

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA
VIA APLICATIVO COMPUTACIONAL INTEGRADO: *ORGANON*

Simone Bezerra Chaves

Agosto/2008

SIMONE BEZERRA CHAVES

ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA
VIA APLICATIVO COMPUTACIONAL INTEGRADO: *ORGANON*

Dissertação de Mestrado apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal Fluminense. Área de Concentração: Aplicações. Sub-área: Computação em Potência.

Orientadores: Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.

Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D. Sc.

Niterói, RJ – Brasil

2008

Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca da Escola de Engenharia e Instituto de Computação da UFF

C512 Chaves, Simone Bezerra.

Análise estática e dinâmica de sistemas de potência via aplicativo computacional integrado : ORGANON / Simone Bezerra Chaves. – Niterói, RJ : [s.n.], 2008.
250 f.

Orientadores: Marcus Theodor Schilling, Milton Brown do Couto filho.

Dissertação (Mestrado em Computação) - Universidade Federal Fluminense, 2008.

1. Sistemas elétricos de potência. 2. Aplicativo computacional. 3. Análise de Prony. 4. Computação. I. Título.

CDD 621.3191


SIMONE BEZERRA CHAVES

**ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA VIA
APLICATIVO COMPUTACIONAL INTEGRADO: *ORGANON***


Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Computação da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre. Área de concentração: Aplicações (Computação em Potência).

Aprovada em 04 de Agosto de 2008.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc. – Orientador
Universidade Federal Fluminense



Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D. Sc. – Orientador
Universidade Federal Fluminense



Prof. Julio Cesar Stacchini De Souza, D. Sc.
Universidade Federal Fluminense



Prof. Carlos Alberto De Castro Junior, Ph. D.
Universidade Estadual de Campinas



Pesq. João Alberto Passos Filho, D. Sc.
CEPEL

Dedico esta Dissertação aos meus pais
Joel e Sandra
e à minha avó
Carmelinda.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela oportunidade concedida.

À UFF – Universidade Federal Fluminense, à LIGHT S. A. e ao ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, por terem me proporcionado todas as condições para a realização deste trabalho.

Aos meus orientadores e amigos, Professores Marcus Theodor Schilling e Milton Brown Do Coutto Filho, pela orientação, incentivo e tempo a mim dedicados na realização desta Dissertação.

Ao Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim pelas referências e preciosas informações a respeito do programa, que possibilitaram a realização deste trabalho.

Ao Eng. e amigo Carlos Alberto da Silva Neto (ONS), grande colaborador, pelas referências, pelas valiosas explicações teóricas e de interpretação dos resultados do programa, pela grande boa vontade em ajudar e pelo incentivo, que permitiram a realização desta Dissertação.

Ao Eng. Maurício Campos Passaro (ONS) pelas referências de análise de contingências e sensibilidade.

Ao Dr. Zulmar Soares Machado Junior (ONS) e ao Eng. Venilton Rodrigues de Oliveira (ex-ONS, Jordão Engenharia) pela ajuda na elaboração dos dados de modelos dinâmicos utilizados neste trabalho.

Ao Eng. Adriano de Andrade Barbosa (ONS) pela ajuda no processo de ajuste do PSS e na interpretação dos resultados gráficos das simulações dinâmicas considerado o PSS ligado e desligado.

Ao Eng. José Carlos Sili Salomão (ONS), ao Eng. Rogério Amado da Silva (ONS), ao Eng. Marcelos Groetaers dos Santos (ONS), ao Eng. Luiz Cláudio de Araújo Ferreira (ONS) e ao Eng. Arthur da Silva Santa Rosa (ONS) pelo incentivo e apoio durante a realização deste trabalho.

Ao Prof. Nikos Hatziaargyriou, da National Technical University of Athens, Grécia, pela informação de como se escreve e qual é o significado da palavra ORGANON em grego.

Aos meus amigos e familiares, pelo apoio e incentivo durante toda a realização do curso.

A todos aqueles que contribuíram de algum modo para elaboração deste trabalho.

Nota: A realização deste trabalho foi parcialmente viabilizada graças ao apoio do CNPq e da FAPERJ/ PRONEX.

LICENCIAMENTO

O programa ORGANON é de propriedade privada, pertencendo todos os direitos de uso ao Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) possui direitos irrestritos de utilização no ambiente interno da empresa e os direitos de distribuição de licenças de uso, restrito ao território brasileiro, somente para os agentes devidamente habilitados. A utilização do programa ORGANON para o desenvolvimento desta Dissertação foi feita com anuência do Dr. Jardim, tendo sido fornecida versão acadêmica do referido aplicativo, parte integrante do presente documento.

* * *

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

ANÁLISE ESTÁTICA E DINÂMICA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA VIA APLICATIVO COMPUTACIONAL INTEGRADO: *ORGANON*

Simone Bezerra Chaves

Agosto / 2008

Orientadores: Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.
Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D. Sc.

A presente Dissertação objetiva realizar estudos conhecidos por análise de redes elétricas de potência através do aplicativo computacional ORGANON. Esse foi selecionado por reunir métodos computacionais avançados destinados à solução de problemas de natureza estática e dinâmica, encontrados nas tarefas de planejamento/operação de sistemas de potência.

Apresenta-se uma descrição teórica, sucinta e didática dos principais conceitos e métodos utilizados pelo aplicativo ORGANON. Resultados numéricos de vários estudos realizados são apresentados e discutidos.

Palavras-chave: *sistemas de potência, computação, análise estática, fluxo de potência, análise de sensibilidade, análise de contingência, fluxo de potência continuado, fluxo de potência por dinâmica sintética, análise dinâmica, função de energia, análise de Prony, avaliação de segurança, região de segurança.*

* * *

Abstract of Dissertation presented as partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

POWER SYSTEMS STATIC AND DYNAMIC ANALYSIS USING AN INTEGRATED SOFTWARE: *ORGANON*

Simone Bezerra Chaves

August / 2008

Supervisors: Prof. Marcus Theodor Schilling, D. Sc.
Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D. Sc.

The main objective of this Dissertation is to carry through studies known as analysis of power system network through the computational tool ORGANON. This was selected by congregating advanced computational methods aimed to the solution of problems of static and dynamic nature, found in the power systems planning/operation studies.

The author presents a theoretical description, concise and didactics of the main concepts and methods used in ORGANON. Numerical results of some studies that were carried through are presented and discussed.

Keywords: *power systems, computation, static analysis, power flow, sensitivity analysis, contingency analysis, continuation power flow, synthetic dynamic power flow, dynamic analysis, energy function, Prony analysis, security assessment, security region.*

* * *

SUMÁRIO

I. Introdução	1
I.1. Considerações Preliminares	1
I.2. Objetivo da Dissertação	2
I.3. Estrutura da Dissertação.....	3
 II. Análise Estática.....	 4
II.1. Introdução	4
II.2. Análise de Fluxo de Potência via Método de Newton-Raphson.....	5
II.2.1. Relatórios dos Dados do Fluxo de Potência.....	9
II.2.2. Relatórios de Saída do Fluxo de Potência.....	12
II.2.3. Validação do Fluxo de Potência via Método de Newton-Raphson.....	16
II.2.4. Análise de Sensibilidade.....	19
II.2.5. Análise de Contingências.....	33
II.3. Análise de Fluxo de Potência Continuado	42
II.3.1. Resultados do Fluxo de Potência Continuado.....	44
II.4. Análise de Fluxo de Potência por Dinâmica Sintética (<i>FPDS</i>)	47
II.4.1. A Dinâmica da Potência Ativa para um Gerador no <i>FPDS</i>	49
II.4.2. A Dinâmica da Potência Reativa para um Gerador no <i>FPDS</i>	52
II.4.3. A Dinâmica de um Transformador com Comutação de Tape sob Carga no <i>FPDS</i>	54
II.4.4. A Dinâmica de um Transformador Defasador no <i>FPDS</i>	55
II.4.5. A Dinâmica de um Compensador Estático no <i>FPDS</i>	55
II.4.6. Implementação das Dinâmicas de Potência Ativa/Reativa para o Gerador no <i>FPDS</i>	56
II.4.7. Resultados do Fluxo de Potência por Dinâmica Sintética.....	57
II.5. Sumário	64
 III. Análise Dinâmica	 65
III.1. Introdução	65
III.2. Análise Dinâmica.....	66
III.3. Funções de Energia	67
III.4. Análise de Prony	71
III.5. Resultados das Análises Dinâmicas.....	72
III.5.1. Dados Dinâmicos do Sistema.....	73
III.5.2. Testes de Degrau no Gerador Síncrono.....	75

III.5.2.1. Teste de Degrau no Regulador de Tensão em Vazio.....	75
III.5.2.2. Teste de Degrau no Regulador de Tensão em Carga.....	77
III.5.2.3. Teste de Degrau no Regulador de Velocidade em Carga.....	80
III.5.3. Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo.....	82
III.5.4. Análise Dinâmica de Contingências.....	97
III.6. Sumário	101
IV. Avaliação de Segurança	102
IV.1. Introdução	102
IV.2. Arquitetura do Processamento Distribuído	103
IV.3. Avaliação de Segurança Estática	106
IV.3.1. Análise Estática de Contingências para o Ponto de Operação.....	107
IV.3.2. Região de Segurança Estática em torno do Ponto de Operação.....	111
IV.4. Avaliação de Segurança Dinâmica	140
IV.4.1. Análise Dinâmica de Contingências para o Ponto de Operação.....	140
IV.4.2. Região de Segurança Dinâmica em torno do Ponto de Operação.....	144
IV.5. Sumário	149
V. Conclusões	150
ANEXO A Sistemas-teste	151
A.1. Dados de Entrada da Topologia dos Sistemas-teste.....	151
A.1.1. Arquivo 1 com Dados de Entrada da Topologia.....	151
A.1.2. Arquivo 2 com Dados de Entrada da Topologia.....	152
A.1.3. Arquivo 3 com Dados de Entrada da Topologia.....	154
A.1.4. Arquivo 4 com Dados de Entrada da Topologia.....	155
A.1.5. Arquivo 5 com Dados de Entrada da Topologia.....	156
A.1.6. Arquivo 6 com Dados de Entrada da Topologia.....	157
A.1.7. Arquivo 7 com Dados de Entrada da Topologia.....	158
A.1.8. Arquivo 8 com Dados de Entrada da Topologia.....	159
A.1.9. Arquivo 9 com Dados de Entrada da Topologia.....	160
A.1.10. Arquivo 10 com Dados de Entrada da Topologia.....	161
A.1.11. Arquivo 11 com Dados de Entrada da Topologia.....	162
A.2. Arquivo <i>BNT1.DAT</i>	163
A.3. Dados Dinâmicos dos Sistemas-teste.....	164

ANEXO B Uso Prático do Programa ORGANON (Versão1.3.8-Fev/2008) 177

B.1.	Inserção dos Dados de Entrada do Sistema para Análise em Regime Permanente ...	177
B.1.1.	Como Desenhar um Diagrama Unifilar.....	179
B.2.	Validando o Fluxo de Potência via Método de Newton-Raphson	180
B.3.	Obtendo os Relatórios dos Dados do Fluxo de Potência	183
B.4.	Processando o Fluxo de Potência Através do Método de Newton-Raphson	184
B.5.	Processando as Análises de Sensibilidade	186
B.6.	Processando as Análises de Contingência	188
B.7.	Processando o Fluxo de Potência Continuado	191
B.8.	Processando o Fluxo de Potência por Dinâmica Sintética.....	193
B.9.	Dados Dinâmicos do Sistema	195
B.10.	Testes de Degrau no Gerador Síncrono	195
B.11.	Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo	197
B.12.	Análise Dinâmica de Contingências	201
B.13.	Avaliação de Segurança Estática	203
B.14.	Avaliação de Segurança Dinâmica	207

ANEXO C Sistema com Elo de Corrente Contínua 213

C.1.	Inserção dos Dados de Entrada do Sistema com Elo de Corrente Contínua	213
C.2.	Dados de Entrada da Topologia do Sistema com Elo de Corrente Contínua	218

ANEXO D Sistema de 11 Barras Mal Condicionado 219

D.1.	Descrição do Sistema J. M. Scudder.....	219
D.2.	Resultados do Fluxo de Potência do Sistema J. M. Scudder	220
D.3.	Dados de Entrada da Topologia do Sistema Scudder	227

ANEXO E ORGANON Acadêmico e Arquivos do ANEXO A 228

Referências Bibliográficas 229

LISTA DE FIGURAS

Figura II-1: Sistema-teste – 9 Barras [4]	8
Figura II-2: Ponto de Operação do Sistema-teste – 9 Barras para Análise de Sensibilidade	21
Figura II-3: Cenário 1 – Perfil de Tensão Alto para o Sistema-teste – 9 Barras	35
Figura II-4: Cenário 2 – Perfil de Tensão Baixo para o Sistema-teste – 9 Barras	37
Figura II-5: Exemplo de 2 ciclos de <i>previsão-correção</i> com diferentes parâmetros de continuação [3]	43
Figura II-6: Ponto de Operação Inicial do Sistema-teste de 9 Barras para o Fluxo de Potência Continuado [4]	44
Figura II-7: Resultado de um incremento de 10% da carga ativa original do Sistema-teste – 9 Barras	45
Figura II-8: Curva da tensão na barra 5 x λ para o incremento de 10% da carga ativa original do Sistema	46
Figura II-9: Curva da tensão na barra 5 x Carregamento para o incremento de 10% da carga ativa do Sistema	47
Figura II-10: Diagrama em blocos do modelo dinâmico do <i>FPDS</i>	48
Figura II-11: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para a potência ativa de um gerador	49
Figura II-12: Função $f(z)$ – equivalente ao resíduo de potência ativa na barra de geração	51
Figura II-13: Função $f(z)$ x tempo	52
Figura II-14: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para a potência reativa de um gerador	53
Figura II-15: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para a potência reativa fixa de um gerador	53
Figura II-16: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para um transformador OLTC	54
Figura II-17: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para um transformador defasador	55
Figura II-18: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para um compensador estático	56
Figura II-19: Ponto de Operação Inicial do Cenário 1 – Sistema-teste de 9 Barras [4]	58
Figura II-20: Ponto de Operação Inicial do Cenário 2 – Sistema-teste de 9 Barras	60
Figura II-21: Solução do <i>FPDS</i> para o Cenário 2 – Sistema-teste de 9 Barras	60
Figura II-22: Ponto de Operação Inicial do Cenário 3 – Sistema-teste de 9 Barras	61
Figura II-23: Solução do <i>FPDS</i> para o Cenário 3 – Sistema-teste de 9 Barras	62
Figura II-24: Ponto de Operação Inicial do Cenário 4 – Sistema-teste de 9 Barras	63
Figura II-25: Solução do <i>FPDS</i> para o Cenário 4 – Sistema-teste de 9 Barras	63
Figura III-1: Diagrama Unifilar de uma Máquina Conectada a uma Máquina Equivalente	69
Figura III-2: Característica $P \times \delta$ de uma máquina contra uma máquina equivalente – Sistema Estável	70
Figura III-3: Característica $P \times \delta$ de uma máquina contra uma máquina equivalente – Sistema Instável	71
Figura III-4: Característica da Análise de Prony	72
Figura III-5: Ponto de Operação Inicial do Sistema de 9 Barras para as Análises Dinâmicas	73
Figura III-6: Tensão Terminal do Gerador em Vazio da Usina 1	75
Figura III-7: Tensão Terminal do Gerador em Vazio da Usina 2	75
Figura III-8: Tensão Terminal do Gerador em Vazio da Usina 3	76
Figura III-9: Tensão de Campo do Gerador em Vazio da Usina 1	76
Figura III-10: Tensão de Campo do Gerador em Vazio da Usina 2	77
Figura III-11: Tensão de Campo do Gerador em Vazio da Usina 3	77
Figura III-12: Tensão Terminal do Gerador em Carga da Usina 1	78
Figura III-13: Tensão Terminal do Gerador em Carga da Usina 2	78
Figura III-14: Tensão Terminal do Gerador em Carga da Usina 3	78
Figura III-15: Tensão de Campo do Gerador em Carga da Usina 1	79
Figura III-16: Tensão de Campo do Gerador em Carga da Usina 2	79
Figura III-17: Tensão de Campo do Gerador em Carga da Usina 3	79
Figura III-18: Frequência do Gerador em Carga da Usina 1	80
Figura III-19: Frequência do Gerador em Carga da Usina 2	80
Figura III-20: Frequência do Gerador em Carga da Usina 3	81
Figura III-21: Potência Mecânica do Gerador em Carga da Usina 1	81
Figura III-22: Potência Mecânica do Gerador em Carga da Usina 2	81
Figura III-23: Potência Mecânica do Gerador em Carga da Usina 3	82
Figura III-24: Sistema de 9 Barras com a Aplicação do Curto-circuito na LT 5-7	83
Figura III-25: Tensão Terminal do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	84
Figura III-26: Tensão Terminal do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	84
Figura III-27: Tensão Terminal do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	84
Figura III-28: Potência Reativa do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	85
Figura III-29: Potência Reativa do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	85
Figura III-30: Potência Reativa do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	85
Figura III-31: Potência Ativa do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	86

