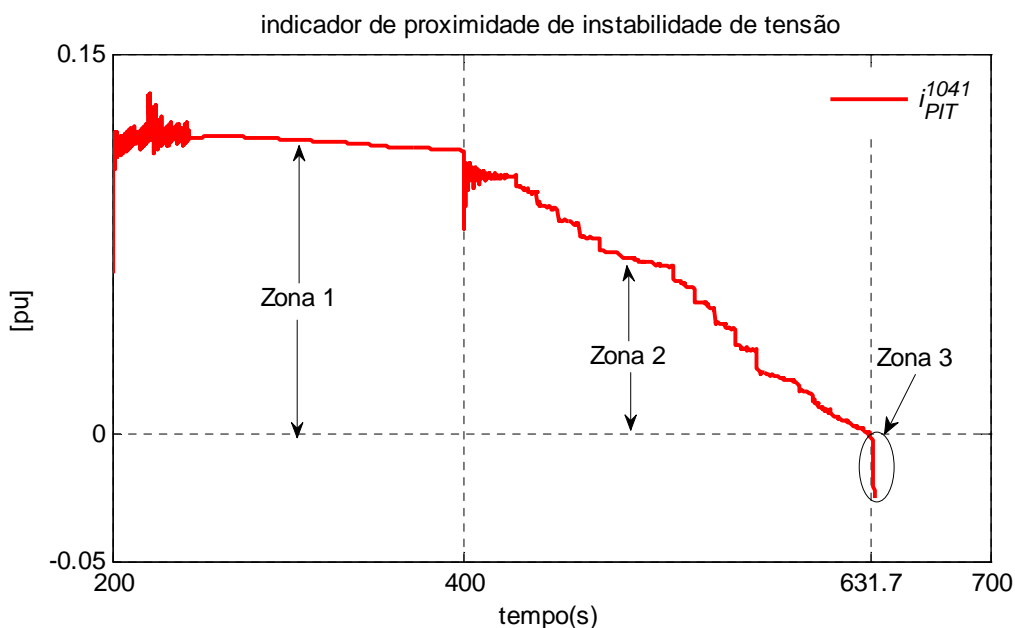


Fig. 5.51 Indicador de proximidade de instabilidade de tensão da barra #1041 (caso 3).

Segundo as características quantitativas, o indicador da barra #1041, inicialmente, apresenta valores positivos aproximadamente de 0.125 pu, sendo os maiores valores deste indicador (*zona 1*) e, portanto, uma boa estabilidade. Após o desligamento da linha em 400 s, o sistema evolui apresentando uma diminuição neste indicador (*zona 2*). A máxima transferência de potência acontece quando o valor do indicador é nulo. Depois que o indicador troca de sinal, o sistema já se encontra na chamada zona de instabilidade (*zona 3*).

A seguir, são mostradas as impedâncias estimadas “vistas” das barras #1041, #1042, #1043 e #4042. A obtenção destas impedâncias foi possível fazendo pequenas variações da carga ligadas nestas barras, no intervalo entre 200 e 400 s.

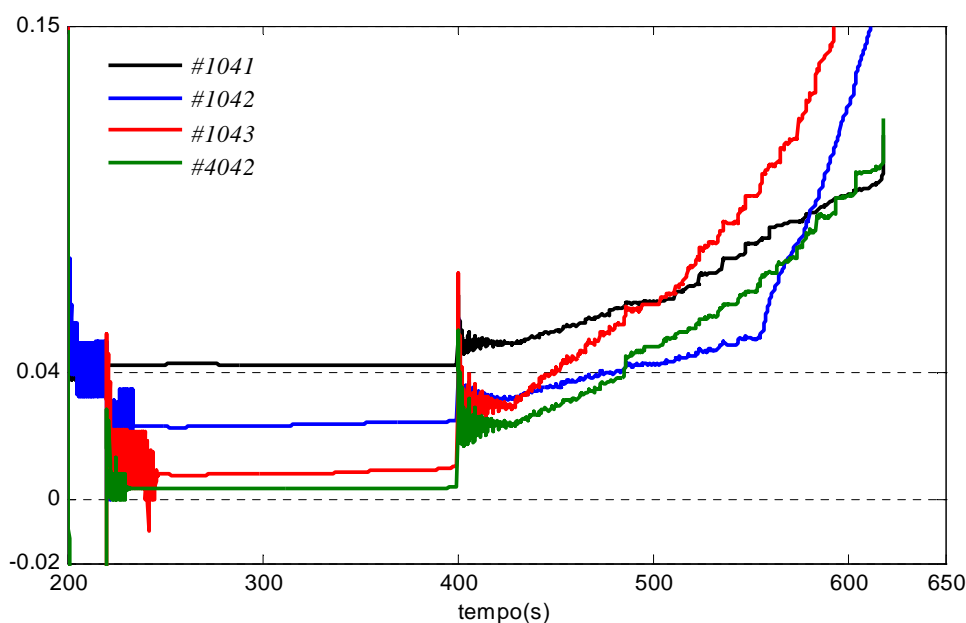


Fig. 5.52: Estimação das impedâncias de Thévenin nas barras #1041, #1042, #1043 e #4042.

A seguir, são mostradas as impedâncias das potências consumidas nas barras em 130kV. Estas potências são a soma da carga em 20 kV e o seu respectivo OLTC.

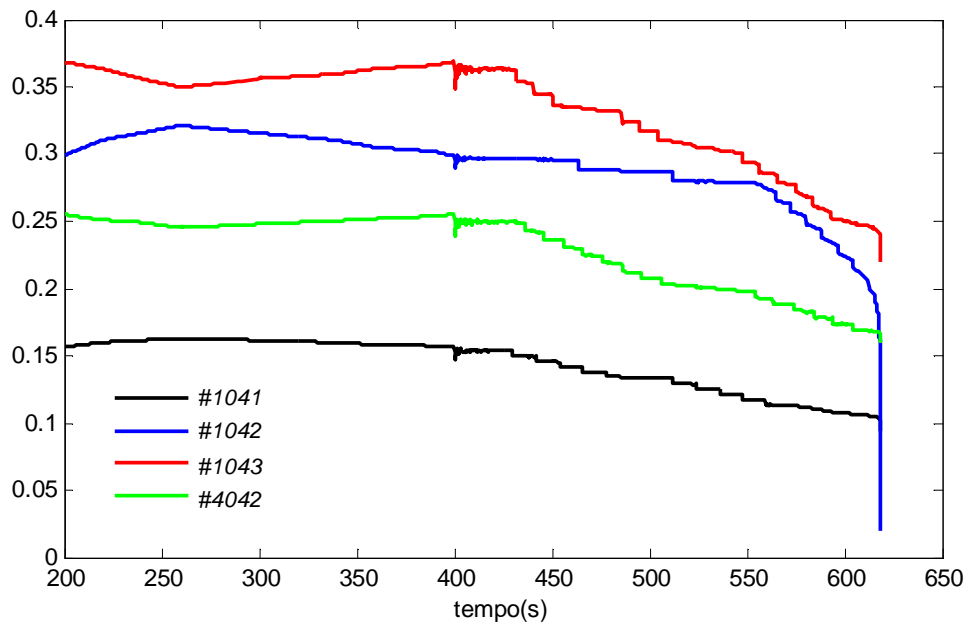


Fig. 5.53: Impedâncias das cargas #1041, #1042, #1043 e #4042.

A seguir, são mostradas as proximidades individuais das impedâncias da carga e de Thévenin para as barras #1041, #1042, #1043 e #4042.

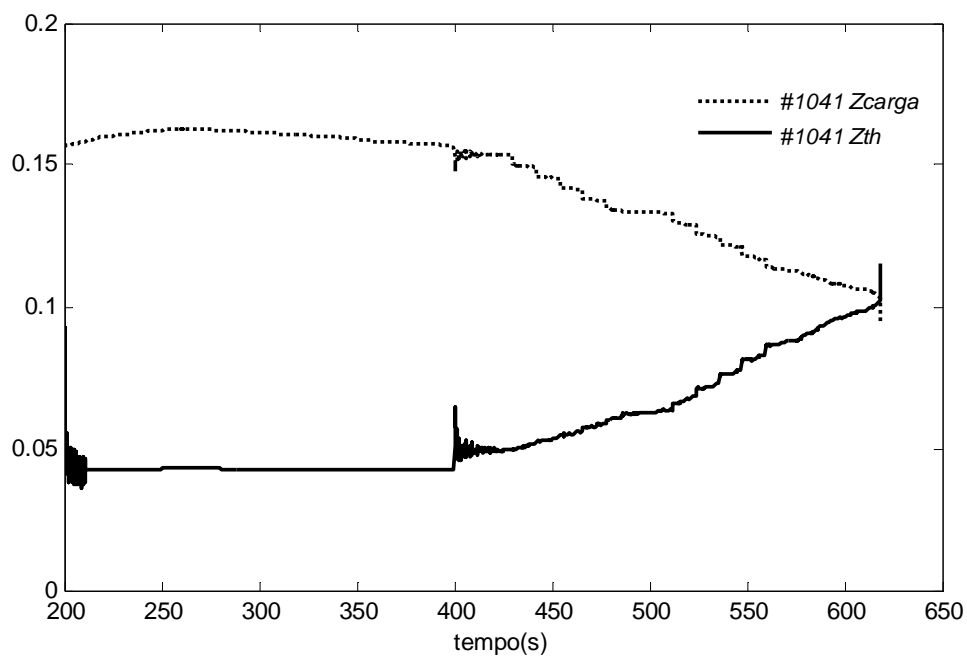


Fig. 5.54: Proximidade das impedâncias da carga e de Thévenin na barra #1041.