Figura III-32: Potência Ativa do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	86
Figura III-33: Potência Ativa do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	86
Figura III-34: Tensão de Campo do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	87
Figura III-35: Tensão de Campo do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	87
Figura III-36: Tensão de Campo do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	87
Figura III-37: Frequência do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	88
Figura III-38: Frequência do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	88
Figura III-39: Frequência do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS	88
Figura III-40: Sinal de Saída do PSS do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7	89
Figura III-41: Sinal de Saída do PSS do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7	89
Figura III-42: Ângulo do Rotor do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem PSS	93
Figura III-43: Decomposição Individual do Ângulo do Rotor Gerador Usina1 Curto-Circuito na LT 5-7 Sem PSS	94
Figura III-44: Ângulo do Rotor do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Com PSS.....	95
Figura III-45: Sistema de 9 Barras com os Pontos de Aplicação dos Defeitos	97
Figura IV-1: Arquitetura Mestre – Escravo do Processamento Distribuído.....	103
Figura IV-2: Arquitetura Mestre – Escravo do Processamento Distribuído para o Ambiente de Planejamento.....	105
Figura IV-3: Arquitetura Mestre – Escravo do Processamento Distribuído para o Ambiente do Tempo Real.....	106
Figura IV-4: Ponto de Operação Inicial para a Análise de Abertura das Linhas de Transmissão do Sistema	108
Figura IV-5: Grupos de Geração para o Cálculo da Região de Segurança Estática.....	112
Figura IV-6: Processo de Cálculo da Região de Segurança Estática em torno do Ponto de Operação	113
Figura IV-7: Ponto de Operação Inicial do Cenário 1 para a Região de Segurança Estática	115
Figura IV-8: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G2 para o Cenário 1	119
Figura IV-9: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G3 para o Cenário 1	119
Figura IV-10: Região de Segurança Estática no Plano G2 x G3 para o Cenário 1	120
Figura IV-11: Ponto de Operação Inicial do Cenário 2 para a Região de Segurança Estática	126
Figura IV-12: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G2 para o Cenário 2	127
Figura IV-13: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G3 para o Cenário 2	127
Figura IV-14: Região de Segurança Estática no Plano G2 x G3 para o Cenário 2	128
Figura IV-15: Ponto de Operação Inicial do Cenário 3 para a Região de Segurança Estática	130
Figura IV-16: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G2 para o Cenário 3	132
Figura IV-17: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G3 para o Cenário 3	132
Figura IV-18: Região de Segurança Estática no Plano G2 x G3 para o Cenário 3	133
Figura IV-19: Ponto de Operação Inicial do Cenário 4 para a Região de Segurança Estática	136
Figura IV-20: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G2 para o Cenário 4	137
Figura IV-21: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G3 para o Cenário 4	137
Figura IV-22: Região de Segurança Estática no Plano G2 x G3 para o Cenário 4	138
Figura IV-23: Pontos de Aplicação dos Defeitos para a Análise Dinâmica de Contingências	142
Figura IV-24: Região de Segurança Dinâmica no Plano G1 x G2.....	146
Figura IV-25: Região de Segurança Dinâmica no Plano G1 x G3.....	147
Figura IV-26: Região de Segurança Dinâmica no Plano G2 x G3.....	147
Figura A-1: Modelo de Gerador da Unidade Conectada à Barra 1	165
Figura A-2: Modelo do Transdutor de Tensão da Unidade Conectada à Barra 1	166
Figura A-3: Modelo do Regulador de Tensão da Unidade Conectada à Barra 1	166
Figura A-4: Modelo do Limitador de Sobreexcitação das Unidades Conectadas às Barras 1, 2 e 3.....	167
Figura A-5: Modelo do Regulador de Velocidade da Unidade Conectada à Barra 1.....	168
Figura A-6: Modelo de Gerador das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3.....	169
Figura A-7: Modelo do Regulador de Tensão das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3.....	170
Figura A-8: Modelo do PSS das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3.....	171
Figura A-9: Modelo do Regulador de Velocidade das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3	172
Figura B-1: Janela para Inserção dos Dados do Sistema Elétrico	178
Figura B-2: Sistema-teste – 9 Barras [4]	179
Figura B-3: Janela para Desenhar o Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico	180
Figura B-4: Janela para processar o Fluxo de Potência Através do Método de Newton-Raphson.....	181
Figura B-5: Janela com os Valores das Tolerâncias para Comparação entre Resultados de 2 Fluxos de Potência ..	182
Figura B-6: Janela com os Relatórios de Comparação entre os Resultados de 2 Fluxos de Potência	182
Figura B-7: Exportação dos Relatórios de Comparação entre os Resultados de 2 Fluxos de Potência.....	183
Figura B-8: Exportação dos Relatórios dos Dados do Fluxo de Potência do Sistema Elétrico.....	184
Figura B-9: Janela para processar o Fluxo de Potência Através do Método de Newton-Raphson.....	185
Figura B-10: Exportação dos Relatórios de Saída do Fluxo de Potência do Sistema Elétrico	185
Figura B-11: Janela para Inserção dos Dados da Análise de Sensibilidade do Sistema Elétrico	186

Figura B-12: Janela para processar a Análise de Sensibilidade	187
Figura B-13: Exportação dos Relatórios de Saída da Análise de Sensibilidade do Sistema Elétrico.....	188
Figura B-14: Janela para Inserção dos Dados da Análise de Contingência do Sistema Elétrico	189
Figura B-15: Janela para processar a Análise de Contingência.....	190
Figura B-16: Exportação dos Relatórios de Saída da Análise de Contingência do Sistema Elétrico.....	190
Figura B-17: Janela para Inserção dos Dados do Fluxo de Potência Continuado do Sistema Elétrico	191
Figura B-18: Janela para processar o Fluxo de Potência Continuado	192
Figura B-19: Resultados da Análise de Fluxo de Potência Continuado	193
Figura B-20: Janela para processar o Fluxo de Potência por Dinâmica Sintética	194
Figura B-21: Exportação dos Relatórios de Saída do Fluxo de Potência do Sistema Elétrico	194
Figura B-22: Exportação do Relatório dos Dados Dinâmicos do Sistema Elétrico	195
Figura B-23: Janela para processar os Testes de Degrau no Gerador Síncrono	196
Figura B-24: Relatório da Solução do Teste de Degrau.....	197
Figura B-25: Janela para Inserção dos Dados da Contingência para Simulação no Domínio do Tempo	198
Figura B-26: Definição das variáveis dos gráficos para Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo	199
Figura B-27: Janela para processar a Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo.....	200
Figura B-28: Exportação dos Resultados da Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo.....	200
Figura B-29: Janela para Inserção dos Dados da Contingência para Análise Dinâmica de Contingências.....	202
Figura B-30: Janela para processar a Análise Dinâmica de Contingências.....	202
Figura B-31: Exportação dos Relatórios de Saída da Análise Dinâmica de Contingências.....	203
Figura B-32: Janela para Inserção das Contingências na Lista de Contingências.....	204
Figura B-33: Janela para Definição do Conjunto de Geradores de Cada Grupo Gerador.....	205
Figura B-34: Arquivo com a extensão .dsa – Análise de Segurança Estática	205
Figura B-35: Inicialização da Arquitetura do Processamento Distribuído.....	206
Figura B-36: Janela para processar a Análise de Segurança Estática.....	206
Figura B-37: Exportação dos Relatórios da Análise Estática de Contingências para o Ponto de Operação	207
Figura B-38: Exportação do Relatório de Saída da Região de Segurança Estática.....	207
Figura B-39: Janela para Inserção das Contingências na Lista de Contingências.....	208
Figura B-40: Janela para Definição do Conjunto de Geradores de Cada Grupo Gerador.....	209
Figura B-41: Arquivo com a extensão .dsa – Análise de Segurança Dinâmica	210
Figura B-42: Inicialização da Arquitetura do Processamento Distribuído.....	210
Figura B-43: Janela para processar a Análise de Segurança Dinâmica.....	211
Figura B-44: Exportação dos Relatórios da Análise Dinâmica de Contingências para o Ponto de Operação	211
Figura B-45: Exportação do Relatório de Saída da Região de Segurança Dinâmica	212
Figura C-1: Sistema Elétrico com Elo de Corrente Contínua	213
Figura C-2: Janela para Inserção dos Dados de Corrente Alternada do Sistema Elétrico	214
Figura C-3: Janela para Inserção dos Dados de Corrente Contínua do Sistema Elétrico	216
Figura C-4: Janela para processar o Fluxo de Potência Através do Método de Newton-Raphson.....	216
Figura C-5: Janela para Selecionar o Elo do Sistema para Gerar o Relatório	217
Figura C-6: Relatório do Elo Selecionado pelo Usuário	217
Figura D-1: Sistema Elétrico J. M. Scudder.....	220

* * *

LISTA DE TABELAS

Tabela II-1 – Dados de Barra do Sistema-Teste.....	9
Tabela II-2 – Dados das Unidades Geradoras do Sistema-Teste.....	10
Tabela II-3 – Dados das Cargas do Sistema-Teste.....	10
Tabela II-4 – Dados dos Transformadores do Sistema-Teste	11
Tabela II-5 – Dados das Linhas de Transmissão do Sistema-Teste	12
Tabela II-6 – Resultado das Áreas do Sistema-Teste.....	12
Tabela II-7 – Resultado de Carregamento dos Ramos da Rede do Sistema-Teste.....	13
Tabela II-8 – Resultado da Potência Reativa nas Unidades Geradoras do Sistema-Teste	14
Tabela II-9 – Resultado da Potência Ativa nas Unidades Geradoras do Sistema-Teste.....	14
Tabela II-10 – Resultado das Ilhas no Sistema-Teste	14
Tabela II-11 – Resultado das Cargas do Sistema-Teste	15
Tabela II-12 – Resultado da Swing do Sistema-Teste.....	15
Tabela II-13 – Resultado das Tensões das Barras do Sistema-Teste	16
Tabela II-14 – Comparação dos Resultados das Barras no ORGANON com os do ANAREDE	17
Tabela II-15 – Comparação da Potência Ativa/Reativa nas Unidades Geradoras no ORGANON e no ANAREDE .	18
Tabela II-16 – Comparação da Potência Ativa/Reativa das Cargas no ORGANON e no ANAREDE	18
Tabela II-17 – Comparação dos Valores dos Ramos do Sistema no ORGANON com os do ANAREDE.....	19
Tabela II-18 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dPF/dPg na Usina da Barra 2.....	23
Tabela II-19 – Valores Estimados para Sensibilidade dPF/dPg na Usina da Barra 2	24
Tabela II-20 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dV/dPL na Carga Ativa da Barra 8.....	25
Tabela II-21 – Valores Estimados para Sensibilidade dV/dPL na Carga Ativa da Barra 8.....	26
Tabela II-22 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dV/dQL na Carga Reativa da Barra 8.....	27
Tabela II-23 – Valores Estimados para Sensibilidade dV/dQL na Carga Reativa da Barra 8.....	27
Tabela II-24 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dV/dV na Tensão Controlada pela Usina da Barra 2	28
Tabela II-25 – Valores Estimados para Sensibilidade dV/dV na Tensão Controlada pela Usina da Barra 2.....	29
Tabela II-26 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dV/dTap do Transformador da Barra 2 para Barra 7	30
Tabela II-27 – Valores Estimados para Sensibilidade dV/dTap do Transformador da Barra 2 para Barra 7.....	31
Tabela II-28 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dPF/dPF do Circuito entre as Barras 5 e 7.....	32
Tabela II-29 – Valores Estimados para Sensibilidade dPF/dPF do Circuito entre as Barras 5 e 7.....	33
Tabela II-30 – Sumário de Violações para Redução de 150 Mvar na Carga da Barra 8.....	36
Tabela II-31 – Sobre-tensão para Redução de 150 Mvar na Carga da Barra 8	36
Tabela II-32 – Mudança nas Tensões para Redução de 150 Mvar na Carga da Barra 8.....	37
Tabela II-33 – Sumário de Violações para Aumento de 100 MW e 100 Mvar na Carga da Barra 8	38
Tabela II-34 – Mudança na Potência Reativa para Aumento de 100 MW e 100 Mvar na Carga da Barra 8.....	38
Tabela II-35 – Violação Térmica para Aumento de 100 MW e 100 Mvar na Carga da Barra 8.....	39
Tabela II-36 – Subtensão para Aumento de 100 MW e 100 Mvar na Carga da Barra 8.....	39
Tabela II-37 – Mudança nas Tensões para Aumento de 100 MW e 100 Mvar na Carga da Barra 8	40
Tabela II-38 – Sumário de Violações para Contingência de Abertura do Circuito 5 - 7.....	40
Tabela II-39 – Mudança na Potência Reativa para Contingência de Abertura do Circuito 5 - 7	41
Tabela II-40 – Subtensão para Contingência de Abertura do Circuito 5 - 7	41
Tabela II-41 – Mudança nas Tensões para Contingência de Abertura do Circuito 5 - 7.....	42
Tabela II-42 – Comparação dos Resultados das Barras no <i>FPDS</i> e no Newton-Raphson – Cenário 1	58
Tabela II-43 – Comparação da Potência Ativa/Reativa dos Geradores no <i>FPDS</i> e no Newton-Raphson – Cenário 159	159
Tabela II-44 – Comparação da Potência Ativa/Reativa das Cargas no <i>FPDS</i> e no Newton-Raphson – Cenário 1	59
Tabela III-1 – Dados Dinâmicos do Sistema-Teste de 9 Barras.....	74
Tabela III-2 – Sumário da Simulação Dinâmica de Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem PSS	91
Tabela III-3 – Amortecimento para a Simulação de Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem PSS.....	92
Tabela III-4 – Sumário da Simulação Dinâmica de Curto-Circuito na LT 5-7 – Com PSS.....	95
Tabela III-5 – Amortecimento para a Simulação de Curto-Circuito na LT 5-7 – Com PSS.....	95
Tabela III-6 – Margem de Energia para a Simulação de Curto-Circuito na LT 5-7 – Com PSS	96
Tabela III-7 – Sumário das Simulações Dinâmicas de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Sem PSS	98
Tabela III-8 – Amortecimento para Simulações de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Sem PSS	99
Tabela III-9 – Margem de Energia para Simulações de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Sem PSS.....	99
Tabela III-10 – Sumário das Simulações Dinâmicas de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Com PSS.....	99
Tabela III-11 – Amortecimento para Simulações de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Com PSS.....	100
Tabela III-12 – Margem de Energia para Simulações de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Com PSS..	101
Tabela IV-1 – Sumário de Violações para Contingências Simples de Abertura das LTs do Sistema.....	109

Tabela IV-2 – Mudança na Potência Reativa para Contingências Simples de Abertura das LTs do Sistema.....	110
Tabela IV-3 – Subtensão para Contingências Simples de Abertura das LTs do Sistema.....	110
Tabela IV-4 – Mudança nas Tensões para Contingências Simples de Abertura das LTs do Sistema.....	111
Tabela IV-5 – Sumário da Região de Segurança Estática do Sistema – Cenário 1	121
Tabela IV-6 – Sumário da Região de Segurança Estática do Sistema – Cenário 2	129
Tabela IV-7 – Sumário da Região de Segurança Estática do Sistema – Cenário 3	134
Tabela IV-8 – Sumário da Região de Segurança Estática do Sistema – Cenário 4	139
Tabela IV-9 – Sumário das Simulações Dinâmicas de Contingência nas LTs do Sistema	142
Tabela IV-10 – Amortecimento para Simulações Dinâmicas de Contingência nas LTs do Sistema	143
Tabela IV-11 – Margem de Energia para Simulações Dinâmicas de Contingência nas LTs do Sistema.....	144
Tabela IV-12 – Sumário da Região de Segurança Dinâmica do Sistema.....	149
Tabela A-1 – Parâmetros do Modelo de Gerador da Unidade Conectada à Barra 1	165
Tabela A-2 – Parâmetros do Modelo do Transdutor de Tensão da Unidade Conectada à Barra 1	166
Tabela A-3 – Parâmetros do Modelo do Regulador de Tensão da Unidade Conectada à Barra 1	167
Tabela A-4 – Parâmetros do Modelo Limitador de Sobreexcitação das Unidades Conectadas às Barras 1, 2 e 3	167
Tabela A-5 – Parâmetros do Modelo do Regulador de Velocidade da Unidade Conectada à Barra 1.....	168
Tabela A-6 – Parâmetros do Modelo de Gerador das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3.....	170
Tabela A-7 – Parâmetros do Modelo do Regulador de Tensão das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3.....	171
Tabela A-8 – Parâmetros do Modelo do PSS das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3	172
Tabela A-9 – Parâmetros do Modelo do Regulador de Velocidade das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3	173
Tabela A-10 – Parâmetros dos Critérios de Segurança	175
Tabela D-1 – Tensões das Barras do Sistema – Q8 = 100 Mvar.....	221
Tabela D-2 – Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 100 Mvar.....	221
Tabela D-3 – Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 100 Mvar	222
Tabela D-4 – Geração de Potência Ativa e Reativa na Swing do Sistema – Q8 = 100 Mvar	222
Tabela D-5 – Tensões das Barras do Sistema – Q8 = 110 Mvar.....	222
Tabela D-6 – Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 110 Mvar.....	223
Tabela D-7 – Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 110 Mvar	223
Tabela D-8 – Geração de Potência Ativa e Reativa na Swing do Sistema – Q8 = 110 Mvar	223
Tabela D-9 – Tensões das Barras do Sistema – Q8 = 122 Mvar.....	224
Tabela D-10 – Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 122 Mvar.....	224
Tabela D-11 – Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 122 Mvar	225
Tabela D-12 – Geração de Potência Ativa e Reativa na Swing do Sistema – Q8 = 122 Mvar	225
Tabela D-13 – Tensões das Barras do Sistema – Q8 = 130 Mvar.....	225
Tabela D-14 – Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 130 Mvar.....	226
Tabela D-15 – Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 130 Mvar	226
Tabela D-16 – Geração de Potência Ativa e Reativa na Swing do Sistema – Q8 = 130 Mvar	226

* * *

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

A	– ampère
ANAREDE	– Análise de Redes Elétricas
CEPEL	– Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
FPDS	– Fluxo de Potência de Dinâmica Sintética
Hz	– hertz
IEEE	– Institute of Electrical and Electronics Engineers
J	– Matriz Jacobiana
kV	– quilovolt
LT	– Linha de Transmissão
MVA	– megavolt-ampère
Mvar	– megavolt-ampère reativo
MW	– megawatt
ONS	– Operador Nacional do Sistema Elétrico
PSS	– Power System Stabilizer
pu	– por unidade
s	– segundo
V	– volt
VA	– volt-ampère
var	– volt-ampère reativo
W	– watt

Introdução

I.1. Considerações Preliminares

A análise computacional de sistemas elétricos de potência encerra problemas de planejamento e operação de tais sistemas, submetidos a condições de comportamento estático e dinâmico. Usualmente, diversos aplicativos computacionais são oferecidos comercialmente para a realização dessa análise, o que muitas das vezes torna as tarefas de obtenção e síntese de resultados bastante penosas, envolvendo vários especialistas.

Até recentemente, uma das lacunas encontradas nas atividades de planejamento da expansão e operação de sistemas elétricos no Brasil era a ausência de uma ferramenta computacional com interface gráfica, que realizasse de forma integrada as análises de regime permanente, transitório e segurança. Atualmente, pode-se afirmar que essa lacuna foi preenchida pelo programa ORGANON, Jardim [1], [2] e [3].

Na análise em regime permanente realizada com o aplicativo computacional ORGANON, podem ser levados a efeito estudos de fluxo de potência, através do método convencional de *Newton-Raphson completo* ou do inovador e robusto método de *Fluxo de Potência de Dinâmica Sintética (FPDS)*. Tal robustez se deve ao fato desse método obter a solução para o problema de fluxo de potência (caso essa exista), até mesmo em situações em que os métodos convencionais não conseguem obtê-la. Outra qualidade fundamental desse método é a de só achar soluções estáveis.

Ainda no âmbito dos estudos em regime permanente, o ORGANON também proporciona as análises de fluxo de potência continuado, contingências e sensibilidade. Além disso, esse aplicativo oferece a possibilidade de se desenhar diagramas unifilares, tratar os resultados das

análises realizadas de forma fácil para elaboração de relatórios e importar/exportar dados para outros programas de análise estática.

Na análise dinâmica, o ORGANON permite a realização de análises de estabilidade eletromecânica com representação detalhada de todos os equipamentos do sistema elétrico. Além disso, inclui também a identificação dos principais modos de oscilação do sistema elétrico através da análise de *Prony*: método de análise de pequenas e grandes perturbações que permite incluir as não-linearidades do sistema elétrico.

Outra facilidade que o ORGANON oferece são as várias opções para se realizar um diagnóstico de estabilidade, feita através de inspeção visual, utilizando curvas e tabelas, ou ainda pelo método quantitativo, com base em conceitos de *funções de energia e produto interno*.

O ORGANON permite ainda efetuar análises de segurança estática e dinâmica para uma lista de contingências e gerar saídas gráficas das regiões de segurança estática e dinâmica para essas contingências.

Do exposto, visando estritamente apresentar uma visão integrada de problemas de análise estática e dinâmica de sistemas de potência, costumeiramente tratados por aplicativos computacionais diversos, selecionou-se simplesmente por motivos de conveniência didática o programa ORGANON. Assim sendo, busca-se através do uso dessa ferramenta reunir resultados obtidos com métodos de análise modernos, voltados para problemas de natureza estática/dinâmica, envolvendo segurança.

I.2. Objetivo da Dissertação

Essa Dissertação tem por objetivo realizar uma diagnose abrangente e detalhada de possíveis estudos de análise de redes com o aplicativo ORGANON. Para tanto, apresenta-se uma descrição teórica e didática dos principais conceitos usados nesse aplicativo. A diagnose pretendida é alcançada através de uma ampla bateria de testes para problemas e situações especialmente criadas de análise estática e dinâmica de sistemas de potência com grande ênfase na interpretação de resultados, parâmetros e saídas gráficas.

O nome ORGANON do aplicativo é um vocábulo grego (**OPΓANON**, *opyavov*) que significa “instrumento” ou “ferramenta”.

I.3.Estrutura da Dissertação

Esta Dissertação está organizada em cinco capítulos e é complementada por 5 anexos.

O Capítulo I dá uma introdução ao tema, fornecendo comentários gerais sobre o contexto no qual o mesmo se insere.

No Capítulo II são apresentadas as diversas aplicações do programa ORGANON na análise de regime permanente de sistemas elétricos.

O Capítulo III aborda como utilizar o citado aplicativo na análise dinâmica.

No Capítulo IV é discutido e exemplificado o uso do programa nas avaliações de segurança estática e dinâmica.

O Capítulo V apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

O ANEXO A apresenta uma relação de todos os arquivos utilizados na Dissertação, visando propiciar a reprodutibilidade de todos os resultados. Os mesmos arquivos encontram-se também no CD do ANEXO E, para facilidade do leitor.

O ANEXO B apresenta um guia prático para processamento do ORGANON para usuários iniciantes.

O ANEXO C contém um exemplo de utilização do ORGANON em sistemas com elo de corrente contínua.

O ANEXO D contém um exemplo de utilização do ORGANON em um sistema teste de 11 barras mal condicionado.

No ANEXO E está contido um CD com todos os arquivos do ANEXO A para pronta utilização e também uma versão acadêmica do programa ORGANON, limitada a 20 barras.

* * *

Análise Estática

II.1. Introdução

Este capítulo apresenta, para a análise estática de redes elétricas, resultados de métodos para cálculo de fluxo de potência implementados no programa ORGANON. Em cada seção, são descritos aspectos conceituais relacionados aos três tipos de análise estática disponíveis, quais sejam: **(i)** *Análise de fluxo de potência via método de Newton-Raphson completo*; **(ii)** *Análise de fluxo de potência continuado*; **(iii)** *Análise de fluxo de potência por dinâmica sintética (FPDS)*. Os resultados obtidos com o ORGANON são validados através da comparação com aqueles obtidos com o programa ANAREDE.

Para realizar todas as análises estáticas disponíveis no ORGANON foi utilizado o sistema-teste de nove barras encontrado em Anderson e Fouad [4]. Os dados da topologia desse sistema encontram-se no ANEXO A.

O capítulo contém mais quatro seções, além da presente. A seção II.2 apresenta as análises de fluxo de potência, sensibilidade e contingências, via método de Newton-Raphson. A seção II.3 exemplifica a análise de fluxo de potência continuado. Na seção II.4, são apresentadas a formulação conceitual e aplicações do método de análise de fluxo de potência por dinâmica sintética (FPDS). Finalmente, a seção II.5 reúne comentários acerca das conclusões atingidas com o presente capítulo.

II.2. Análise de Fluxo de Potência via Método de Newton-Raphson

O cálculo de fluxo de potência é um dos mais importantes e tradicionais elementos da análise de sistemas elétricos de energia, Monticelli e Garcia [5], [6], Stevenson [7], Elgerd [8]. A partir dos resultados do fluxo de potência são desenvolvidos os principais estudos de planejamento e operação de sistemas elétricos de potência.

De acordo com Monticelli e Garcia [5], [6], o problema de fluxo de potência em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado da rede (tensões complexas das barras), na distribuição dos fluxos (potências ativas/reativas que fluem pelas linhas e transformadores) e na obtenção de algumas outras grandezas de interesse, como perdas ativas nas linhas de transmissão e potência reativa gerada/absorvida nas barras de tensão controlada. Para se calcular o fluxo de potência, a modelagem do sistema elétrico é a estática, significando que a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas (que correspondem a um conjunto de restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes). Esse tipo de representação é utilizada em situações nas quais as variações com o tempo são suficientemente lentas para que se possam ignorar efeitos transitórios.

Os componentes de um sistema de energia elétrica podem ser classificados em dois grupos: os que estão ligados entre um nó qualquer e o nó-terra, como é o caso dos geradores, cargas, reatores e capacitores; e os que estão ligados entre dois nós quaisquer da rede, como é o caso de linhas de transmissão e transformadores.

Na formulação matemática convencional do fluxo de potência, os geradores e cargas são modelados através de injeções de potência nos nós da rede. Na formulação básica do problema de fluxo de potência, para cada barra da rede elétrica existem quatro variáveis, sendo que duas delas são consideradas conhecidas e as demais incógnitas. Tais variáveis são designadas por:

- V_k – Magnitude da tensão nodal (barra k);
- θ_k – Ângulo da tensão nodal;
- P_k – Geração líquida (geração menos carga) de potência ativa;
- Q_k – Geração líquida de potência reativa.

Assim, definem-se três tipos básicos de barras, conforme indica o quadro a seguir:

Nome da Barra	Tipo	Grandezas	
		Conhecidas	Calculadas
Carga	PQ	P_k, Q_k	V_k, θ_k
Tensão Controlada	PV	P_k, V_k	Q_k, θ_k
Referência - Swing	V θ	V_k, θ_k	P_k, Q_k

As barras dos tipos PQ e PV são utilizadas para representar, respectivamente, barras de carga e barras de geração (incluindo-se os compensadores síncronos). A barra V θ estabelece a referência angular do sistema, sendo necessária para realizar o balanço de potência no sistema. O conjunto de equações para o problema de fluxo de potência é formado pelas equações (II-1) e (II-2) para cada barra. Essas equações são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, ou seja, as potências ativas e reativas injetadas em uma barra são iguais à soma dos fluxos correspondentes que deixam a barra através de ramos da rede.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (\text{II-1})$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (\text{II-2})$$

Onde:

$k = 1, \dots, N$, sendo N o número de barras da rede;

Ω_k – Conjunto de barras vizinhas da barra k ;

V_k, V_m – Magnitudes das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;

θ_k, θ_m – Ângulos das tensões das barras terminais do ramo $k - m$;

P_{km} – Fluxo de potência ativa no ramo $k - m$;

Q_{km} – Fluxo de potência reativa no ramo $k - m$;

Q_k^{sh} – Componente da injeção de potência reativa devida ao elemento “shunt” da barra k .