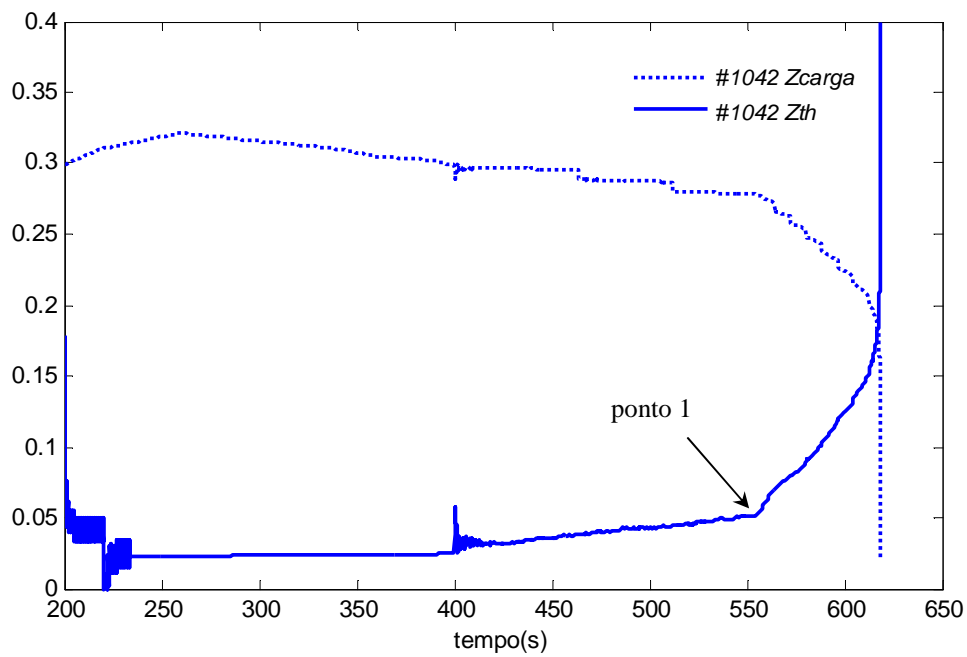


Fig. 5.55: Proximidade das impedâncias da carga e de Thévenin na barra #1042.

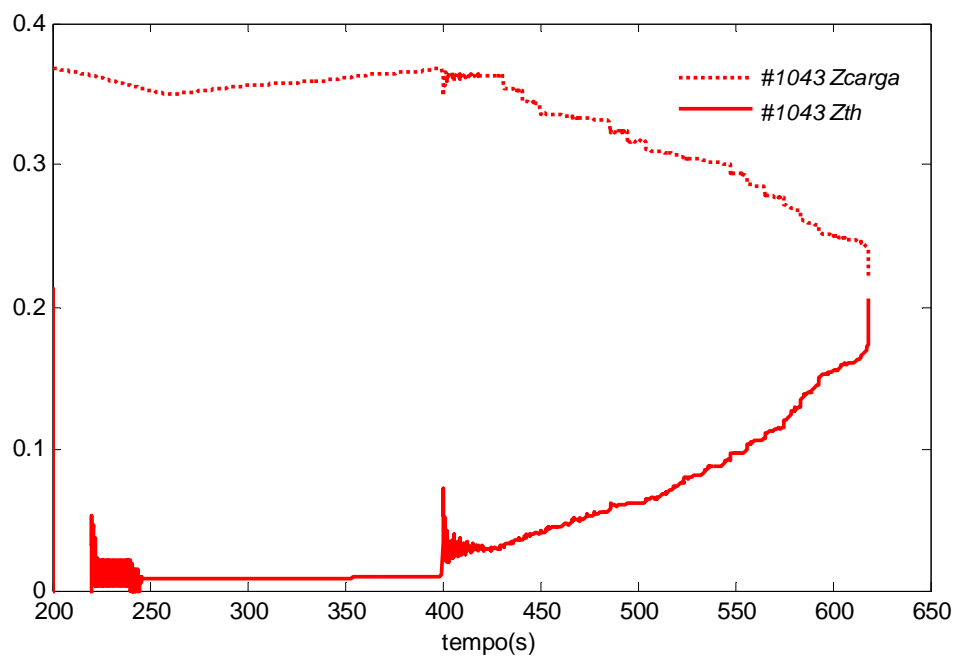


Fig. 5.56: Proximidade das impedâncias da carga e de Thévenin na barra #1043.

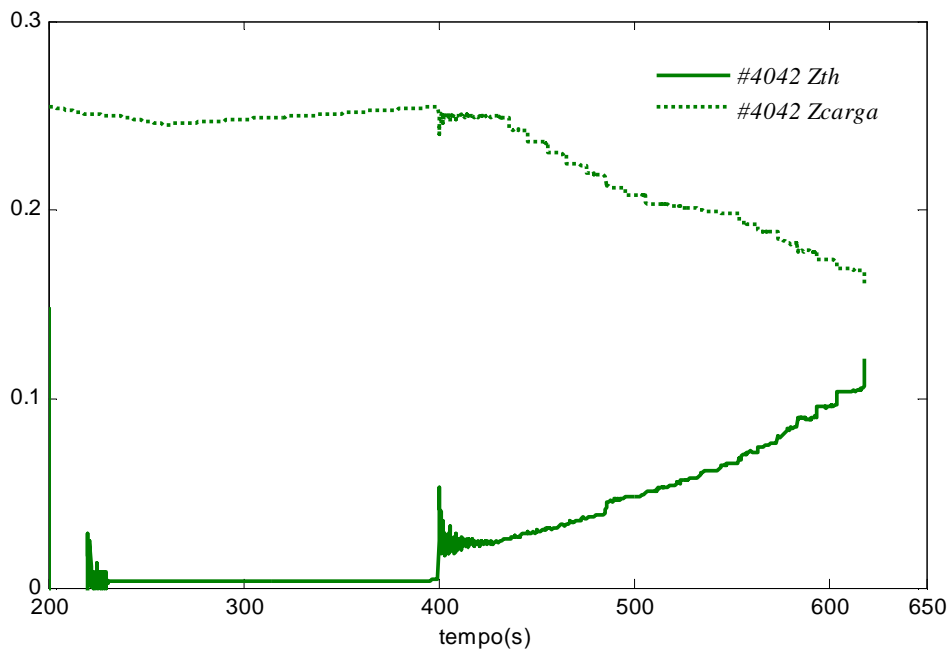


Fig. 5.57: Proximidade das impedâncias da carga e de Thévenin na barra #4042.

Por fim, são mostrados os indicadores de proximidade de instabilidade de tensão. Comparando qualitativamente estes indicadores, dizem que a barra #1043 é menos sensível e, a barra #1042 é mais sensível. A sensibilidade das barras incrementa segundo a ordem #1043, #1042, #4042 e #1041.

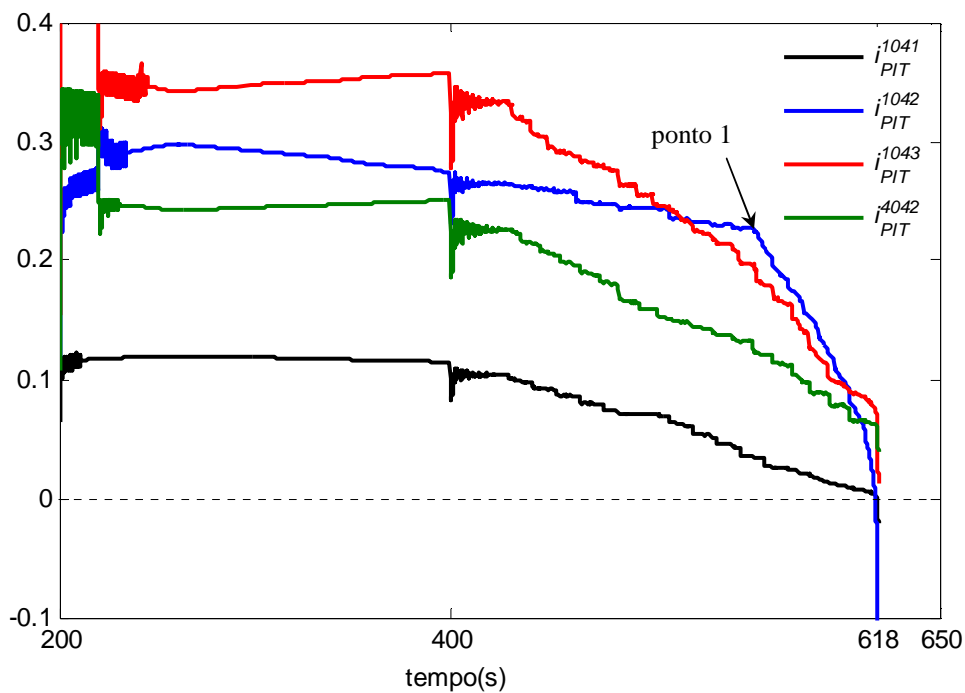


Fig. 5.58: Indicador de proximidade de instabilidade de tensão nas barras #1041, #1042, #1043 e #4042.