Na solução do problema de fluxo de potência via método de Newton-Raphson o processo iterativo inicia-se com a estimação dos valores iniciais para a magnitude e ângulo das tensões nas barras do sistema. Em seguida, realiza-se o cálculo dos desbalanços de potência ativa ΔP para barras PV e PQ, utilizando-se a equação (II-3), e de potência reativa ΔQ para as barras PQ, utilizando-se a equação (II-4), Dotta [9]:

$$\Delta \vec{P} = \vec{P}^{esp} - \vec{P}^{cal}(\vec{V}, \vec{\theta}) \quad (\text{II-3})$$

$$\Delta \vec{Q} = \vec{Q}^{esp} - \vec{Q}^{cal}(\vec{V}, \vec{\theta}) \quad (\text{II-4})$$

Compara-se o resultado do cálculo dos desvios de potência ativa e reativa com uma tolerância pré-especificada, e caso a tolerância seja atendida interrompe-se o processo iterativo. Caso contrário, há a necessidade da formação de uma matriz jacobiana J para a resolução de um sistema algébrico linear do tipo:

$$\begin{bmatrix} \Delta \vec{P} \\ \Delta \vec{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \vec{\theta} \\ \Delta \vec{V} \end{bmatrix} \quad (\text{II-5})$$

Os elementos das submatrizes H, N, M e L, que compõem a matriz jacobiana, são dados por:

$$H \begin{cases} H_{km} = \partial P_k / \partial \theta_m = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ H_{kk} = \partial P_k / \partial \theta_k = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = -Q_k - V_k^2 B_{kk} \end{cases}$$

$$N \begin{cases} N_{km} = \partial P_k / \partial V_m = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ N_{kk} = \partial P_k / \partial V_k = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = V_k^{-1} (P_k + V_k^2 G_{kk}) \end{cases} \quad (\text{II-6})$$

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

$$L \begin{cases} L_{km} = \partial Q_k / \partial V_m = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ L_{kk} = \partial Q_k / \partial V_k = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = V_k^{-1} (Q_k - V_k^2 B_{kk}) \end{cases}$$

Onde:

$Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$ é a admitância de transferência entre a barra k e m ($k \neq m$);

$Y_{kk} = G_{kk} + jB_{kk}$ é a admitância própria da barra k.

A dimensão do sistema linear é dada pela composição da dimensão das submatrizes do jacobiano, ou seja, a dimensão é igual a duas vezes o número de barras PQ mais o número de barras PV. Após a resolução do sistema linear atualizam-se os valores de tensão e ângulo nas barras do sistema e calculam-se as novas injeções de potência ativa e reativa nas barras do sistema. Para as barras PV, verificam-se os limites de geração de potência reativa. Caso a mesma esteja fora dos limites, fixa-se o reativo no limite extrapolado e transforma-se a barra PV em uma barra PQ. Uma nova iteração então é iniciada calculando-se novamente os desvios de potência ativa e reativa nas barras. Esse processo iterativo se encerra quando tais desvios forem inferiores à tolerância pré-especificada.

No ORGANON, a solução do fluxo de potência pode ser classificada em três tipos:

- Convergente – Foi obtida uma solução para o problema de fluxo de potência, ou seja, todos os mismatches são menores que a tolerância especificada;
- Não Convergente – Não foi possível obter uma solução para o problema de fluxo de potência, pois o método chegou ao número máximo de iterações e pelo menos um dos mismatches é maior que a tolerância estabelecida;
- Divergente – É quando o estado do sistema se afasta da solução a cada iteração, ou seja, os mismatches (resíduos) aumentam a cada iteração.

No intuito de ilustrar a obtenção de resultados de fluxo de potência via Newton-Raphson disponível no programa ORGANON, considere o sistema de nove barras [4], cujo diagrama unifilar é apresentado na Figura II-1. O arquivo com os dados de entrada do sistema-teste aqui utilizado, no formato ANAREDE, encontra-se no ANEXO A. As informações sobre como desenhar um diagrama unifilar e como inserir esses dados de entrada do sistema no programa ORGANON encontram-se no ANEXO B.

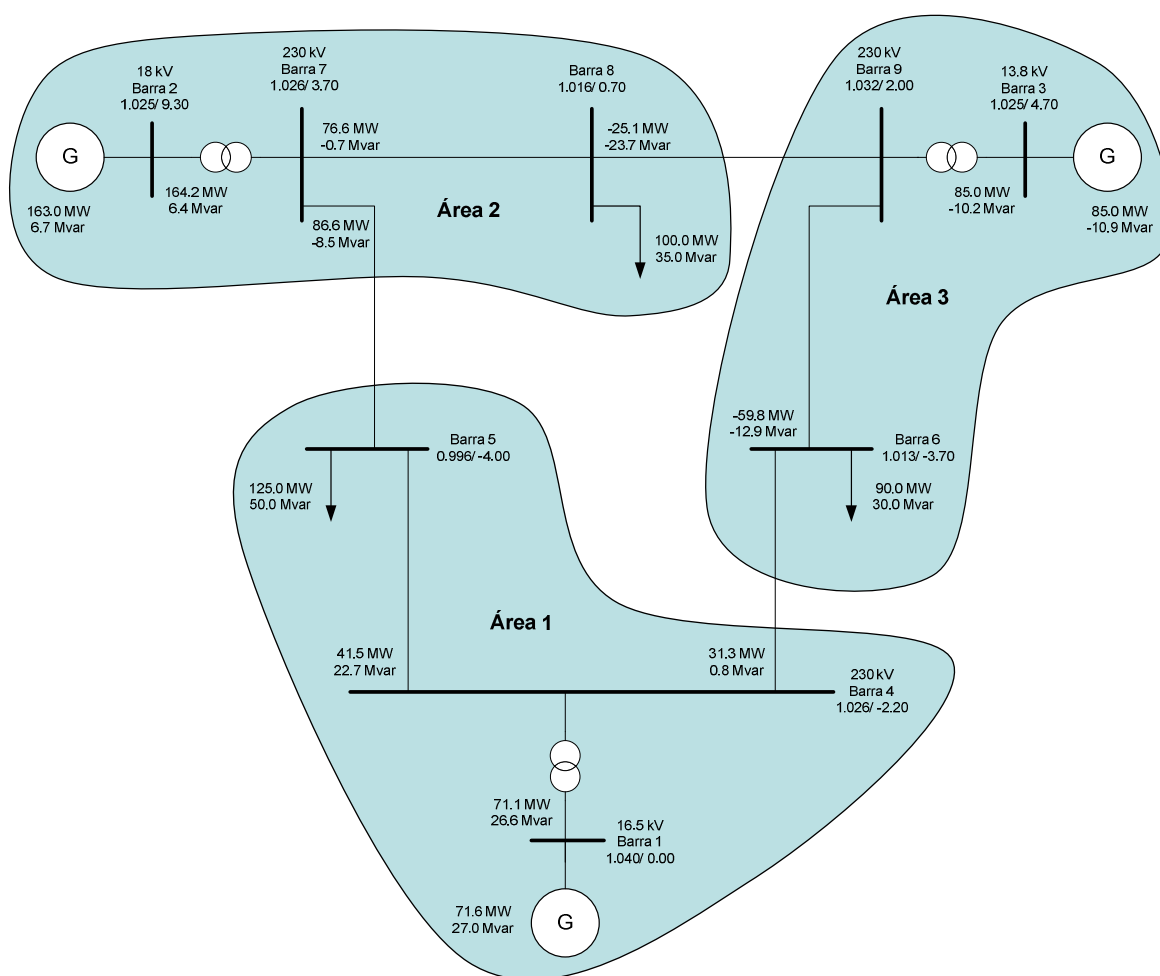


Figura II-1: Sistema-teste – 9 Barras [4]

II.2.1. Relatórios dos Dados do Fluxo de Potência

Todos os dados de entrada do sistema, apresentados nos relatórios a seguir, foram obtidos da referência Anderson e Fouad [4]. Os passos necessários para obter os relatórios dos dados do fluxo de potência no ORGANON estão descritos no ANEXO B.

A Tabela II-1 apresenta o relatório dos dados de todas as barras do sistema-teste. As colunas, da esquerda para direita, mostram: o número da barra; o nome da barra, o número da área; o número da zona (zona pode ser composta por equipamentos de uma mesma área, formando assim uma sub-área, ou por equipamentos de diferentes áreas); o número do proprietário da barra; o tipo de barra; o nível de tensão em kV da barra; a tensão da barra em pu; o ângulo da barra em graus; a tensão mínima e máxima da barra, ou seja, a faixa de tensão desejada ou considerada normal para a barra em pu; o “status” do elemento “shunt” de barra (ligado ou desligado) se houver; a condutância (G) em MW; e a susceptância (B) em Mvar do “shunt” de barra. A condutância do elemento “shunt” de barra permite que se considere a perda de energia nos isoladores das torres de linha de transmissão.

Tabela II-1 – Dados de Barra do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Bus	Bus Name	Area	Zone	Owner	Type	VBase (kV)	Volt (pu)	Ang (deg)	VMin (pu)	VMax (pu)	Sht Status	GSht (MW)	BSht (Mvar)
1	Barra 1	1	1	1	SW	16,5	1,04	0	0,9	1,1	OFF	0	0
2	Barra 2	2	1	1	PV	18	1,025	9,3	0,9	1,1	OFF	0	0
3	Barra 3	3	1	1	PV	13,8	1,025	4,7	0,9	1,1	OFF	0	0
4	Barra 4	1	1	1	PQ	230	1,026	-2,2	0,9	1,1	OFF	0	0
5	Barra 5	1	1	1	PQ	230	0,996	-4	0,9	1,1	OFF	0	0
6	Barra 6	3	1	1	PQ	230	1,013	-3,7	0,9	1,1	OFF	0	0
7	Barra 7	2	1	1	PQ	230	1,026	3,7	0,9	1,1	OFF	0	0
8	Barra 8	2	1	1	PQ	230	1,016	0,7	0,9	1,1	OFF	0	0
9	Barra 9	3	1	1	PQ	230	1,032	2	0,9	1,1	OFF	0	0

Na Tabela II-2, são mostrados os dados de todas as unidades geradoras do sistema-teste. As colunas, da esquerda para direita, apresentam: o número da barra; o nome da barra; o número de identificação da unidade geradora; o “status” do gerador, ou seja, se a máquina está conectada ao sistema ou não; o número do grupo gerador da unidade; os valores despachados de potência ativa em MW e reativa em Mvar por máquina; os valores mínimos e máximos de potência ativa em MW e reativa em Mvar da unidade geradora; a potência aparente nominal do gerador em MVA; o valor da tensão em pu que a barra controlada pela máquina deve possuir; o número e o nome da barra controlada pela máquina; os valores de resistência, reatância e do tape do transformador conectado à unidade geradora; e o fator de participação da usina, ou seja, quando

existir mais de uma usina controlando a tensão de uma barra, esse valor percentual estabelece como vai ser dividida a geração de potência reativa entre as usinas.

Tabela II-2 – Dados das Unidades Geradoras do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Bus	Bus Name	Unit Id	Status	Gen Group	Pg (MW)	Qg (Mvar)	PMin (MW)	PMax (MW)	QMin (Mvar)	QMax (Mvar)	Base (MVA)	VSpec (pu)	CBus	CBus Name	R Trf (pu)	X Trf (pu)	Tap Trf (pu)	Part. Factor
1	Barra 1	1	ON	10	71,6	27	0	210,4	-130,4	130,4	247,5	1,04	1	Barra 1	0	0,06	1	100
2	Barra 2	1	ON	10	163	6,7	0	163,2	-101,2	101,2	192	1,025	2	Barra 2	0	0,06	1	100
3	Barra 3	1	ON	10	85	-10,9	0	108,8	-67,4	67,4	128	1,025	3	Barra 3	0	0,06	1	100

A Tabela II-3 apresenta os dados de todas as cargas do sistema-teste. As colunas, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome da barra onde a carga está conectada; o número de identificação da unidade de carga; o “status” da carga, ou seja, se a carga está conectada ao sistema ou não; os números da área, da zona e do proprietário da carga; os valores de potência ativa em MW e reativa em Mvar da carga modelada como potência (P e Q) constante; os valores de potência ativa em MW e reativa em Mvar da carga modelada como corrente (I) constante; e os valores de potência ativa em MW e reativa em Mvar da carga modelada como impedância (Z) constante.

Tabela II-3 – Dados das Cargas do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Bus	Bus Name	Unit Id	Status	Area	Zone	Owner	MW ConstP	Mvar ConstQ	MW ConstI	Mvar ConstI	MW ConstZ	Mvar ConstZ
5	Barra 5	1	ON	1	1	1	125	50	0	0	0	0
6	Barra 6	1	ON	3	1	1	90	30	0	0	0	0
8	Barra 8	1	ON	2	1	1	100	35	0	0	0	0

Na Tabela II-4, são mostrados os dados de todos os transformadores do sistema-teste. As colunas, da esquerda para direita, apresentam, respectivamente: o número e o nome da barra FROM; o número da barra TO, onde o transformador é conectado e o número do transformador; o nome da barra TO; os números da área, da zona e do proprietário do transformador; o tipo de transformador; os valores de resistência e reatância do transformador em pu; as capacidades normal, de sobrecarga e de emergência do transformador em MVA; o valor do tape do transformador em pu; o valor do ângulo em graus, se o transformador for um transformador desfasador; o número e o nome da barra controlada pelo transformador, caso o transformador controle alguma barra do sistema; o valor mínimo do tape ou do ângulo do transformador; o valor máximo do tape ou do ângulo do transformador; o valor mínimo da tensão ou do fluxo no transformador; o valor máximo da tensão ou do fluxo no transformador; o “status” do elemento

“shunt” (ligado ou desligado) na barra FROM, se houver; a condutância (G) em MW e a susceptância (B) em Mvar do “shunt” da barra FROM; o “status” do elemento “shunt” (ligado ou desligado) na barra TO, se houver; a condutância (G) em MW e a susceptância (B) em Mvar do “shunt” da barra TO; o “status” do disjuntor da barra FROM do transformador (aberto ou fechado); e o “status” do disjuntor da barra TO do transformador (aberto ou fechado). O “status” do disjuntor permite ao usuário, por exemplo, desconectar uma das extremidades do transformador e deixar a outra extremidade fechada. Em condições especiais (caso de impedimento do disjuntor do lado de alta ou de baixa tensão), o “status” do disjuntor possibilita a utilização de equipamentos de controle de tensão conectados em seu terciário.

Tabela II-4 – Dados dos Transformadores do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Bus From	BFrom Name	Bus To Circ#	BTo Name	Area	Zone	Owner	Type	Resis tance (pu)	Reac tance (pu)	Normal Rat. (MVA)	Overl. Rat. (MVA)	Emerg. Rat. (MVA)	Tap (pu)	Phase Shift (deg)	CBus	CBus Name
2	Barra 2	7 # 1	Barra 7	2	0	0	Trafo	0	0,0625	192	192	192	1	0		
3	Barra 3	9 # 1	Barra 9	3	0	0	Trafo	0	0,0586	128	128	128	1	0		
1	Barra 1	4 # 1	Barra 4	1	0	0	Trafo	0	0,0576	247	247	247	1	0		

1	2	3	4	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Bus From	BFrom Name	Bus To Circ#	BTo Name	Tap or Phs Min	Tap or Phs Max	V or Flow Min	V or Flow Max	ShtF Status	GSht From (MW)	BSht From (Mvar)	ShtT Status	GSht To (MW)	BSht To (Mvar)	Brk From	Brk To
2	Barra 2	7 # 1	Barra 7	1.000 pu	1.000 pu	0.000 pu	0.000 pu	OFF	0	0	OFF	0	0	Closed	Closed
3	Barra 3	9 # 1	Barra 9	1.000 pu	1.000 pu	0.000 pu	0.000 pu	OFF	0	0	OFF	0	0	Closed	Closed
1	Barra 1	4 # 1	Barra 4	1.000 pu	1.000 pu	0.000 pu	0.000 pu	OFF	0	0	OFF	0	0	Closed	Closed

A Tabela II-5 apresenta os dados de todas as linhas de transmissão do sistema-teste. As colunas, da esquerda para direita, mostram, respectivamente: o número e o nome da barra FROM; o número da barra TO onde a linha de transmissão é conectada e o número da linha de transmissão; o nome da barra TO; os números da área, da zona e do proprietário da linha de transmissão; os valores de resistência e reatância da linha de transmissão em pu; o valor de susceptância da linha de transmissão em pu; as capacidades normal, de sobrecarga e de emergência da linha de transmissão em MVA; o “status” do elemento “shunt” de linha (ligado ou desligado) na barra FROM, se houver; a condutância (G) em MW e a susceptância (B) em Mvar do elemento “shunt” de linha da barra FROM; o “status” do elemento “shunt” de linha (ligado ou desligado) na barra TO, se houver; a condutância (G) em MW e a susceptância (B) em Mvar do elemento “shunt” de linha da barra TO; o “status” do disjuntor da barra FROM da linha de transmissão (aberto ou fechado); e o “status” do disjuntor da barra TO da linha de transmissão (aberto ou fechado). O “status” do disjuntor permite ao usuário, por exemplo, abrir o disjuntor de uma das extremidades da linha de transmissão e deixar o disjuntor da outra extremidade fechado.

Tabela II-5 – Dados das Linhas de Transmissão do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Bus From	BFrom Name	Bus To Circ#	BTo Name	Area	Zone	Owner	Resistance (pu)	Reactance (pu)	Line Charg. (pu)	Normal Rat. (MVA)	Overl. Rat. (MVA)	Emerg. Rat. (MVA)
4	Barra 4	5 # 1	Barra 5	1	0	0	0,01	0,085	0,176	300	300	300
4	Barra 4	6 # 1	Barra 6	3	0	0	0,017	0,092	0,158	300	300	300
6	Barra 6	9 # 1	Barra 9	3	0	0	0,039	0,17	0,358	200	200	200
8	Barra 8	9 # 1	Barra 9	3	0	0	0,0119	0,1008	0,209	300	300	300
7	Barra 7	8 # 1	Barra 8	2	0	0	0,0085	0,072	0,149	300	300	300
7	Barra 7	5 # 1	Barra 5	1	0	0	0,032	0,161	0,306	200	200	200

1	2	3	4	14	15	16	17	18	19	20	21
Bus From	BFrom Name	Bus To Circ#	BTo Name	ShtF Status	GSht From (MW)	BSht From (Mvar)	ShtT Status	GSht To (MW)	BSht To (Mvar)	Brk From	Brk To
4	Barra 4	5 # 1	Barra 5	OFF	0	0	OFF	0	0	Closed	Closed
4	Barra 4	6 # 1	Barra 6	OFF	0	0	OFF	0	0	Closed	Closed
6	Barra 6	9 # 1	Barra 9	OFF	0	0	OFF	0	0	Closed	Closed
8	Barra 8	9 # 1	Barra 9	OFF	0	0	OFF	0	0	Closed	Closed
7	Barra 7	8 # 1	Barra 8	OFF	0	0	OFF	0	0	Closed	Closed
7	Barra 7	5 # 1	Barra 5	OFF	0	0	OFF	0	0	Closed	Closed

Como o sistema de 9 barras não possui elo de corrente contínua (CC), no ANEXO C será apresentado um exemplo e os passos necessários para utilização de tal no ORGANON.

II.2.2. Relatórios de Saída do Fluxo de Potência

Os passos necessários para se obter os relatórios dos resultados do fluxo de potência no ORGANON apresentados a seguir estão descritos no ANEXO B.

Na Tabela II-6, são apresentados os resultados de cada área do sistema obtidos através do método de Newton-Raphson do programa ORGANON. As colunas, da esquerda para direita, mostram, respectivamente: o número e o nome de cada área do sistema; os valores totais de potência ativa em MW e reativa em Mvar que são gerados em cada área; os valores totais de potência ativa em MW e reativa em Mvar que são destinadas às cargas em cada área; o valor total de potência reativa em Mvar referente aos “shunts” em cada área; a quantidade de potência ativa em MW e reativa em Mvar que é exportada de cada área; e os valores das perdas de potência ativa em MW e reativa em Mvar em cada área.

Tabela II-6 – Resultado das Áreas do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Num	Name	Gen MW	Gen MVAR	Load MW	Load MVAR	Shunt MVAR	Export MW	Export MVAR	Loss MW	Loss MVAR
1	Area1	71,64	27,05	125	50	0	-53,62	-10,28	0,26	-12,67
2	Area2	163	6,65	100	35	0	62,52	-32,68	0,48	4,33
3	Area3	85	-10,86	90	30	0	-6,35	-13,42	1,35	-27,44

A Tabela II-7 mostra os carregamentos a que estão submetidos os ramos da rede do sistema. As colunas, da esquerda para direita, apresentam, respectivamente: o número e o nome da barra FROM; o número da barra TO e o número do ramo; o nome da barra TO; os números da área e da zona do ramo (zona pode ser composta por equipamentos de uma mesma área, formando assim uma sub-área, ou por equipamentos de diferentes áreas); a potência aparente em MVA que passa no ramo para o ponto de operação; o percentual de carregamento do ramo em relação ao limite de carregamento utilizado no cálculo do fluxo de potência; o valor do limite de carregamento em MVA utilizado no cálculo do fluxo de potência (esse limite de carregamento pode ser o limite de carregamento normal ou em sobrecarga ou em emergência); o percentual de carregamento do ramo em relação ao limite de carregamento normal (L1); o valor do limite de carregamento normal em MVA; o percentual de carregamento do ramo em relação ao limite de carregamento em sobrecarga (L2); o valor do limite de carregamento em sobrecarga em MVA; o percentual de carregamento do ramo em relação ao limite de carregamento em emergência (L3); e o valor do limite de carregamento em emergência em MVA.

Tabela II-7 – Resultado de Carregamento dos Ramos da Rede do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bus From	BFrom Name	Bus To Circ#	BTo Name	Area	Zone	MVA	% Curr.Limit/V	Curr. Limit (MVA)	% L1/V	L1 (MVA)	% L2/V	L2 (MVA)	% L3/V	L3 (MVA)
4	Barra 4	5 # 1	Barra 5	1	0	56,39	18,8	300	18,8	300	18,8	300	18,8	300
4	Barra 4	6 # 1	Barra 6	3	0	34,3	11,43	300	11,43	300	11,43	300	11,43	300
6	Barra 6	9 # 1	Barra 9	3	0	61,46	30,73	200	30,73	200	30,73	200	30,73	200
8	Barra 8	9 # 1	Barra 9	3	0	33,68	11,23	300	11,23	300	11,23	300	11,23	300
7	Barra 7	8 # 1	Barra 8	2	0	75,46	25,15	300	25,15	300	25,15	300	25,15	300
7	Barra 7	5 # 1	Barra 5	1	0	85,45	42,72	200	42,72	200	42,72	200	42,72	200
2	Barra 2	7 # 1	Barra 7	2	0	159,2	82,89	192	82,89	192	82,89	192	82,89	192
3	Barra 3	9 # 1	Barra 9	3	0	83,6	65,31	128	65,31	128	65,31	128	65,31	128
1	Barra 1	4 # 1	Barra 4	1	0	73,63	29,81	247	29,81	247	29,81	247	29,81	247

Na Tabela II-8, são apresentados os resultados referentes à potência reativa em cada usina do sistema. As colunas, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome da barra de cada usina do sistema; os números da área e da zona de cada usina; o percentual positivo que está sendo utilizado em relação à capacidade da usina, ou seja, o percentual de potência reativa que está sendo gerado na usina em relação à capacidade máxima instalada de geração de potência reativa na usina; o percentual negativo que está sendo utilizado em relação à capacidade da usina, ou seja, o percentual de potência reativa que está sendo absorvido na usina em relação à capacidade máxima instalada de absorção de potência reativa na usina; o valor de potência reativa em Mvar em cada usina para o ponto de operação obtido com o fluxo de potência; o valor da capacidade mínima de potência reativa em Mvar em cada usina; o valor da capacidade

máxima de potência reativa em Mvar em cada usina; o número de unidades geradoras de cada usina conectadas ao sistema; e o número máximo de unidades geradoras em cada usina.

Tabela II-8 – Resultado da Potência Reativa nas Unidades Geradoras do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Bus	Bus Name	Area	Zone	Pos.Use(%)	Neg.Use(%)	Qg (MVAR)	Qmin (MVAR)	Qmax (MVAR)	#Units ON	Max. #Units
1	Barra 1	1	1	20,74	0	27,05	-130,4	130,4	1	1
2	Barra 2	2	1	6,57	0	6,65	-101,2	101,2	1	1
3	Barra 3	3	1	0	16,11	-10,86	-67,4	67,4	1	1

A Tabela II-9 mostra os resultados referentes à potência ativa em cada usina do sistema. As colunas, da esquerda para direita, apresentam: o número e o nome da barra de cada usina do sistema; os números da área e da zona de cada usina; o percentual que está sendo utilizado em relação à capacidade da usina, ou seja, o percentual de potência ativa que está sendo gerado na usina em relação à capacidade máxima instalada de geração de potência ativa na usina; o valor de potência ativa em MW gerado em cada usina para o ponto de operação obtido com o fluxo de potência; o valor da capacidade mínima de potência ativa em MW em cada usina; o valor da capacidade máxima de potência ativa em MW em cada usina; o número de unidades geradoras de cada usina conectadas ao sistema; e o número máximo de unidades geradoras em cada usina.

Tabela II-9 – Resultado da Potência Ativa nas Unidades Geradoras do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Bus	Bus Name	Area	Zone	Use(%)	Pg(MW)	Pmin(MW)	Pmax(MW)	#Units ON	Max. #Units
1	Barra 1	1	1	34,05	71,64	0	210,4	1	1
2	Barra 2	2	1	99,88	163	0	163,2	1	1
3	Barra 3	3	1	78,12	85	0	108,8	1	1

Na Tabela II-10, são apresentadas as ilhas formadas no sistema para o ponto de operação obtido com o fluxo de potência. As colunas, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome de cada barra do sistema; os números da área e da zona de cada barra; o número da ilha à qual a barra pertence; o número e o nome da barra “swing” da ilha à qual a barra pertence.

Tabela II-10 – Resultado das Ilhas no Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7
Bus	Bus Name	Area	Zone	Island #	Swing #	Swing Name
1	Barra 1	1	1	1	1	Barra 1
2	Barra 2	2	1	1	1	Barra 1
3	Barra 3	3	1	1	1	Barra 1
4	Barra 4	1	1	1	1	Barra 1
5	Barra 5	1	1	1	1	Barra 1
6	Barra 6	3	1	1	1	Barra 1
7	Barra 7	2	1	1	1	Barra 1
8	Barra 8	2	1	1	1	Barra 1
9	Barra 9	3	1	1	1	Barra 1

A Tabela II-11 mostra os resultados das cargas do sistema para o ponto de operação. As colunas, da esquerda para direita, apresentam: o número e o nome da barra onde a carga está conectada; os números da área e da zona da carga; o nível de tensão nominal em kV da barra onde a carga está conectada; a tensão da barra de carga em pu; os valores de potência ativa em MW e reativa em Mvar da carga para o ponto de operação obtido com o fluxo de potência; o percentual de potência ativa da carga modelada como corrente (I) constante; o percentual de potência ativa da carga modelada como impedância (Z) constante; o percentual de potência reativa da carga modelada como corrente (I) constante; e o percentual de potência reativa da carga modelada como impedância (Z) constante.

Tabela II-11 – Resultado das Cargas do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Bus	Bus Name	Area	Zone	VBase (kV)	Volt (pu)	PI (MW)	QI (MVAR)	MW-Ic(%)	MW-Zc(%)	MVAR-Ic(%)	MVAR-Zc(%)
5	Barra 5	1	1	230	0,996	125	50	0	0	0	0
6	Barra 6	3	1	230	1,013	90	30	0	0	0	0
8	Barra 8	2	1	230	1,016	100	35	0	0	0	0

Na Tabela II-12, são apresentados os resultados da barra swing do sistema para o ponto de operação obtido com o fluxo de potência. As colunas, da esquerda para direita, mostram: o número da barra “swing”; o nome da barra “swing”; os números da área e da zona da barra “swing”; a tensão da barra “swing” em pu; o valor de potência ativa em MW na barra “swing” para o ponto de operação; o valor da capacidade mínima de potência ativa em MW na usina da barra “swing”; o valor da capacidade máxima de potência ativa em MW na usina da barra “swing”; o valor de potência reativa em Mvar na barra “swing” para o ponto de operação; o valor da capacidade mínima de potência reativa em Mvar na usina da barra “swing”; e o valor da capacidade máxima de potência reativa em Mvar na usina da barra “swing”.

Tabela II-12 – Resultado da Swing do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Bus	Bus Name	Area	Zone	Volt	Pg(MW)	Pmin(MW)	Pmax(MW)	Qg(MVAR)	Qmin(MVAR)	Qmax(MVAR)
1	Barra 1	1	1	1,04	71,64	0	210,4	27,05	-130,4	130,4

A Tabela II-13 mostra os resultados das tensões de todas as barras do sistema para o ponto de operação calculado com o fluxo de potência. As colunas, da esquerda para direita, apresentam: o número e o nome de cada barra do sistema; os números da área e da zona de cada barra do sistema; o nível de tensão nominal em kV de cada barra do sistema; o valor do módulo

da tensão de cada barra do sistema em pu; o valor do ângulo da tensão em graus de cada barra do sistema; os valores de tensão mínima e máxima em cada barra do sistema em pu.

Tabela II-13 – Resultado das Tensões das Barras do Sistema-Teste

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Bus	Bus Name	Area	Zone	VBase(kV)	Volt(pu)	Ang(deg)	VMin(pu)	VMax(pu)
1	Barra 1	1	1	16,5	1,04	0	0,9	1,1
2	Barra 2	2	1	18	1,025	9,28	0,9	1,1
3	Barra 3	3	1	13,8	1,025	4,665	0,9	1,1
4	Barra 4	1	1	230	1,026	-2,217	0,9	1,1
5	Barra 5	1	1	230	0,996	-3,989	0,9	1,1
6	Barra 6	3	1	230	1,013	-3,687	0,9	1,1
7	Barra 7	2	1	230	1,026	3,72	0,9	1,1
8	Barra 8	2	1	230	1,016	0,728	0,9	1,1
9	Barra 9	3	1	230	1,032	1,967	0,9	1,1

II.2.3. Validação do Fluxo de Potência via Método de Newton-Raphson

O sistema elétrico de nove barras foi modelado no programa ORGANON (Versão 1.3.8 de Fevereiro de 2008) e no programa ANAREDE (CEPEL, Versão V08MAR05C), software tradicional no setor elétrico brasileiro. Os resultados do fluxo de potência obtidos pelo método de Newton-Raphson do ORGANON foram comparados com aqueles alcançados através do programa ANAREDE. Essa comparação foi realizada utilizando uma funcionalidade do próprio ORGANON. Os passos necessários para a realização dessa comparação estão descritos no ANEXO B.

A Tabela II-14 é um dos relatórios gerados pelo ORGANON para comparar os resultados do fluxo de potência do ORGANON com os do ANAREDE. Caso o usuário deseje utilizar os resultados de comparação do fluxo de potência na elaboração de relatórios e apresentações, esses resultados podem ser facilmente exportados (o procedimento de como exportá-los é descrito no ANEXO B).