Após da contingência se observa que os indicadores decrescem com características similares. Mas o indicador na barra #1042 apresenta uma característica diferente, ele tenta de se manter até o *ponto 1* da Fig. 5.58; nesse instante atua o OEL do gerador G6, ligado na barra #1041, conseqüentemente, o gerador deixa de controlar a tensão terminal. Com a atuação do OEL a reatância síncrona do gerador passa a formar parte da impedância Thévenin do sistema “visto” dessa barra, incrementando o seu valor (*ponto 1* da Fig. 5.55). Após do ponto 1 as impedâncias da carga e de Thévenin da barra #1042 se aproximam rapidamente e, como resultado o indicador decresce na mesma proporção. Por fim, o sistema se torna instável quando o indicador da barra #1041 é nulo, nesse instante o indicador da barra #1042 também é nulo.

5.2.4.2 Indicador de Proximidade Instabilidade de Tensão para o Cenário Criticamente Estável (Caso 4)

Nesta seção serão apresentados os resultados da estimação dos parâmetros de Thévenin pelo método de identificação recursiva para o cenário de tensão criticamente estável (caso 4 da Seção 5.2.3). Os resultados mostrados pertencem à barra #1041 por ser a barra mais sensível.

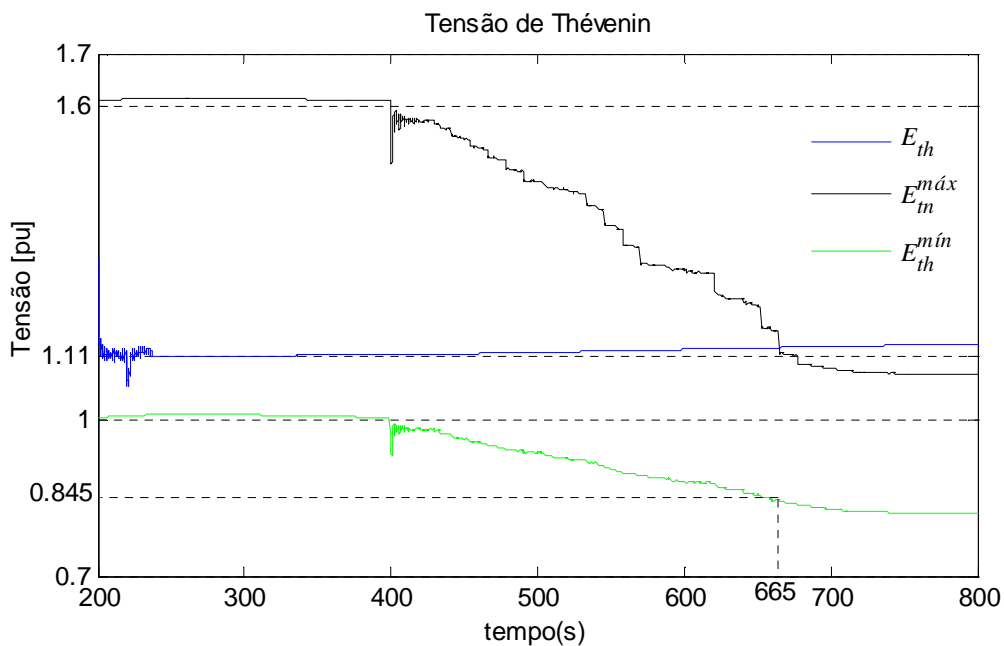


Fig. 5.59: Tensão de Thévenin estimada na barra #1041 (caso 4).

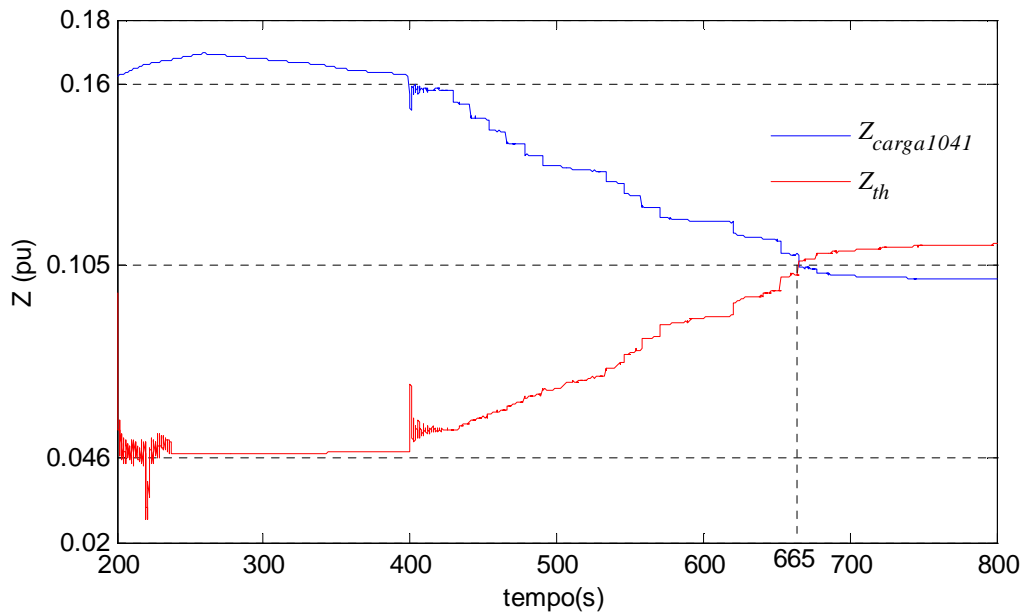


Fig. 5.60: Impedância da carga e impedância de Thévenin estimada na barra #1041 (caso 4).

Na Fig. 5.59 é apresentada a estimação da tensão de Thévenin, deve-se notar que as tensões E_{th} e $E_{th}^{máx}$ se cruzam no tempo de 665 s, sendo $E_{th}^{mín}$ neste ponto igual a 0.845 pu.

Na Fig. 5.60, observa-se o ponto de cruzamento das impedâncias $Z_{carga1041}$ e Z_{th} , onde ocorre a máxima transferência de potência. Além disso, repare que o sistema atinge certa estabilidade após do cruzamento das impedâncias. Sendo assim, pode-se dizer que o sistema opera após do ponto de máximo carregamento. Se o tipo de carga fosse potência constante, a instabilidade aconteceria neste ponto, mas não é o caso. Como o modelo da carga é exponencial, o sistema ainda admite uma margem pequena de estabilidade após o máximo carregamento. Tal margem pode ser observada, para o caso “c”, entre os pontos de máximo carregamento e criticamente estável, conforme mostrado na Fig. 5.61.

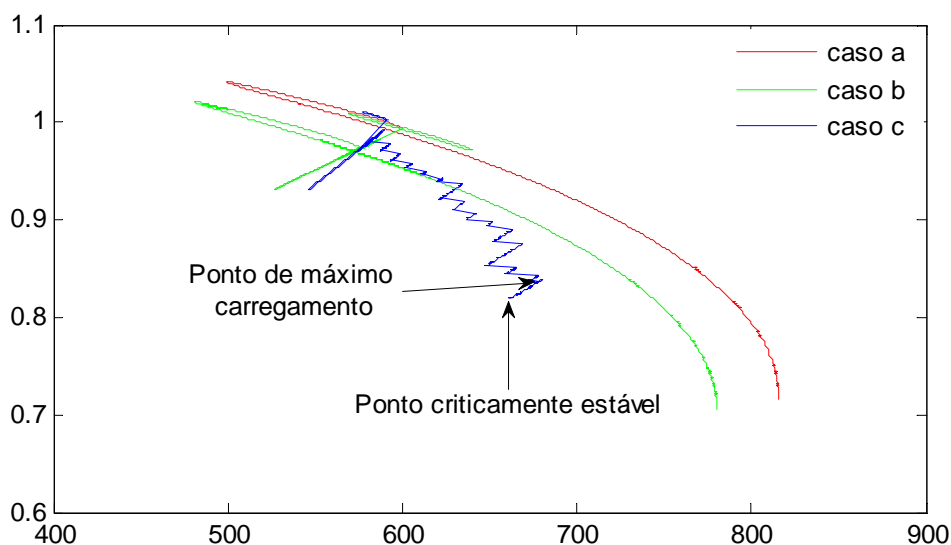


Fig. 5.61: Curva PV na barra #1041 em 130 k (caso 4).

Segundo o indicador de proximidade de instabilidade de tensão apresentado na Fig. 5.62, o sistema é conduzido até um ponto criticamente estável. Isto significa que, após do cruzamento das impedâncias, o sistema ainda está operando e não atinge o ponto de instabilidade. Tal situação pode ser observada na *zona 3*. Repare que após o cruzamento com zero o sistema estabiliza no chamado ponto criticamente estável.

O indicador de proximidade de instabilidade de tensão fornece uma informação complementar, com certa precisão, de quão perto ou longe da instabilidade está operando o sistema. Contudo, ele não fornece o ponto exato da instabilidade. Conclui-se, então, que o ponto de máxima transferência de potência se encontra perto do ponto da instabilidade, apresentando, assim, uma pequena margem de estabilidade. Logo, pode-se considerar que quando o sistema se encontra no ponto de máximo carregamento, ele é praticamente instável.