Na Tabela II-14, são comparados os módulos e os ângulos das tensões de todas as barras do sistema. Na primeira coluna, da esquerda para direita, são apresentados: o número das barras do sistema; da segunda à sétima coluna são mostrados, respectivamente, o nome da barra; o número da área; o número da zona (zona pode ser composta por equipamentos de uma mesma área, formando assim uma sub-área, ou por equipamentos de diferentes áreas); o tipo de barra; e os valores do módulo e ângulo da tensão para cada barra obtidos com o fluxo de potência do programa ORGANON. Da oitava à décima terceira coluna são apresentados, respectivamente, o nome da barra; o número da área; o número da zona; o tipo de barra; e os valores do módulo e

ângulo da tensão para cada barra, calculados com o programa ANAREDE. Nas colunas quatorze e quinze são mostradas as diferenças dos resultados do módulo e ângulo da tensão de cada barra do sistema entre o programa ORGANON e o programa ANAREDE superiores ou inferiores, respectivamente, a 0,00 pu e 0,000 grau. Como se pode observar não houve diferença entre os valores do módulo da tensão nos dois programas, e a maior diferença encontrada entre os ângulos da tensão foi na barra quatro, que apresentou o erro percentual máximo de 0,77%.

Tabela II-14 – Comparação dos Resultados das Barras no ORGANON com os do ANAREDE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bus	ORGANON						ANAREDE						V_ Dif (pu)	Ang_ Dif (Deg)
	Prev_ Name	Prev_ Area	Prev_ Zone	Prev_ Type	Prev_ V(pu)	Prev_ Ang (Deg)	Curr_ Name	Curr_ Area	Curr_ Zone	Curr_ Type	Curr_ V(pu)	Curr_ Ang (Deg)		
1	Barra 1	1	1	SW	1,04	0	Barra 1	1	1	SW	1,04	0	0	0
2	Barra 2	2	1	PV	1,025	9,28	Barra 2	2	1	PV	1,025	9,28	0	0
3	Barra 3	3	1	PV	1,025	4,665	Barra 3	3	1	PV	1,025	4,66	0	-0,005
4	Barra 4	1	1	PQ	1,026	-2,217	Barra 4	1	1	PQ	1,026	-2,2	0	0,017
5	Barra 5	1	1	PQ	0,996	-3,989	Barra 5	1	1	PQ	0,996	-4	0	-0,011
6	Barra 6	3	1	PQ	1,013	-3,687	Barra 6	3	1	PQ	1,013	-3,7	0	-0,013
7	Barra 7	2	1	PQ	1,026	3,72	Barra 7	2	1	PQ	1,026	3,72	0	0
8	Barra 8	2	1	PQ	1,016	0,728	Barra 8	2	1	PQ	1,016	0,727	0	-0,001
9	Barra 9	3	1	PQ	1,032	1,967	Barra 9	3	1	PQ	1,032	1,97	0	0,003

Na Tabela II-15, são comparados os valores de potência ativa e reativa nas unidades geradoras do sistema. Na primeira coluna, da esquerda para direita, são apresentados o número da barra onde a unidade está conectada e o número de identificação do gerador; da segunda à quarta coluna são mostrados, respectivamente, o “status” do gerador, ou seja, se o gerador está conectado ao sistema ou não; o quanto de potência ativa a unidade está gerando; e o valor de potência reativa que a unidade está gerando ou absorvendo. Essas informações são produzidas com o fluxo de potência de Newton-Raphson do ORGANON. Nas colunas de cinco a sete são apresentados o “status”, a geração de potência ativa e o valor de potência reativa em cada unidade do sistema utilizando o fluxo potência do ANAREDE. Nas colunas oito e nove são mostradas as diferenças dos resultados de potência ativa e reativa para cada gerador do sistema entre o programa ORGANON e o programa ANAREDE superiores, respectivamente, a 0,0010 MW e 0,0010 Mvar.

Quando os valores de potência ativa ou reativa dos dois programas forem diferentes, no lado direito do valor da potência do programa ao qual o ORGANON está sendo comparado, no presente caso o programa ANAREDE, aparece um asterisco (*) indicando que os resultados do ORGANON e do ANAREDE não são idênticos. Na Tabela II-15, a unidade 1, por exemplo, apresentou um asterisco ao lado do valor de potência ativa do programa ANAREDE (71,6*). Isso ocorreu porque os valores de potência ativa no ORGANON e no ANAREDE não são iguais,

mas em função de arredondamento na Tabela II-15 os valores de potência ativa no ORGANON e no ANAREDE aparecem como 71,6 MW. Entretanto, essa diferença na unidade 1 entre os valores de potência ativa no ORGANON e no ANAREDE é inferior a 0,0010 MW, pois na coluna oito da unidade, a diferença de potência ativa apresenta valor zero.

Tabela II-15 – Comparação da Potência Ativa/Reativa nas Unidades Geradoras no ORGANON e no ANAREDE

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Bus/Id	ORGANON			ANAREDE			Pg_Dif (MW)	Qg_Dif (Mvar)
	Prev_Status	Prev_Pg (MW)	Prev_Qg (Mvar)	Curr_Status	Curr_Pg (MW)	Curr_Qg (Mvar)		
1 / 1	ON	71,6	27	ON	71,6 *	27,1 *	0	0
2 / 1	ON	163	6,7	ON	163	6,6 *	0	0
3 / 1	ON	85	-10,9	ON	85	-10,9 *	0	0

Os resultados da comparação entre os valores de potência ativa e reativa nas cargas do sistema são apresentados na Tabela II-16. Na primeira coluna, da esquerda para direita, são apresentados o número da barra onde a carga está conectada e o número de identificação da carga; da segunda à quarta coluna são mostrados, respectivamente, o status da carga, ou seja, se a carga está conectada ao sistema ou não; o quanto de potência ativa a unidade está consumindo; e o valor de potência reativa que a carga está absorvendo ou gerando. Essas informações são obtidas com o fluxo potência do ORGANON. Nas colunas de cinco a sete são apresentados o “status”, o consumo de potência ativa e o valor de potência reativa em cada carga do sistema calculados no programa ANAREDE. Nas colunas oito e nove são mostradas as diferenças dos resultados de potência ativa e reativa para cada carga do sistema entre os programas ORGANON e ANAREDE. Como se pode observar as potências ativa e reativa de todas as cargas possuem os mesmos valores nos dois programas.

Tabela II-16 – Comparação da Potência Ativa/Reativa das Cargas no ORGANON e no ANAREDE

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Bus/Id	ORGANON			ANAREDE			Pl_Dif (MW)	Ql_Dif(Mvar)
	Prev_Status	Prev_Pl (MW)	Prev_Ql (Mvar)	Curr_Status	Curr_Pl (MW)	Curr_Ql (Mvar)		
5 / 1	ON	125	50	ON	125	50	0	0
6 / 1	ON	90	30	ON	90	30	0	0
8 / 1	ON	100	35	ON	100	35	0	0

Na Tabela II-17, são comparados os valores dos ramos do sistema. Na primeira coluna, da esquerda para direita, é apresentado o número da barra FROM; na segunda coluna é mostrada a barra TO e o número do circuito; na terceira coluna é apresentado o tipo do ramo, ou seja, se o

ramo é um transformador ou uma linha de transmissão; da quarta à sétima coluna são mostrados os valores em pu, respectivamente, da resistência, da reatância, da susceptância e do tape do transformador de acordo com a classificação do ramo no programa ORGANON. As colunas de oito a doze apresentam, respectivamente, a classificação do ramo; e os valores em pu da resistência, da reatância, da susceptância e do tape do transformador de acordo com a classificação do ramo no programa ANAREDE. Nas colunas de treze a dezesseis são mostradas as diferenças em pu dos valores da resistência, da reatância, da susceptância e do tape do transformador de acordo com a classificação do ramo do sistema entre os programas ORGANON e ANAREDE. Como se pode observar todos os parâmetros de todos os ramos possuem valores iguais no programa ORGANON e no programa ANAREDE.

Tabela II-17 – Comparação dos Valores dos Ramos do Sistema no ORGANON com os do ANAREDE

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
BFrom	Bus To Circ#	ORGANON					ANAREDE					Diff _R (pu)	Diff _X (pu)	Diff _Bsh (pu)	Diff _Tap (pu)
		Prev_ Type	Prev _R	Prev _X	Prev _Bsh	Prev _Tap	Curr _Type	Curr _R (pu)	Curr _X (pu)	Curr _Bsh (pu)	Curr _Tap (pu)				
1	4 # 1	Trafo	0	0,0576	0	1	Trafo	0	0,0576	0	1	0	0	0	0
2	7 # 1	Trafo	0	0,0625	0	1	Trafo	0	0,0625	0	1	0	0	0	0
3	9 # 1	Trafo	0	0,0586	0	1	Trafo	0	0,0586	0	1	0	0	0	0
4	5 # 1	TL	0,01	0,085	0,176	0	TL	0,01	0,085	0,176	0	0	0	0	0
4	6 # 1	TL	0,017	0,092	0,158	0	TL	0,017	0,092	0,158	0	0	0	0	0
6	9 # 1	TL	0,039	0,17	0,358	0	TL	0,039	0,17	0,358	0	0	0	0	0
7	5 # 1	TL	0,032	0,161	0,306	0	TL	0,032	0,161	0,306	0	0	0	0	0
7	8 # 1	TL	0,0085	0,072	0,149	0	TL	0,0085	0,072	0,149	0	0	0	0	0
8	9 # 1	TL	0,0119	0,1008	0,209	0	TL	0,0119	0,1008	0,209	0	0	0	0	0

II.2.4. Análise de Sensibilidade

Na análise de sistemas de potência torna-se comum, seja no planejamento ou na operação, determinar o comportamento do sistema frente a variações nos valores das várias grandezas que intervêm no funcionamento do mesmo, Tibúrcio [10].

Por exemplo, pode ser necessário verificar os efeitos produzidos no estado do sistema devido a alterações no perfil das cargas conectadas em uma ou mais barras do sistema. Também, pode-se desejar estabelecer, no caso da ocorrência de violações nos limites operativos de uma determinada grandeza, quais variáveis de controle são as mais indicadas para, através da modificação de seus valores, tentar eliminar essas violações.

A análise de sensibilidade é uma análise qualitativa. A análise de sensibilidade efetua uma linearização do modelo da rede em estado permanente e através da solução direta do modelo

linearizado, determina com boa aproximação as reações do sistema às variações ocorridas. O novo estado após a ocorrência das variações é obtido somando-se as variações calculadas ao estado da rede antes da ocorrência das variações, estado esse produzido através de um fluxo de potência.

O modelo matemático de um sistema de potência funcionando em estado permanente pode ser escrito como:

$$f(x, u) = 0 \quad (\text{II-7})$$

Na equação matricial (II-7), f é o vetor que contém as equações de equilíbrio de potências ativas e reativas nas barras do sistema, o vetor x contém as variáveis dependentes do sistema, tais como módulos e ângulos de tensões. O vetor u contém as variáveis de controle do sistema, tais como: magnitudes de tensão em barras de geração, injeções de potências ativas e reativas em barras de geração e de carga e taps de transformadores.

Uma variação nas variáveis de controle (Δu) produz uma variação do estado da rede (Δx). Considerando que essas variações levem a rede a operar em um novo ponto de regime permanente:

$$f(x + \Delta x, u + \Delta u) = 0 \quad (\text{II-8})$$

Expandindo f em Série de Taylor em torno de (x, u) , representando somente os termos de 1ª ordem:

$$f(x + \Delta x, u + \Delta u) = f(x, u) + \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u = 0 \quad (\text{II-9})$$

Como $f(x, u) = 0$, tem-se:

$$\frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u = 0 \quad (\text{II-10})$$

As matrizes $\frac{\partial f}{\partial x}$ e $\frac{\partial f}{\partial u}$ da equação (II-10) são matrizes jacobianas definidas, respectivamente, em relação às variáveis dependentes e às variáveis de controle.

Da equação (II-10) pode-se escrever:

$$\Delta x = - \left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)^{-1} \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u \quad (\text{II-11})$$

No programa ORGANON, a análise de sensibilidade consiste em se calcular o índice de sensibilidade que mostra a influência de uma ou mais variáveis controláveis sobre uma ou mais variáveis dependentes. O índice de sensibilidade calcula qual será a variação em pu da variável dependente para uma variação infinitesimal em uma variável de controle. O índice de sensibilidade é calculado em função da configuração do sistema elétrico e não muda em função do acréscimo/decrécimo (Δu) fornecido pelo usuário para a variável de controle. Além do índice de sensibilidade, o programa ORGANON também calcula os valores estimados das variáveis dependentes para uma variação (Δu) fornecida pelo usuário para uma ou mais variáveis de controle.

Para explorar os diferentes tipos de análise de sensibilidade disponíveis no ORGANON, o mesmo sistema de nove barras das seções anteriores será utilizado, com ponto de operação inicial apresentado na Figura II-2. Os passos necessários para realizar as análises de sensibilidade no ORGANON apresentadas a seguir estão descritos no ANEXO B.

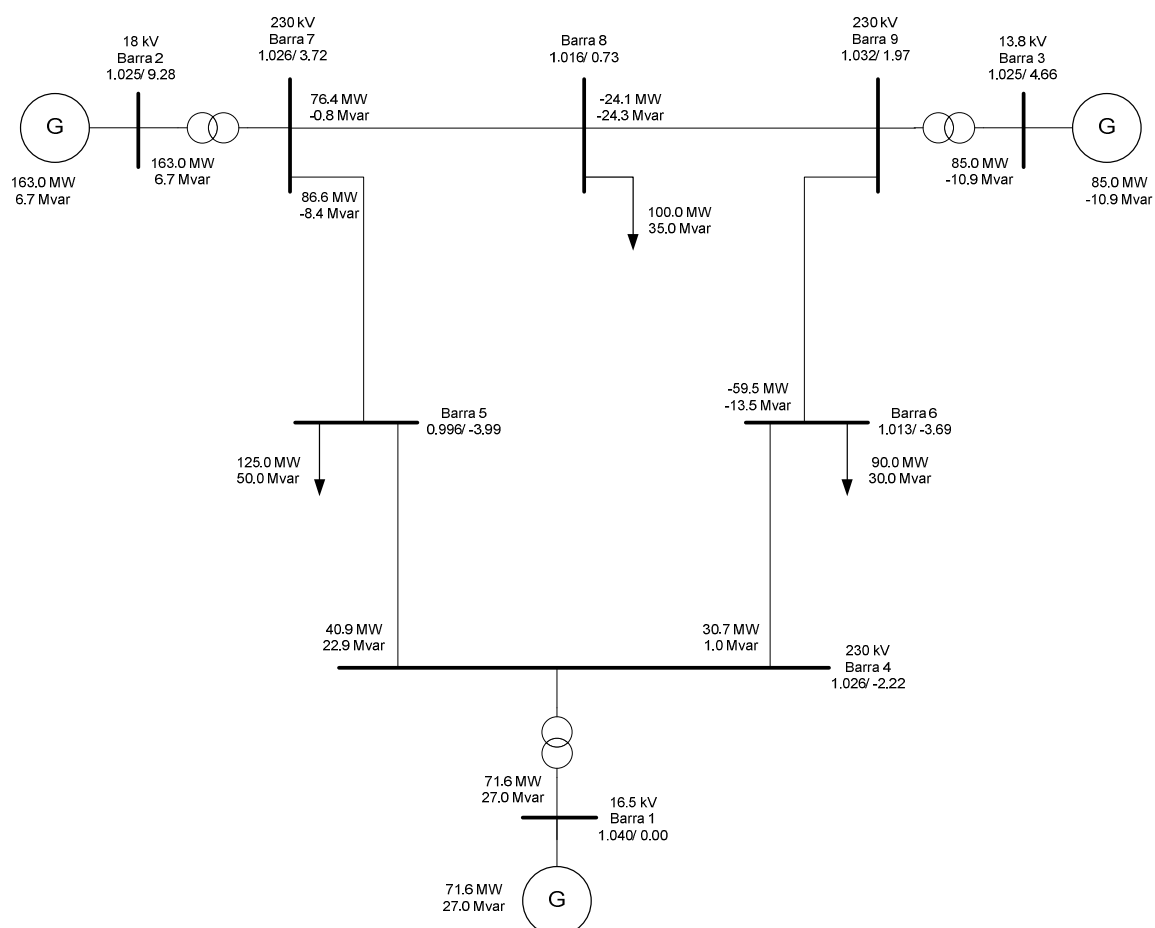


Figura II-2: Ponto de Operação do Sistema-teste – 9 Barras para Análise de Sensibilidade