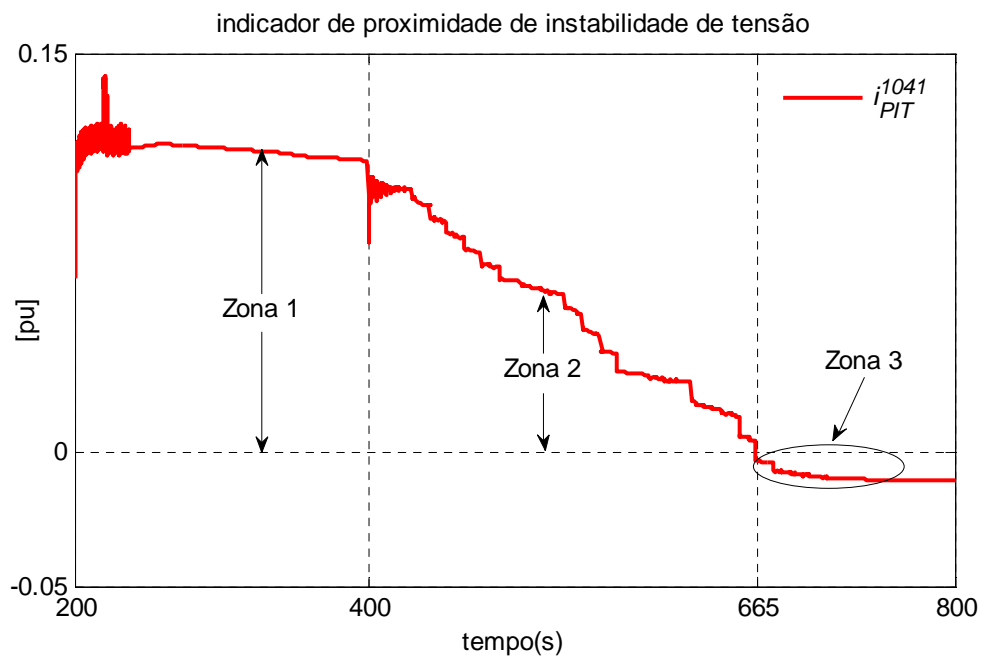


Fig. 5.62: Indicador de proximidade de instabilidade de tensão da barra #1041 (caso 4).

CAPÍTULO 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

Esta dissertação apresentou um indicador de proximidade de instabilidade de tensão em tempo real para barras em EAT baseado no equivalente de Thévenin “visto” dessas barras. O problema da instabilidade de tensão segundo o indicador é estimado pela proximidade entre a impedância de Thévenin (impedância à montante) e a impedância da carga (impedância à jusante). Os parâmetros do equivalente de Thévenin (E_{th} e Z_{th}) são estimados pelo algoritmo a partir dos fasores de tensão e corrente medidos localmente, assim como a impedância da carga é calculada a partir dos mesmos fasores. A monitoração da “distância” relativa entre essas duas impedâncias indica a proximidade do máximo carregamento do sistema à jusante da barra monitorada, consequentemente dando, com adequada precisão, a proximidade do colapso de tensão.

Os resultados das simulações em um circuito simplificado comprovam a eficácia e objetiva uma análise fundamental do algoritmo na estimação dos parâmetros de Thévenin, apresentando erros menores que 1%. O método foi desenvolvido com foco de aplicação nas barras em EAT, foi considerada desprezível a resistência do equivalente

de Thévenin ($R_{th} \approx 0$). Essa aproximação é bastante razoável em se tratando de barras neste nível de tensão, já que ($R_{th} \ll X_{th}$). Para uma avaliação do alcance dessa aproximação, foram feitas simulações considerando não desprezível a parte resistiva da impedância equivalente de Thévenin. Para a condição $R_{th} < 10\% X_{th}$ o algoritmo apresenta bons resultados. À medida que a relação R_{th} / X_{th} aumenta, o algoritmo vai deteriorando seu desempenho. Portanto, as simulações realizadas comprovam que o algoritmo proposto deve ser utilizado com fasores de tensões e correntes obtidos de subestações de EAT.

A grande vantagem dos indicadores baseado em sincrofasores é o fato de apresentarem bons resultados da proximidade de instabilidade de tensão sem a necessidade do conhecimento dos modelos do sistema e das mudanças topológicas e estruturais que ocorram eventualmente no sistema. Por exemplo, modelo do RAT, PSS, turbina, estado dos interruptores, etc., são necessários para estudos de estabilidade, mas em tempo real não é possível saber todos os dados e estados do sistema, já sejam por dados ou sinais errados, para obter simulações dinâmicas instaneamente. Devido a estas desvantagens, o indicador mostra as dinâmicas e o ponto de instabilidade sem ser necessário nenhum dado dos modelos e estado do sistema.

Os resultados das simulações dos sistemas radial e Nordic32 confirmam a eficácia do indicador de proximidade de instabilidade de tensão, localizada na barra crítica, na previsão de colapso de tensão causado por contingências.

O fenômeno de instabilidade de tensão iminente pode ser reconhecido pela notável diminuição do indicador de proximidade de instabilidade de tensão. Em condições normais de operação o indicador apresenta valores positivos, à medida que um sistema é sobrecarregado o indicador diminui. Quando o indicador atinge o valor igual a zero significa que o sistema se encontra no ponto de máximo carregamento. Quando a carga é 100% potência-constante, esse ponto de máximo carregamento é também o ponto de instabilidade de tensão. Quando a carga é variável com a tensão, o ponto de instabilidade de tensão ocorre após o ponto de máximo carregamento, e o indicador apresenta valores negativos. Não obstante, os pontos de máximo carregamento e o de instabilidade são normalmente muito próximos devido às características usuais das cargas elétricas. Nas simulações, a zona entre estes dois pontos foi chamada de zona de instabilidade. Nos sistemas radial e Nordic32 o modelo

da carga é do tipo ZIP e exponencial, respectivamente. Nestes casos a instabilidade ocorre após do ponto de máximo carregamento, no entanto, por praticidade já se poderia falar de instabilidade, em ambos os casos comprovados com a curva PV.

O indicador de proximidade de instabilidade de tensão quando utilizado em diversas barras do sistema, sinaliza de acordo com a proximidade entre as impedâncias, qual é a barra ou região crítica do sistema. Além disso, estudos de um sistema podem prover informação para posicionar as PMUs nas barras que mais apresentam baixos perfis de tensão, mas que ainda assim apresentam a relação R_{th} / X_{th} adequada no equivalente de Thévenin à jusante.

Cabe mais uma vez salientar que a aplicação do algoritmo utilizado nessa Dissertação só é adequada para os problemas de instabilidade de tensão de médio e longo termo, onde as dinâmicas que prevalecem são dinâmicas lentas da ordem de minutos, tempo suficiente para o operador do sistema tomar uma ação corretiva.

6.2 Desenvolvimentos Futuros

- Inclusão da resistência de Thévenin nas equações utilizadas pelo algoritmo de identificação recursiva. Além disso, mudar o erro de atualização da tensão de Thévenin de escalar $\pm\Delta E_{th}$ por vetorial $\Delta \bar{E}_{th}$. Estas mudanças significam soluções de equações complicadas, que até o presente momento não foram resolvidas;
- Realização de estudos de avaliação da estimação dos parâmetros de Thévenin em sistemas reais como o SIN;
- Realização de estudos para localização de unidades PMUs;
- Aprimoramento do algoritmo para sistemas com características não radiais, em particular no caso de grandes áreas consumidoras alimentadas por múltiplos corredores de transmissão. Nesses casos, vislumbra-se a necessidade de troca de informação dos múltiplos sincrofasores, com a utilização de um concentrador de dados fasoriais;
- Implementação do indicador de proximidade de instabilidade de tensão no programa Simulight.

CAPÍTULO 7

Referências Bibliográficas

- [1] Klump R., Wilson R. E., Martins K. E., “Visualizing real-time security threats using hybrid scada/pmu measurement display”. In: Proceeding of the 38th Hawaii International Conference on Neural Networks. Piscataway, USA 1995.
- [2] Kundur P., Morison, G. K., “A Review Of Definitions And Classification Of Stability Problems In Today’s Power Systems”, *IEEE Pes Meeting*, New York, Feb., 1997.
- [3] Kundur P., *et.al.* “Definition and Classification of Power System Stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, pp.1387-1401, May 2004.
- [4] P. Kundur. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, Inc, New York, 1 edition, 1994.
- [5] Taylor, C., Power System Voltage Stability. Ser. EPRI Power System Engineering. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [6] Wilson R. E., PMUs (Phasor Measurement Units), *IEEE Potentials*, New York, Vol. 13, N. 2, pp. 26-28, 1994.

- [7] J. Depablos, V. Centeno, A. G. Phadke, and M. Ingram, “Comparative testing of synchronized phasor measurement units,” in *IEEE Power Eng. Soc. General Meeting*, 2004, pp. 948–958.
- [8] Ballance J.W.; Bhargava, B.; et al.; 2003. “Monitoring Power System Dynamics using Phasor Measurement Technology for Power System Dynamic Security Assessment”. In: *IEEE Bologna Power Tech* (Jun 2003: Bologna, Italia). Proceedings.
- [9] A. G. Phadke. Synchronized phasor measurement in power systems. *IEEE Computer Applications on Power Systems*, 6(2):10 – 15, April 1993.
- [10] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurement and Their Applications*. New York: Springer, 2008.
- [11] NERC, *Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability*. In: Final Report, pp. 1-78, - November 9, 2010.
- [12] IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems, IEEE Std. 1344-1995.
- [13] C37.118-2005, “IEEE Standard for Synchrophasor for Power Systems”, *IEEE Power Systems Relaying Society: Power Engineering*, pp. 1-57, 2006.
- [14] CIGRE, “Curso de Medição Fasorial: Teoria e prática”, CIGRÉ-Brasil, *Comitê de Estudos B5-Proteção e Automação*, Florianópolis, SC, 8-9 Nov. 2007.
- [15] Corsi S., Taranto G. N., Guerra L. N. A., “New Real-Time Voltage Stability Indicators Based on Phasor Measurement Unit Data”, *CIGRE*, 2008.
- [16] S. Corsi and G. N. Taranto, “A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, No. 3, pp. 1271-1278, 2008.