A seguir, são apresentados todos os oito tipos de análises de sensibilidade disponíveis no ORGANON:

- *Variação do fluxo no ramo em MW em função de uma variação em MW na geração (dPF/dPg);*
- *Variação da tensão das barras do sistema em pu em função de uma variação em MW na carga (dV/dPL);*
- *Variação da tensão das barras do sistema em pu em função de uma variação em Mvar na carga (dV/dQL);*
- *Variação da tensão das barras do sistema em pu em função de uma variação na tensão controlada de uma barra (dV/dV);*
- *Variação da tensão das barras do sistema em pu em função de uma variação em Mvar no shunt ($dV/dQsh$);*
- *Variação da potência reativa gerada no sistema em Mvar em função de uma variação em Mvar no shunt ($dQg/dQsh$);*
- *Variação da tensão das barras do sistema em pu em função de uma variação no tap de um transformador ($dV/dTap$);*
- *Variação do fluxo no ramo em MW devido à abertura de um circuito (dPF/dPF).*

É importante notar que para qualquer injeção ΔP no sistema existe uma mudança correspondente $-\Delta P$ na barra swing. Portanto, os resultados das análises de sensibilidade dependem da localização da barra swing.

Na análise de sensibilidade, os dispositivos de controle são modelados na matriz Jacobiana.

A seguir, são apresentados os resultados das análises de sensibilidade para os equipamentos do sistema-teste de 9 barras.

A primeira análise de sensibilidade a ser realizada é do **tipo dPF/dPg** , que calcula quanto varia o fluxo no ramo em MW em função de uma variação em MW na geração do sistema elétrico.

Inicialmente, *reduz-se* 20 MW na usina da barra 2 e observa-se os fluxos de potência ativa em MW em todos os ramos do sistema. Na Tabela II-18, são apresentados os índices de sensibilidade dos fluxos nos ramos para uma variação na geração da usina da barra 2. Esses índices são calculados em função da configuração do sistema. O cálculo desses índices é realizado da seguinte forma: se a variável de controle for *aumentada* em 1 pu, obtém-se quanto

varia a grandeza dependente, ou seja, se a geração na usina da barra 2 for *aumentada* em 1 pu, que corresponde a 100 MW, obtém-se quanto varia o fluxo de potência nos ramos da rede em pu.

As colunas da Tabela II-18, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome da barra FROM do ramo do sistema; o número da barra TO do ramo e o número do circuito; o nome da barra TO do ramo do sistema; o fluxo de potência ativa em MW no ramo para o ponto de operação *antes da redução* de 20 MW na usina da barra 2; e o valor do índice de sensibilidade do fluxo no ramo para uma variação na geração na usina da barra 2.

A terceira linha da Tabela II-18, por exemplo, apresenta o resultado da análise de sensibilidade do ramo da barra 4 para barra 5, circuito 1, cujo fluxo de potência ativa antes da alteração na geração da usina da barra 2 é de 40,9 MW e o índice de sensibilidade é de -0,6 pu. O valor do índice de sensibilidade de -0,6 no ramo da barra 4 para barra 5 significa que, para um *aumento* de 1 pu na geração da usina da barra 2, o fluxo de potência ativa nesse ramo vai *diminuir* em 0,6 pu. Já na linha 4 da Tabela II-18, que mostra o resultado da análise de sensibilidade no ramo da barra 7 para barra 5, circuito 1, o índice de sensibilidade de 0,6 significa que, para um *aumento* de 1 pu na geração da usina da barra 2, o fluxo de potência ativa nesse ramo vai *aumentar* em 0,6 pu. Conforme já mencionado acima os resultados dos índices de sensibilidade não mudam em função do valor da variação de geração na usina da barra 2.

Tabela II-18 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dPF/dPg na Usina da Barra 2

1	2	3	4	5	6
Bus1	Bus1 Name	Bus 2 #Circ	B2 Name	BC_Flow (MW)	2 Barra 2
4	Barra 4	5 # 1	Barra 5	40,9	-0,6
7	Barra 7	5 # 1	Barra 5	86,6	0,6
1	Barra 1	4 # 1	Barra 4	71,6	-1
7	Barra 7	8 # 1	Barra 8	76,4	0,4
2	Barra 2	7 # 1	Barra 7	163	1
4	Barra 4	6 # 1	Barra 6	30,7	-0,4
6	Barra 6	9 # 1	Barra 9	-59,5	-0,3
8	Barra 8	9 # 1	Barra 9	-24,1	0,4
3	Barra 3	9 # 1	Barra 9	85	0

Na Tabela II-19, são apresentados os valores estimados dos fluxos de potência ativa nos ramos do sistema elétrico. As colunas, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome da barra FROM do ramo do sistema; o número da barra TO do ramo e o número do circuito; o nome da barra TO do ramo do sistema; o fluxo de potência ativa em MW no ramo para o ponto de operação sem a redução de 20 MW na usina da barra 2; e o valor estimado do fluxo de potência ativa em MW no ramo para uma *redução* de 20 MW na geração na usina da barra 2.

A terceira linha da Tabela II-19 mostra que o fluxo no ramo da barra 4 para barra 5, circuito 1, *aumentou* de 40,9 MW para 53 MW. Esse aumento confirma a informação obtida pelo

índice de sensibilidade de -0,6 pu da Tabela II-18 para esse ramo. Esse valor de -0,6 pu significa que para um *aumento* de 1 pu na geração da usina da barra 2 o fluxo no ramo da barra 4 para barra 5 *diminui* em 0,6 pu. Como na nossa análise a geração na usina da barra 2 reduziu-se em 20 MW, o fluxo da barra 4 para barra 5 tem de aumentar em 12 MW. Esse valor é obtido da seguinte forma: índice de sensibilidade x variação da geração = $(-0,6) \times (-20) = 12$ MW. O valor estimado do fluxo no ramo da barra 4 para barra 5 é igual ao fluxo no ramo antes da variação na geração da usina da barra 2 mais a variação em função da *redução* de 20 MW na usina da barra 2 ($40,9 + 12 = 53$ MW).

Os valores estimados dos fluxos nos ramos, apresentados na Tabela II-19, são praticamente iguais aos valores obtidos pelo fluxo de potência via método de Newton-Raphson para uma *redução* de 20 MW na usina da barra 2.

Tabela II-19 – Valores Estimados para Sensibilidade dPF/dPg na Usina da Barra 2

1	2	3	4	5	6
Bus1	Bus1 Name	Bus 2 #Circ	B2 Name	BC_Flow (MW)	2 Barra 2
4	Barra 4	5 # 1	Barra 5	40,9	53
7	Barra 7	5 # 1	Barra 5	86,6	73,9
1	Barra 1	4 # 1	Barra 4	71,6	90,7
7	Barra 7	8 # 1	Barra 8	76,4	69,1
2	Barra 2	7 # 1	Barra 7	163	143
4	Barra 4	6 # 1	Barra 6	30,7	37,7
6	Barra 6	9 # 1	Barra 9	-59,5	-52,5
8	Barra 8	9 # 1	Barra 9	-24,1	-31,3
3	Barra 3	9 # 1	Barra 9	85	85

A análise de sensibilidade a seguir é do **tipo dV/dPL**, que calcula o quanto varia a tensão das barras do sistema em pu em função de uma variação em MW na carga do sistema elétrico.

Nessa análise de sensibilidade *aumenta-se* 50 MW na carga conectada à barra 8 e observa-se o módulo das tensões em pu em todas as barras do sistema. Na Tabela II-20, são apresentados os índices de sensibilidade do módulo das tensões em todas as barras para uma variação na carga ativa conectada à barra 8. Esses índices são calculados em função da configuração do sistema. O cálculo desses índices é realizado da seguinte forma: se a variável de controle for *aumentada* em 100 MW, quanto varia a grandeza dependente, ou seja, se a carga ativa da barra 8 for *aumentada* em 100 MW, quanto varia o módulo das tensões das barras do sistema em pu.

As colunas da Tabela II-20, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome de cada barra do sistema; o módulo da tensão em pu em cada barra do sistema para o ponto de

operação *antes do aumento* de 50 MW na carga conectada à barra 8; e o valor do índice de sensibilidade do módulo da tensão da barra para uma variação na carga ativa da barra 8.

A quarta linha da Tabela II-20, por exemplo, apresenta o resultado da análise de sensibilidade na barra 4, cujo módulo da tensão antes da alteração na carga da barra 8 é de 1,026 pu e o índice de sensibilidade é de 0,0072 pu. O valor do índice de sensibilidade de 0,0072 na barra 4 significa que, para um *aumento* de 100 MW na carga da barra 8, o módulo da tensão nessa barra vai *aumentar* em 0,0072 pu. Já na linha 7 da Tabela II-20, que mostra o resultado da análise de sensibilidade na barra 7, o índice de sensibilidade de -0,0014 significa que, para um *aumento* de 100 MW na carga da barra 8, o módulo da tensão nessa barra vai *diminuir* em 0,0014 pu.

Tabela II-20 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dV/dPL na Carga Ativa da Barra 8

1	2	3	4
Bus	Bus Name	BC_V (pu)	8 Barra 8
1	Barra 1	1,04	0
4	Barra 4	1,026	0,0072
5	Barra 5	0,996	0,01
2	Barra 2	1,025	0
7	Barra 7	1,026	-0,0014
8	Barra 8	1,016	-0,0083
3	Barra 3	1,025	0
6	Barra 6	1,013	0,0077
9	Barra 9	1,032	-0,0016

Na Tabela II-21, são apresentados os valores estimados dos módulos das tensões nas barras do sistema elétrico. As colunas, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome de cada barra do sistema; o módulo da tensão em pu em cada barra do sistema para o ponto de operação *antes do aumento* de 50 MW na carga da barra 8; e o valor estimado do módulo da tensão da barra em pu para um aumento de 50 MW na carga da barra 8.

A quarta linha da Tabela II-21 mostra que o módulo da tensão na barra 4 *aumentou* de 1,026 pu para 1,029 pu. Esse aumento confirma a informação obtida pelo índice de sensibilidade de 0,0072 pu da Tabela II-20 para essa barra. Esse valor de 0,0072 pu significa que para um *aumento* de 100 MW na carga da barra 8 o módulo da tensão na barra 4 *aumenta* em 0,0072 pu. Como na nossa análise a carga ativa na barra 8 *aumentou* em 50 MW, o módulo da tensão na barra 4 tem de *aumentar* em 0,003 pu. Esse valor é obtido da seguinte forma: (índice de sensibilidade x variação da carga ativa)/100 = ((0,0072) x (50))/100 = 0,003 pu. O valor estimado do módulo da tensão na barra 4 é igual ao módulo da tensão antes da variação na carga

ativa da barra 8 mais a variação em função do *aumento* de 50 MW na carga da barra 8 ($1,026 + 0,003 = 1,029$ pu).

Os valores estimados dos módulos das tensões das barras, apresentados na Tabela II-21, são praticamente iguais aos valores obtidos pelo fluxo de potência via método de Newton-Raphson para um *aumento* de 50 MW na carga da barra 8.

Tabela II-21 – Valores Estimados para Sensibilidade dV/dPL na Carga Ativa da Barra 8

1	2	3	4
Bus	Bus Name	BC_V (pu)	8 Barra 8
1	Barra 1	1,04	1,04
4	Barra 4	1,026	1,029
5	Barra 5	0,996	1,001
2	Barra 2	1,025	1,025
7	Barra 7	1,026	1,025
8	Barra 8	1,016	1,012
3	Barra 3	1,025	1,025
6	Barra 6	1,013	1,016
9	Barra 9	1,032	1,032

A próxima análise de sensibilidade é do **tipo dV/dQL**, que calcula o quanto varia a tensão das barras do sistema em pu em função de uma variação em Mvar na carga do sistema elétrico. Nessa análise de sensibilidade *aumenta-se* 30 Mvar na carga conectada à barra 8 e observa-se o módulo das tensões em pu em todas as barras do sistema. Na Tabela II-22, são apresentados os índices de sensibilidade do módulo das tensões em todas as barras para uma variação na carga reativa da barra 8. Esses índices são calculados em função da configuração do sistema. O cálculo desses índices é realizado da seguinte forma: se a variável de controle for *aumentada* em 100 Mvar, quanto varia a variável dependente, ou seja, se a carga reativa da barra 8 for *aumentada* em 100 Mvar, quanto varia o módulo das tensões das barras do sistema em pu.

As colunas da Tabela II-22, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome de cada barra do sistema; o módulo da tensão em pu em cada barra do sistema para o ponto de operação *antes do aumento* de 30 Mvar na carga conectada à barra 8; e o valor do índice de sensibilidade do módulo da tensão da barra para uma variação na carga reativa da barra 8.

A quarta linha da Tabela II-22, por exemplo, apresenta o resultado da análise de sensibilidade na barra 4, cujo módulo da tensão antes da alteração na carga da barra 8 é de 1,026 pu e o índice de sensibilidade é de -0,0102 pu. O valor do índice de sensibilidade de -0,0102 na barra 4 significa que, para um *aumento* de 100 Mvar na carga da barra 8, o módulo da tensão nessa barra vai *diminuir* em 0,0102 pu.

Tabela II-22 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dV/dQL na Carga Reativa da Barra 8

1	2	3	4
Bus	Bus Name	BC_V (pu)	8 Barra 8
1	Barra 1	1,04	0
4	Barra 4	1,026	-0,0102
5	Barra 5	0,996	-0,0188
2	Barra 2	1,025	0
7	Barra 7	1,026	-0,0327
8	Barra 8	1,016	-0,0749
3	Barra 3	1,025	0
6	Barra 6	1,013	-0,0165
9	Barra 9	1,032	-0,0262

Na Tabela II-23, são apresentados os valores estimados dos módulos das tensões nas barras do sistema elétrico. As colunas, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome de cada barra do sistema; o módulo da tensão em pu em cada barra do sistema para o ponto de operação *antes do aumento* de 30 Mvar na carga da barra 8; e o valor estimado do módulo da tensão da barra em pu para um *aumento* de 30 Mvar na carga da barra 8.