- [17] C. Oyarce, G. N. Taranto, “Avaliação do Desempenho e Robustez de um Algoritmo de Identificação de Instabilidade de Tensão baseado em Sincrofasores,” *IV - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*, Goiânia, GO, Maio 2012.
- [18] Ney A. L., “Indicadores de proximidade de instabilidade de tensão utilizando medição fasorial em tempo real,” Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.
- [19] K.Vu, M. M. Begovic, D. Novosel, and M. M. Saha, “Use of local measurements to estimate voltage-stability margin,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1029–1035, Aug. 1999.
- [20] B. Milõsević and M. Begović, “Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements,” *IEEE Transactions Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 121–127, Feb. 2003.
- [21] I. Smon, G. Verbic, and F. Gubina, “Local voltage-stability index using Tellegen’s theorem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp.1267–1275, Aug. 2006.
- [22] G. Verbić and F. Gubina, “A new concept of protection against voltage collapse based on local phasors,” in *Proc. Int. Conf. Power Syst. Technol.*, vol. 2, Dec. 2000, pp. 965–970.
- [23] F. Gubina and B. Strmcnik, “Voltage collapse proximity index determination using voltage phasor approach,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol.10, pp. 788–793, May 1995.
- [24] K. Vu, M.M. Begovic, D. Novosel, and M.M. Saha, “Use of local measurements to estimate voltage-stability margin”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1029-1034, August 1999.

- [25] D. E. Julian, R. P. Schulz, K. T. Vu, W. H. Quaintance, N. B. Bhatt, and D. Novosel, "Quantifying proximity to voltage collapse using the voltage instability predictor (VIP)," in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting*, Seattle, WA, Jul. 2000, vol. 2, pp. 931–936.
- [26] W. H. Quaintance, K. Uhlen, D. E. Julian, J. O. Gjerde, K. T. Vu, and L. K. Vormedal, "Raising energy transfer in corridors constrained by voltage instability-Statnett case," in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting*, Seattle, WA, Jul. 2000, vol. 4, pp. 16–20.
- [27] M. H. Haque, "On-line monitoring of maximum permissible loading of a power system within voltage stability limits," *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm., Distrib.*, vol. 150, no. 1, pp. 107–112, Jan. 2003.
- [28] M. Glavic and T. Van Cutsem, "Wide area detection of voltage instability from system states provided by PMUs. Part I: Principle," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1408–1416, Aug. 2009.
- [29] T. Van Cutsem, "Description, Modelling and Simulation Results of a Test System for Voltage Stability Analysis", *IEEE WG on Test Systems for Voltage Stability Analysis*, Document Version 2, November 2010.
- [30] Price, E. Practical Considerations for Implementing Wide Area Monitoring, Protection and Control. ABB ilc., 2006.
- [31] M. K. Pal, "Voltage stability conditions considering load characteristics," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, pp. 243–249, Feb. 1992.
- [32] M. Stubbe (Convener), *Long-Term Dynamics - Phase II*, Report of CIGRE Task Force 38.02.08, Jan. 1995.
- [33] A. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Eletrica*, Ed. Edgar Blücher Ltda., 1983.

- [34] The MathWorks Inc. Homepage www.mathworks.com. Matlab “The Language of Technical Computing”, version 7.6.0.324, Feb. 2008.
- [35] DigSILENT GmbH, “Digital SIMuLation and Electrical NETwork, DigSILENT PowerFactory”, version 13.2, Gomaringen, Germany, 2007.
- [36] Simulight, “Simulador para Redes Eléctricas com Geração Distribuída”, COPPE/UFRJ, Versão Acadêmica 3.00.

Apêndice A

Dados do Sistema Nordic32

Neste apêndice são apresentados os dados dos equipamentos utilizados no sistema Nordic32. Considerando a potência base 100 MVA e frequência de 60 Hz.

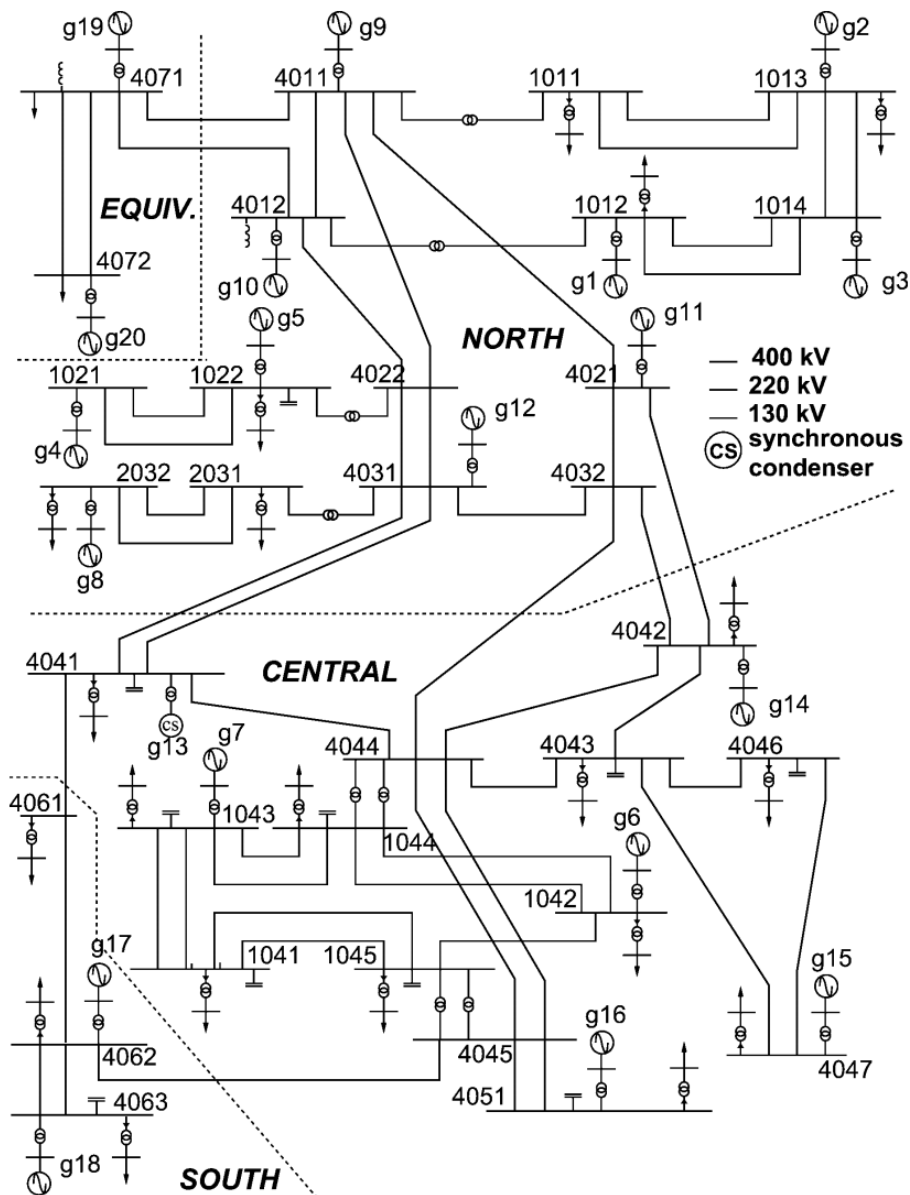


Fig. A. 1: Diagrama unifilar do sistema Nordic32.

O diagrama unifilar do sistema Nordic32 é apresentado na Fig. A. 1. Os modelos e diagramas de blocos foram mostrados no Capítulo 5, mas alguns serão apresentados novamente para uma melhor compreensão.

A.1. Dados da Rede de Transmissão

A.1.1. Dados das Linhas de Transmissão

Os dados das linhas de transmissão são dados nas Tabelas A.1, A.2 e A.3 com níveis de tensão de 130, 220 e 400 kV respectivamente.

Tabela A. 1: Dados das linhas de transmissão com nível de tensão de 130 kV.

Nome da linha	Barra origem	Barra destino	R (Ω)	X (Ω)	$\omega C / 2$ (μS)	S_{nom} (MVA)
1011-1013	1011	1013	1.69	11.83	40.841	350.
1011-1013b	1011	1013	1.69	11.83	40.841	350.
1012-1014	1012	1014	2.37	15.21	53.407	350.
1012-1014b	1012	1014	2.37	15.21	53.407	350.
1013-1014	1013	1014	1.18	8.450	29.845	350.
1013-1014b	1013	1014	1.18	8.450	29.845	350.
1021-1022	1021	1022	5.07	33.80	89.535	350.
1021-1022b	1021	1022	5.07	33.80	89.535	350.
1041-1043	1041	1043	1.69	10.14	36.128	350.
1041-1043b	1041	1043	1.69	10.14	36.128	350.
1041-1045	1041	1045	2.53	20.28	73.827	350.
1041-1045b	1041	1045	2.53	20.28	73.827	350.
1042-1044	1042	1044	6.42	47.32	177.50	350.
1042-1044b	1042	1044	6.42	47.32	177.50	350.
1042-1045	1042	1045	8.45	50.70	177.50	350.
1043-1044	1043	1044	1.69	13.52	47.124	350.
1043-1044b	1043	1044	1.69	13.52	47.124	350.
2031-2032	2031	2032	5.81	43.56	15.708	500.
2031-2032b	2031	2032	5.81	43.56	15.708	500.

Tabela A. 2: Dados das linhas de transmissão com nível de tensão de 220 kV.

Nome da linha	Barra origem	Barra destino	R (Ω)	X (Ω)	$\omega C / 2$ (μS)	S_{nom} (MVA)
2031-2032	2031	2032	5.81	43.56	15.708	500.
2031-2032b	2031	2032	5.81	43.56	15.708	500.

Tabela A. 3: Dados das linhas de transmissão com nível de tensão de 400 kV.

Nome da linha	Barra origem	Barra destino	R (Ω)	X (Ω)	$\omega C / 2$ (μS)	S_{nom} (MVA)
4011-4012	4011	4012	1.60	12.80	62.832	1400.
4011-4021	4011	4021	9.60	96.00	562.34	1400.
4011-4022	4011	4022	6.40	64.00	375.42	1400.
4011-4071	4011	4071	8.00	72.00	438.25	1400.
4012-4022	4012	4022	6.40	56.00	328.30	1400.
4012-4071	4012	4071	8.00	80.00	468.10	1400.
4021-4032	4021	4032	6.40	64.00	375.42	1400.
4021-4042	4021	4042	16.0	94.40	937.77	1400.
4022-4031	4022	4031	6.40	57.60	375.42	1400.
4022-4031b	4022	4031	6.40	57.60	375.42	1400.
4031-4032	4031	4032	1.60	16.00	94.248	1400.
4031-4041	4031	4041	9.60	64.00	749.27	1400.
4031-4041b	4031	4041	9.60	64.00	749.27	1400.
4032-4042	4032	4042	16.0	62.40	625.18	1400.
4032-4044	4032	4044	9.60	75.20	749.27	1400.
4041-4044	4041	4044	4.80	48.00	281.17	1400.
4041-4061	4041	4061	9.60	72.00	406.84	1400.
4042-4043	4042	4043	3.20	24.00	155.51	1400.
4042-4044	4042	4044	3.20	32.00	186.93	1400.
4043-4044	4043	4044	1.60	16.00	94.248	1400.
4043-4046	4043	4046	1.60	16.00	94.248	1400.
4043-4047	4043	4047	3.20	32.00	186.93	1400.
4044-4045	4044	4045	3.20	32.00	186.93	1400.
4044-4045b	4044	4045	3.20	32.00	186.93	1400.
4045-4051	4045	4051	6.40	64.00	375.42	1400.
4045-4051b	4045	4051	6.40	64.00	375.42	1400.
4045-4062	4045	4062	17.6	128.00	749.27	1400.
4046-4047	4046	4047	1.60	24.00	155.51	1400.
4061-4062	4061	4062	3.20	32.00	186.93	1400.
4062-4063	4062	4063	4.80	48.00	281.17	1400.
4062-4063b	4062	4063	4.80	48.00	281.17	1400.

A.1.2. Dados dos Transformadores

Os dados dos transformadores são mostrados na Tabela A. 4.

Tabela A. 4: Dados dos transformadores.

Nome do transformador	Barra origem	Barra destino	X (<i>pu</i>)	n (<i>pu / pu</i>)	S_{nom} (<i>MVA</i>)
g1	g1	1012	0.15	1.00	800.0
g2	g2	1013	0.15	1.00	600.0
g3	g3	1014	0.15	1.00	700.0
g4	g4	1021	0.15	1.00	600.0
g5	g5	1022	0.15	1.05	250.0
g6	g6	1042	0.15	1.05	400.0
g7	g7	1043	0.15	1.05	200.0
g8	g8	2032	0.15	1.05	850.0
g9	g9	4011	0.15	1.05	1000.0
g10	g10	4012	0.15	1.05	800.0
g11	g11	4021	0.15	1.05	300.0
g12	g12	4031	0.15	1.05	350.0
g13	g13	4041	0.10	1.05	300.0
g14	g14	4042	0.15	1.05	700.0
g15	g15	4047	0.15	1.05	1200.0
g16	g16	4051	0.15	1.05	700.0
g17	g17	4062	0.15	1.05	600.0
g18	g18	4063	0.15	1.05	1200.0
g19	g19	4071	0.15	1.05	500.0
g20	g20	4072	0.15	1.05	4500.0
1011-4011	1011	4011	0.10	0.95	1250.0
1012-4012	1012	4012	0.10	0.95	1250.0
1022-4022	1022	4022	0.10	0.93	833.3
2031-4031	2031	4031	0.10	1.00	833.3
1044-4044	1044	4044	0.10	1.03	1000.0
1044-4044b	1044	4044	0.10	1.03	1000.0

Os dados dos transformadores de distribuição com mudança de tape sob carga são mostrados na Tabela A. 5.

Tabela A. 5: Dados dos transformadores de distribuição.

Barra de distribuição	Barra de transmissão	S_{nom} (MVA)	delay	
			τ_1 (s)	τ_2 (s)
1011-1	1011	400.	30	8
1012-1	1012	600.	30	9
1013-1	1013	200.	30	10
1022-1	1022	560.	30	11
1041-1	1041	1200.	30	12
1042-1	1042	600.	31	8
1043-1	1043	460.	32	9
1044-1	1044	1600.	33	10
1045-1	1045	1400.	34	11
2031-1	2031	200.	30	12
2032-1	2032	400.	30	8
4041-1	4041	1080.	35	9
4042-1	4042	800.	36	10
4043-1	4043	1800.	37	11
4046-1	4046	1400.	38	12
4047-1	4047	200.	39	8
4051-1	4051	1600.	30	9
4061-1	4061	1000.	30	10
4062-1	4062	600.	30	11
4063-1	4063	1180.	30	12
4071-1	4071	600.	30	9
4072-1	4072	4000.	30	11

A.1.3. Dados dos Compensadores *Shunt*

Os dados dos equipamentos *shunt* de compensação reativa são dados na Tabela A. 6. Sendo Q_{nom} a potência reativa produzida pelo elemento *shunt* com tensão 1 pu. Valores negativos e positivos se referem, respectivamente, a reatores e capacitores.

Tabela A. 6: Dados da compensação *Shunt*.

Barra	Q_{nom} (Mvar)
1022	50.
1041	250.
1043	200.
1044	200.
1045	200.
4012	-100.
4041	200.
4043	200.
4046	100.
4051	100.
4071	-400.

A.2. Dados das Cargas

Os dados das cargas são mostrados na

Tabela A. 7.

Tabela A. 7: Dados da potência da carga.

Barra	Tensão base (kV)	Potência consumida	
		ativa (MW)	reativa (Mvar)
1011	130.0	200.	68.8
1012	130.0	300.	83.9
1013	130.0	100.	34.5
1022	130.0	280.	79.9
1041	130.0	600.	149.0
1042	130.0	330.	71.0
1043	130.0	260.	83.8
1044	130.0	840.	252.0
1045	130.0	720.	190.5
2031	220.0	100.	24.8
2032	220.0	200.	39.7
4041	400.0	540.	131.5
4042	400.0	400.	127.4
4043	400.0	900.	254.6

4046	400.0	700.	211.9
4047	400.0	100.	44.0
4051	400.0	800.	258.3
4061	400.0	500.	122.5
4062	400.0	300.	83.8
4063	400.0	590.	233.0
4071	400.0	300.	83.9
4072	400.0	2000.	396.2

A.3. Dados da Máquina Síncrona

Os parâmetros das máquinas síncronas usados da biblioteca do Simulight MD02 e MD03 são apresentados na Tabela A. 8 e na Tabela A. 9.

Tabela A. 8: Potência nominal da máquina síncrona e potência nominal da turbina.

Gerador	S_{nom} (MVA)	P_{nom} (MW)
g1	800.	760.0
g2	600.	570.0
g3	700.	665.0
g4	600.	570.0
g5	250.	237.5
g6	400.	360.0
g7	200.	180.0
g8	850.	807.5
g9	1000.	950.0
g10	800.	760.0
g11	300.	285.0
g12	350.	332.5
g13	300.	-
g14	700.	630.0
g15	1200.	1080.0
g16	700.	630.0
g17	600.	540.0
g18	1200.	1080.0
g19	500.	475.0
g20	4500.	4275.0

Tabela A. 9: Dados da máquina síncrona.

Parâmetros da máquina síncrona	Rotor liso	Pólos salientes	Pólos salientes
	g6, g7, g14, g15, g16, g17, g18	g1, g2, g3, g4, g5, g8, g9, g10, g11, g12, g19, g20	g13
$X_d(pu)$	2.20	1.10	1.55
$X_q(pu)$	2.00	0.70	1.00
$X_d'(pu)$	0.30	0.25	0.30
$X_q'(pu)$	0.40		
$X_d''(pu)$	0.20	0.20	0.20
$X_q''(pu)$	0.20	0.20	0.20
$T_{do}'(s)$	7.0	5.0	7.0
$T_{qo}'(s)$	1.5		
$T_{do}''(s)$	0.05	0.05	0.05
$T_{qo}''(s)$	0.05	0.10	0.10
$H(s)$	6.0	3.0	2.0

A.4. Dados da Excitatriz, Regulador Automático de Tensão, Limitador de Corrente de Sobre-excitação e PSS.

Os dados dos equipamentos de controlo dos geradores são dados na Tabela A. 10 e Tabela A. 11.

Tabela A. 10: Dados da excitatriz, RAT, OEL.

Gerador	i_{fd}^{lim} (pu)	f	r	L_1	G	T_a (s)	T_b (s)	L_2 (pu)
g1, g2, g3	1.8087	0.	1.	-10.1	50.	4.	20.	4.
g4	1.8087	0.	1.	-10.1	50.	4.	20.	4.
g5	2.0688	0.	1.	-11.4	50.	4.	20.	4.
g6	2.9159	1.	0.	-30	120.	5.	50.	5.
g7	3.2130	1.	0.	-30	120.	5.	50.	5.
g8, g9, g10, g11	1.8087	0.	1.	-10.1	50.	4.	20.	4.
g12	1.9499	0.	1.	-10.8	50.	4.	20.	4.
g13	2.8170	0.	1.	-15.3	50.	4.	20.	4.
g14	2.9781	0.	1.	-17	120.	5.	50.	5.
g15, g16	2.9159	0.	1.	-17	120.	5.	50.	5.
g17, g18	2.9159	0.	1.	-17	120.	5.	50.	5.
g19, g20	1.8087	0.	1.	-10.1	50.	4.	20.	4.

Tabela A. 11: Dados do PSS.

Gerador	K_p	T_ω (s)	T_1 (s)	T_2 (s)	C (pu)
g4	15.	5.	0.4522	0.0100	0.1
g17, g18	40.	5.	0.323	0.0138	0.1

Apêndice B

Modelos Implementados do Sistema Nordic32

Neste apêndice são apresentados a implementação dos modelos dos equipamentos utilizados no sistema Nordic32. Estes modelos foram programados segundo a sintaxe do programa Simulight [36].

B.1 Modelo da Turbina e do Regulador de Velocidade

```
<MODEL id="CtrlVeloc#Turbina+Reg.Vel" source="USERS">
  <PARAM id="tw" type="PARAMETER" value="1" unids="seg" print="S" />
  <PARAM id="sig" type="PARAMETER" value="0.04" unids="" print="S" />
  <PARAM id="Pref" type="REFERENCE" value="0" unids="pu" print="S" />
  <INPT id="W" />
  <OUTP id="Pm" />
  <GANH id="" inp="W" out="rtw1" stt="NO" K="1/376.99" />
  <CONS id="" out="1" value="1.0" />
  <SOMD id="" out="rtdw" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>1</ADD>
    <ADD sgnl="->rtw1</ADD>
  </SOMD>
  <SOMD id="" out="rtx1" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>rtdw</ADD>
    <ADD sgnl="->rtx5</ADD>
  </SOMD>
  <LDLG id="" inp="rtx1" out="rtx2" stt="0" P1="0.5" T1="3" P2="1.0" T2="0.05" />
  <INTG id="" inp="rtx2" out="rtx3" stt="0" K="1.0" />
  <SOMD id="" out="rtx4" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>rtx3</ADD>
    <ADD sgnl="->Pref</ADD>
  </SOMD>
  <GANH id="" inp="rtx4" out="rtx5" stt="NO" K="sig" />
  <SOMD id="" out="rtx6" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>rtx3</ADD>
    <ADD sgnl="->rtx11</ADD>
  </SOMD>
  <GANH id="" inp="rtx6" out="rtx7" stt="NO" K="5.0" />
  <LIMIT id="" inp="rtx7" out="rtx8" lmin="-0.1" lmax="0.1" />
  <SOMD id="" out="rtx9" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>rtx8</ADD>
    <ADD sgnl="->rtx12</ADD>
  </SOMD>
  <INTG id="" inp="rtx9" out="rtx10" stt="0" K="1.0" />
  <LIMIT id="" inp="rtx10" out="rtx11" lmin="0.0" lmax="1.0" />
  <SOMD id="" out="rtx12" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>rtx10</ADD>
    <ADD sgnl="->rtx11</ADD>
  </SOMD>
  <DIVS id="" num="rtx16" den="rtx11" out="rtx13" stt="NO" />
  <SQR id="" inp="rtx13" out="rtx14" stt="NO" />
  <SOMD id="" out="rtx15" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>1</ADD>
    <ADD sgnl="->rtx14</ADD>
  </SOMD>
  <INTG id="" inp="rtx15" out="rtx16" stt="0" K="1/tw" />
  <MULT id="" out="Pm" stt="NO">
    <ADD>rtx16</ADD>
    <ADD>rtx14</ADD>
  </MULT>
  <CINI id="" vars="W" cis="376.99" cfs="" />
  <CINI id="" vars="Pref" cis="[Pm]" cfs="" />
  <CINI id="" vars="rtx10" cis="[Pm]" cfs="" />
  <CINI id="" vars="rtx3" cis="[Pm]" cfs="" />
  <CINI id="" vars="rtx16" cis="[Pm]" cfs="" />
</MODEL>
```

B.2 Modelos da Excitatriz, RAT e OEL

```
<MODEL id="RegTensao#Exc.AVR.OEL" source="USERS">
  <PARAM id="f" type="PARAMETER" value="0" unids=" " print="S" />
  <PARAM id="r" type="PARAMETER" value="1" unids=" " print="S" />
  <PARAM id="L1" type="PARAMETER" value="-10.1" unids=" " print="S" />
  <PARAM id="G" type="PARAMETER" value="50" unids=" " print="S" />
  <PARAM id="Ta" type="PARAMETER" value="4" unids="seg" print="S" />
  <PARAM id="Tb" type="PARAMETER" value="20" unids="seg" print="S" />
  <PARAM id="L2" type="PARAMETER" value="4" unids="pu" print="S" />
  <PARAM id="Ifdlim" type="PARAMETER" value="1.8087" unids="pu" print="S" />
  <PARAM id="Vref" type="REFERENCE" value="0" unids="pu" print="S" />
  <INPT id="Ifd" />
  <INPT id="Vpss" />
  <OUTP id="Efd" />
  <TENS id="" type="POLAR" term="1" mdl="1" out1="Vt" out2="Vang" />
  <SOMD id="" out="eax1" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>Ifd</ADD>
    <ADD sgnl="->Ifdlim</ADD>
  </SOMD>
  <CONS id="" out="-0.1" value="-0.1" />
  <LT id="" op1="eax1" op2="-0.1" out="eax2" />
  <CONS id="" out="-1" value="-1" />
  <MULT id="" out="eax4" stt="NO">
    <ADD>eax2</ADD>
    <ADD>-1</ADD>
  </MULT>
  <CONS id="" out="0" value="0" />
  <GT id="" op1="eax1" op2="0" out="eax3" />
  <MULT id="" out="eax5" stt="NO">
    <ADD>eax3</ADD>
    <ADD>eax7</ADD>
  </MULT>
  <TANG id="" inp="r" out="eaxx1" stt="NO" />
  <MULT id="" out="eax6" stt="NO">
    <ADD>eax1</ADD>
    <ADD>eaxx1</ADD>
  </MULT>
  <SOMD id="" out="eax7" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>eax6</ADD>
    <ADD sgnl="+>f</ADD>
  </SOMD>
  <SOMD id="" out="eax8" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>eax4</ADD>
    <ADD sgnl="+>eax5</ADD>
  </SOMD>
  <SOMD id="" out="eax9" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>eax8</ADD>
    <ADD sgnl="->eax12</ADD>
  </SOMD>
  <INTG id="" inp="eax9" out="eax10" stt="0" K="1.0" />
  <LMT id="" inp="eax10" out="eax11" lmin="L1" lmax="10000.0" />
  <SOMD id="" out="eax12" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>eax10</ADD>
    <ADD sgnl="->eax11</ADD>
  </SOMD>
  <GE id="" op1="eax11" op2="0" out="eaxx12" />
  <GANH id="" inp="eax1" out="eax13" stt="NO" K="-1.0" />
  <MULT id="" out="eax14" stt="NO">
    <ADD>eaxx12</ADD>
    <ADD>eax13</ADD>
  </MULT>
  <NOT id="" inp="eaxx12" out="eax15" />
  <GANH id="" inp="Vref" out="Vrefx" stt="NO" K="1.0" />
  <SOMD id="" out="eax16" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>Vrefx</ADD>
    <ADD sgnl="->Vt</ADD>
    <ADD sgnl="+>Vpss</ADD>
  </SOMD>
  <MULT id="" out="eax17" stt="NO">
    <ADD>eax15</ADD>
    <ADD>eax16</ADD>
  </MULT>
  <SOMD id="" out="eax18" stt="NO">
    <ADD sgnl="+>eax14</ADD>
    <ADD sgnl="+>eax17</ADD>
  </SOMD>
  <MINM id="" out="eax19">
    <ADD>eax18</ADD>
```

```

    <ADD>eax16</ADD>
</MINM>
<GANH id="" inp="eax19" out="eax19a" stt="NO" K="G" />
<LDLG id="" inp="eax19a" out="eax20" stt="0" P1="1.0" T1="Ta" P2="1.0" T2="Tb" />
<SOMD id="" out="eax21" stt="NO">
  <ADD sgnl="+">eax20</ADD>
  <ADD sgnl="-">Efd</ADD>
</SOMD>
<GANH id="" inp="eax21" out="eax22" stt="NO" K="10" />
<SOMD id="" out="eax23" stt="NO">
  <ADD sgnl="+">eax22</ADD>
  <ADD sgnl="-">eax25</ADD>
</SOMD>
<INTG id="" inp="eax23" out="eax24" stt="0" K="1.0" />
<LIMT id="" inp="eax24" out="Efd" lmin="0.0" lmax="L2" />
<SOMD id="" out="eax25" stt="NO">
  <ADD sgnl="+">eax24</ADD>
  <ADD sgnl="-">Efd</ADD>
</SOMD>
<CINI id="" vars="eax10" cis="L1-0.99" cfs="" />
<CINI id="" vars="eax24" cis="[Efd]" cfs="" />
<CINI id="" vars="Vref" cis="[Efd]/G+sqrt(sqr([Vre])+sqr([Vim]))" cfs="" />
<CINI id="" vars="Vpss" cis="0.0" cfs="" />
</MODEL>

```

B.3 Modelo do Estabilizador de Sistemas de Potência

```

<MODEL id="PSS#Mdl-2blocos:w" source="USERS">
  <PARM id="Kp" type="PARAMETER" value="15" unids="" print="S" />
  <PARM id="Twps" type="PARAMETER" value="5" unids="seg" print="S" />
  <PARM id="T1" type="PARAMETER" value="0.4522" unids="seg" print="S" />
  <PARM id="T2" type="PARAMETER" value="0.01" unids="seg" print="S" />
  <PARM id="T3" type="PARAMETER" value="0.4522" unids="seg" print="S" />
  <PARM id="T4" type="PARAMETER" value="0.01" unids="seg" print="S" />
  <PARM id="C" type="PARAMETER" value="0.1" unids="pu" print="S" />
  <INPT id="W" />
  <OUTP id="Vpss" />
  <GANH id="" inp="W" out="psx1" stt="NO" K="1.0/376.99" />
  <WSHT id="" inp="psx1" out="psx2" stt="0" K="Kp" P="1.0" T="Twps" />
  <LDLG id="" inp="psx2" out="psx3" stt="0" P1="1.0" T1="T1" P2="1.0" T2="T2" />
  <LDLG id="" inp="psx3" out="psx4" stt="0" P1="1.0" T1="T3" P2="1.0" T2="T4" />
  <LIMT id="" inp="psx4" out="Vpss" lmin="-C" lmax="C" />
  <CINI id="" vars="W" cis="376.99" cfs="" />
</MODEL>

```

B.4 Modelos dos Transformadores de Distribuição

```

<OLTC name="OLTC-1011" no01="1" no02="2" cir="7" mdl="1" cnx01="Yg" cnx02="Yg" at="1" bt="1"
Snom="0" Smax="0" empr="#EMP" pk="2">
  <STT tap="0.88" />
  <MODEL id="OLTC#Mdl:Pix" source="USERS" group="LFLOW" default="N">
    <PARM id="R" type="PARAMETER" value="0" unids="%pu" print="S" />
    <PARM id="X" type="PARAMETER" value="0.025" unids="%pu" print="S" />
    <PARM id="tapmn" type="PARAMETER" value="0.88" unids="" print="S" />
    <PARM id="tapmx" type="PARAMETER" value="1.2" unids="" print="S" />
    <PARM id="Vref" type="PARAMETER" value="1" unids="pu" print="S" />
    <PARM id="CTAP" type="PARAMETER" value="1" unids="L/D" print="N" />
    <PARM id="LTAP" type="PARAMETER" value="1" unids="L/D" print="S" />
    <PARM id="INVR" type="PARAMETER" value="-1" unids="" print="S" />
    <PARM id="To" type="PARAMETER" value="30" unids="seg" print="S" />
    <PARM id="T" type="PARAMETER" value="8" unids="seg" print="S" />
    <PARM id="K" type="PARAMETER" value="0.01" unids="" print="S" />
    <PARM id="FxoPr" type="PARAMETER" value="0.01" unids="%" print="S" />
    <TENS id="VOLT" type="POLAR" term="2" mdl="1" out1="Vt" out2="Vang" />
    <TENS id="VOLT" type="POLAR" term="1" mdl="1" out1="Vbus1" out2="Vang1" />
    <SOMD id="" out="Verro" stt="NO">
      <ADD sgnl="+">Vref</ADD>
      <ADD sgnl="-">Vt</ADD>
    </SOMD>
    <GANH id="" inp="Verro" out="Sctrl" stt="NO" K="and(CTAP,LTAP)" />
    <DEAD id="" inp="Sctrl" out="Sstep" umin="-FxoPr" umax="FxoPr" />
    <zINT id="TAP" inp="Sstep" out="tap" ampl="CTE" K="K*INVR" T="T" To="To"
lmin="tapmn" lmax="tapmx" />
    <INVS id="" inp="tap" out="itap" stt="99" />
    <CONS id="" out="Go" value="R/(R*R+X*X)" />
    <CONS id="" out="Bo" value="-X/(R*R+X*X)" />
  </MODEL>

```

```

<MULT id="" out="Gser" stt="NO">
  <ADD>Go</ADD>
  <ADD>itap</ADD>
</MULT>
<MULT id="" out="Bser" stt="NO">
  <ADD>Bo</ADD>
  <ADD>itap</ADD>
</MULT>
<CONS id="" out="1" value="1.0" />
<SOMD id="" out="(tp-1)" stt="NO">
  <ADD sgn1="+">itap</ADD>
  <ADD sgn1="-">1</ADD>
</SOMD>
<MULT id="" out="tp(tp-1)" stt="NO">
  <ADD>itap</ADD>
  <ADD>(tp-1)</ADD>
</MULT>
<MULT id="" out="Gsh1" stt="NO">
  <ADD>Go</ADD>
  <ADD>tp(tp-1)</ADD>
</MULT>
<MULT id="" out="Bsh1" stt="NO">
  <ADD>Bo</ADD>
  <ADD>tp(tp-1)</ADD>
</MULT>
<NEGV id="" inp="(tp-1)" out="(1-tp)" stt="NO" />
<MULT id="" out="Gsh2" stt="NO">
  <ADD>Go</ADD>
  <ADD>(1-tp)</ADD>
</MULT>
<MULT id="" out="Bsh2" stt="NO">
  <ADD>Bo</ADD>
  <ADD>(1-tp)</ADD>
</MULT>
<SQR id="" inp="Vbus1" out="Vbus12" stt="NO" />
<MULT id="" out="P1" stt="NO">
  <ADD>Vbus12</ADD>
  <ADD>Gsh1</ADD>
</MULT>
<CONS id="" out="-1" value="-1" />
<MULT id="" out="Q1" stt="NO">
  <ADD>Vbus12</ADD>
  <ADD>Bsh1</ADD>
  <ADD>-1</ADD>
</MULT>
<SQR id="" inp="Vt" out="Vt2" stt="NO" />
<MULT id="" out="P2" stt="NO">
  <ADD>Vt2</ADD>
  <ADD>Gsh2</ADD>
</MULT>
<MULT id="" out="Q2" stt="NO">
  <ADD>Vt2</ADD>
  <ADD>Bsh2</ADD>
  <ADD>-1</ADD>
</MULT>
<OSER id="" itype="POTENCIA" otype="CORRENTE" mdl="1">
  <SER G="Gser" B="Bser" />
  <SHT1 INJre="P1" INJim="Q1" G="Gsh1x" B="Bsh1x" />
  <SHT2 INJre="P2" INJim="Q2" G="Gsh2x" B="Bsh2x" />
</OSER>
<CINI id="" vars="tap" cis="1.0" cfs="" />
</MODEL>
<DATA />
</OLTC>

```

B.5 Modelos das Cargas

```
<CARG name="CR1" no="2" cir="1" mdl="1" cnx="Yg" Vnom="1" Snom="100" empr="#EMP" pk="32">
  <STT P="200" Q="68.8" />
  <MODEL id="CARGA#pcte" source="BUILT" group="LFLow" default="S">
    <SET parm="P" value="2" />
    <SET parm="Q" value="0.688" />
    <SET parm="Vo" value="1" />
    <SET parm="Vc" value="0" />
  </MODEL>
  <MODEL id="CARGA#mdl:expo" source="USERS" group="DYNAMIC" default="N">
    <PARAM id="P" type="PARAMETER" value="2" unids="MW" print="S" />
    <PARAM id="Q" type="PARAMETER" value="0.688" unids="Mvar" print="S" />
    <PARAM id="alfa" type="PARAMETER" value="1.2" unids="%" print="S" />
    <PARAM id="beta" type="PARAMETER" value="2" unids="%" print="S" />
    <PARAM id="Vo" type="PARAMETER" value="0" unids="pu" print="S" />
    <TENS id="VOLT" type="POLAR" term="1" mdl="1" out1="V" out2="Vang" />
    <GANH id="" inp="Vo" out="Vol" stt="NO" K="1" />
    <GANH id="" inp="P" out="Px" stt="NO" K="1" />
    <GANH id="" inp="Q" out="Qx" stt="NO" K="1" />
    <GANH id="" inp="V" out="V1" stt="NO" K="1/(Vo)" />
    <POW id="" bas="V1" exp="alfa" out="#P" stt="NO" />
    <MULT id="PCRG" out="Po" stt="NO">
      <ADD>P</ADD>
      <ADD>#P</ADD>
    </MULT>
    <POW id="" bas="V1" exp="beta" out="#Q" stt="NO" />
    <MULT id="QCRG" out="Qo" stt="NO">
      <ADD>Q</ADD>
      <ADD>#Q</ADD>
    </MULT>
    <OSHT id="" itype="POTENCIA" otype="POTENCIA" mdl="1">
      <SHT INJre="Po" INJim="Qo" G="G" B="B" />
    </OSHT>
    <CINI id="" vars="Vo" cis="sqrt(sqr([Vre])+sqr([Vim]))" cfs="" />
  </MODEL>
</DATA />
</CARG>
```