A quarta linha da Tabela II-23 mostra que o módulo da tensão na barra 4 *diminuiu* de 1,026 pu para 1,023 pu. Essa diminuição confirma a informação obtida pelo índice de sensibilidade de -0,0102 pu da Tabela II-22 para essa barra. Esse valor de -0,0102 pu significa que para um *aumento* de 100 Mvar na carga da barra 8 o módulo da tensão na barra 4 *diminui* em 0,0102 pu. Como na nossa análise a carga reativa na barra 8 *aumentou* em 30 Mvar, o módulo da tensão na barra 4 tem de *diminuir* em 0,003 pu, esse valor é obtido da seguinte forma: (índice de sensibilidade x variação da carga reativa)/100 = ((-0,0102) x (30))/100 = -0,003 pu. O valor estimado do módulo da tensão na barra 4 é igual ao módulo da tensão antes da variação na carga reativa da barra 8 mais a variação em função do *aumento* de 30 Mvar na carga da barra 8 (1,026 - 0,003 = 1,023 pu).

Os valores estimados dos módulos das tensões das barras, apresentados na Tabela II-23, são praticamente iguais aos valores obtidos pelo fluxo de potência via método de Newton-Raphson para um *aumento* de 30 Mvar na carga da barra 8.

Tabela II-23 – Valores Estimados para Sensibilidade dV/dQL na Carga Reativa da Barra 8

1	2	3	4
Bus	Bus Name	BC_V (pu)	8 Barra 8
1	Barra 1	1,04	1,04
4	Barra 4	1,026	1,023
5	Barra 5	0,996	0,99
2	Barra 2	1,025	1,025
7	Barra 7	1,026	1,016
8	Barra 8	1,016	0,993
3	Barra 3	1,025	1,025
6	Barra 6	1,013	1,008
9	Barra 9	1,032	1,024

A próxima análise de sensibilidade é do **tipo dV/dV**, que calcula o quanto varia a tensão das barras do sistema em pu em função de uma variação na tensão controlada de uma barra do sistema elétrico.

Nessa análise de sensibilidade *aumenta-se* 0,02 pu na tensão de barra controlada pela usina da barra 2 e observa-se o módulo das tensões em pu em todas as barras do sistema. Na Tabela II-24, são apresentados os índices de sensibilidade do módulo das tensões em todas as barras para uma variação na tensão de barra controlada pela usina da barra 2. Esses índices são calculados em função da configuração do sistema. O cálculo desses índices é realizado da seguinte forma: se a variável de controle for *aumentada* em 0,01 pu, quanto varia a variável dependente, ou seja, se a tensão de barra controlada pela usina da barra 2 for *aumentada* em 0,01 pu, quanto varia o módulo das tensões das barras do sistema em pu.

As colunas da Tabela II-24, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome de cada barra do sistema; o módulo da tensão em pu em cada barra do sistema para o ponto de operação *antes do aumento* de 0,02 pu na tensão de barra controlada pela usina da barra 2; e o valor do índice de sensibilidade do módulo da tensão da barra para uma variação na tensão de barra controlada pela usina da barra 2.

A quarta linha da Tabela II-24, por exemplo, apresenta o resultado da análise de sensibilidade na barra 4, cujo módulo da tensão antes da alteração na tensão de barra controlada pela usina da barra 2 é de 1,026 pu e o índice de sensibilidade é de 0,1651 pu. O valor do índice de sensibilidade de 0,1651 na barra 4 significa que, para um *aumento* de 0,01 pu na tensão de barra controlada pela usina da barra 2, o módulo da tensão nessa barra vai *aumentar* em 0,1651 pu.

Tabela II-24 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dV/dV na Tensão Controlada pela Usina da Barra 2

1	2	3	4
Bus	Bus Name	BC_V (pu)	2 Barra 2
1	Barra 1	1,04	0
4	Barra 4	1,026	0,1651
5	Barra 5	0,996	0,3777
2	Barra 2	1,025	0
7	Barra 7	1,026	0,7342
8	Barra 8	1,016	0,5195
3	Barra 3	1,025	0
6	Barra 6	1,013	0,1824
9	Barra 9	1,032	0,1938

Na Tabela II-25, são apresentados os valores estimados dos módulos das tensões nas barras do sistema elétrico. As colunas, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome de cada da barra do sistema; o módulo da tensão em pu em cada barra do sistema para o ponto de operação *antes do aumento* de 0,02 pu na tensão de barra controlada pela usina da barra 2; e o valor estimado do módulo da tensão da barra em pu para um *aumento* de 0,02 pu na tensão de barra controlada pela usina da barra 2.

A quarta linha da Tabela II-25 mostra que o módulo da tensão na barra 4 *aumenta* de 1,026 pu para 1,029 pu. Esse aumento confirma a informação obtida pelo índice de sensibilidade de 0,1651 pu da Tabela II-24 para essa barra. Esse valor de 0,1651 pu significa que para um *aumento* de 0,01 pu na tensão de barra controlada pela usina da barra 2, o módulo da tensão na barra 4 *aumenta* em 0,1651 pu. Como na nossa análise a tensão de barra controlada pela usina da barra 2 *aumentou* em 0,02 pu, o módulo da tensão na barra 4 tem de *aumentar* em 0,003 pu. Esse valor é obtido da seguinte forma: índice de sensibilidade x variação na tensão de barra controlada pela usina da barra 2 = $(0,1651) \times (0,02) = 0,003$ pu. O valor estimado do módulo da tensão na barra 4 é igual ao módulo da tensão antes da variação na tensão de barra controlada pela usina da barra 2 mais a variação em função do *aumento* de 0,02 pu na tensão de barra controlada pela usina da barra 2 ($1,026 + 0,003 = 1,029$ pu).

Os valores estimados dos módulos das tensões das barras, apresentados na Tabela II-25, são praticamente iguais aos valores obtidos pelo fluxo de potência via método de Newton-Raphson para um *aumento* de 0,02 pu na tensão de barra controlada pela usina da barra 2.

Tabela II-25 – Valores Estimados para Sensibilidade dV/dV na Tensão Controlada pela Usina da Barra 2

1	2	3	4
Bus	Bus Name	BC_V (pu)	2 Barra 2
1	Barra 1	1,04	1,04
4	Barra 4	1,026	1,029
5	Barra 5	0,996	1,003
2	Barra 2	1,025	1,025
7	Barra 7	1,026	1,04
8	Barra 8	1,016	1,026
3	Barra 3	1,025	1,025
6	Barra 6	1,013	1,016
9	Barra 9	1,032	1,036

A análise de sensibilidade a seguir é do **tipo dV/dTap**, que calcula o quanto varia a tensão das barras do sistema em pu em função de uma variação no tape de um transformador do sistema elétrico.

Nessa análise de sensibilidade *aumenta-se* 0,02 pu no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7 e observa-se o módulo das tensões em pu em todas as barras do sistema. Na Tabela II-26, são apresentados os índices de sensibilidade do módulo das tensões em todas as barras para uma variação no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7. Esses índices são calculados em função da configuração do sistema. O cálculo desses índices é realizado da seguinte forma: se a variável de controle for *aumentada* em 0,01 pu, quanto varia a variável dependente, ou seja, se o tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7 for *aumentada* em 0,01 pu, quanto varia o módulo das tensões das barras do sistema em pu.

As colunas da Tabela II-26, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome de cada barra do sistema; o módulo da tensão em pu em cada barra do sistema para o ponto de operação *antes do aumento* de 0,02 pu no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7; e o valor do índice de sensibilidade do módulo da tensão da barra para uma variação no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7.

A quarta linha da Tabela II-26, por exemplo, apresenta o resultado da análise de sensibilidade na barra 4, cujo módulo da tensão antes da alteração no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7 é de 1,026 pu e o índice de sensibilidade é de -0,1692 pu. O valor do índice de sensibilidade de -0,1692 na barra 4 significa que, para um *aumento* de 0,01 pu no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7, o módulo da tensão nessa barra vai *diminuir* em 0,1692 pu.

Tabela II-26 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dV/dTap do Transformador da Barra 2 para Barra 7

1	2	3	4
Bus	Bus Name	BC_V (pu)	2_7#1
1	Barra 1	1,04	0
4	Barra 4	1,026	-0,1692
5	Barra 5	0,996	-0,3871
2	Barra 2	1,025	0
7	Barra 7	1,026	-0,7524
8	Barra 8	1,016	-0,5325
3	Barra 3	1,025	0
6	Barra 6	1,013	-0,187
9	Barra 9	1,032	-0,1987

Na Tabela II-27, são apresentados os valores estimados dos módulos das tensões nas barras do sistema elétrico. As colunas, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome de cada barra do sistema; o módulo da tensão em pu em cada barra do sistema para o ponto de operação *antes do aumento* de 0,02 pu no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra

7; e o valor estimado do módulo da tensão da barra em pu para um *aumento* de 0,02 pu no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7.

A quarta linha da Tabela II-27 mostra que o módulo da tensão na barra 4 *diminui* de 1,026 pu para 1,022 pu. Essa redução confirma a informação obtida pelo índice de sensibilidade de -0,1692 pu da Tabela II-26 para essa barra. Esse valor de -0,1692 pu significa que para um *aumento* de 0,01 pu no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7 o módulo da tensão na barra 4 *diminui* em 0,1692 pu. Como na nossa análise o tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7 *aumentou* em 0,02 pu, o módulo da tensão na barra 4 tem de *diminuir* em 0,004 pu, esse valor é obtido da seguinte forma: índice de sensibilidade x variação no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7 = (-0,1692) x (0,02) = -0,004 pu. O valor estimado do módulo da tensão na barra 4 é igual ao módulo da tensão antes da variação no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7 mais a variação em função do *aumento* de 0,02 pu no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7 (1,026 - 0,004 = 1,022 pu).

Os valores estimados dos módulos das tensões das barras, apresentados na Tabela II-27, são praticamente iguais aos valores obtidos pelo fluxo de potência via método de Newton-Raphson para um *aumento* de 0,02 pu no tape do transformador da usina da barra 2 para a barra 7.

Tabela II-27 – Valores Estimados para Sensibilidade dV/dTap do Transformador da Barra 2 para Barra 7

1	2	3	4
Bus	Bus Name	BC_V (pu)	2_7#1
1	Barra 1	1,04	1,04
4	Barra 4	1,026	1,022
5	Barra 5	0,996	0,988
2	Barra 2	1,025	1,025
7	Barra 7	1,026	1,011
8	Barra 8	1,016	1,005
3	Barra 3	1,025	1,025
6	Barra 6	1,013	1,009
9	Barra 9	1,032	1,028

A análise de sensibilidade a seguir é do **tipo dPF/dPF**, que calcula o quanto varia o fluxo nos ramos do sistema em MW devido à abertura de um circuito do sistema elétrico.

Nessa análise de sensibilidade *abre-se* o circuito entre as barras 5 e 7 e observa-se os fluxos de potência ativa em MW em todos os ramos do sistema. Na Tabela II-28, são apresentados os índices de sensibilidade dos fluxos nos ramos devido à abertura do circuito entre as barras 5 e 7. Esses índices são calculados em função da configuração do sistema. O cálculo

desses índices é realizado da seguinte forma: se um circuito do sistema for *aberto*, quanto varia a variável dependente, ou seja, se o circuito entre as barras 5 e 7 for *aberto*, quanto varia o fluxo nos ramos do sistema em MW.

As colunas da Tabela II-28, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome da barra FROM do ramo do sistema; o número da barra TO do ramo e o número do circuito; o nome da barra TO do ramo do sistema; o fluxo de potência ativa em MW no ramo para o ponto de operação *antes da abertura do circuito* entre as barras 5 e 7; e o valor do índice de sensibilidade do fluxo no ramo devido à abertura do circuito entre as barras 5 e 7.

A oitava linha da Tabela II-28, por exemplo, apresenta o resultado da análise de sensibilidade do ramo da barra 4 para barra 6, circuito 1, cujo fluxo de potência ativa *antes da abertura do circuito* entre as barras 5 e 7 é de 30,7 MW e o índice de sensibilidade é de -76,1 MW. O valor do índice de sensibilidade de -76,1 no ramo da barra 4 para barra 6 significa que, para a *abertura do circuito* entre as barras 5 e 7, o fluxo de potência ativa nesse ramo vai *diminuir* em 76,1 MW. Já na linha 10 da Tabela II-28, que mostra o resultado da análise de sensibilidade no ramo da barra 8 para barra 9, circuito 1, o índice de sensibilidade de 78,6 significa que, para a *abertura do circuito* entre as barras 5 e 7, o fluxo de potência ativa nesse ramo vai *aumentar* em 78,6 MW.

Tabela II-28 – Índices de Sensibilidade para Sensibilidade dPF/dPF do Circuito entre as Barras 5 e 7

1	2	3	4	5	6
Bus 1	B1 Name	Bus 2 #Circ	B2 Name	BC_Flow (MW)	5_7#1
4	Barra 4	5 # 1	Barra 5	40,9	85,5
7	Barra 7	5 # 1	Barra 5	86,6	-86,6
1	Barra 1	4 # 1	Barra 4	71,6	9,4
7	Barra 7	8 # 1	Barra 8	76,4	79,6
2	Barra 2	7 # 1	Barra 7	163	0
4	Barra 4	6 # 1	Barra 6	30,7	-76,1
6	Barra 6	9 # 1	Barra 9	-59,5	-75,4
8	Barra 8	9 # 1	Barra 9	-24,1	78,6
3	Barra 3	9 # 1	Barra 9	85	0

Na Tabela II-29, são apresentados os valores estimados dos fluxos de potência ativa nos ramos do sistema elétrico. As colunas, da esquerda para direita, mostram: o número e o nome da barra FROM do ramo do sistema; o número da barra TO do ramo e o número do circuito; o nome da barra TO do ramo do sistema; o fluxo de potência ativa em MW no ramo para o ponto de operação *antes da abertura do circuito* entre as barras 5 e 7; e o valor estimado do fluxo de potência ativa em MW no ramo devido à *abertura do circuito* entre as barras 5 e 7.

A oitava linha da Tabela II-29 mostra que o fluxo no ramo no sentido da barra 4 para barra 6, circuito 1, inverteu de 30,7 MW para -45,4 MW. Essa inversão de fluxo confirma a informação obtida pelo índice de sensibilidade de -76,1 MW da Tabela II-28 para esse ramo. Esse valor de -76,1 MW significa o fluxo no ramo no sentido da barra 4 para barra 6 *diminui* em 76,1 MW devido à *abertura do circuito* entre as barras 5 e 7 pu. Como na nossa análise abrimos o circuito entre as barras 5 e 7, o valor estimado do fluxo no ramo da barra 4 para barra 6 é igual ao fluxo no ramo antes da abertura do circuito entre as barras 5 e 7 mais a variação em função da abertura do circuito entre as barras 5 e 7 ($30,7 - 76,1 = -45,4$ MW).

Os valores estimados dos fluxos nos ramos, apresentados na Tabela II-29, são praticamente iguais aos valores obtidos pelo fluxo de potência via método de Newton-Raphson para abertura do circuito entre as barras 5 e 7.

Tabela II-29 – Valores Estimados para Sensibilidade dPF/dPF do Circuito entre as Barras 5 e 7

1	2	3	4	5	6
Bus 1	B1 Name	Bus 2 #Circ	B2 Name	BC_Flow (MW)	5_7#1
4	Barra 4	5 # 1	Barra 5	40,9	126,5
7	Barra 7	5 # 1	Barra 5	86,6	0
1	Barra 1	4 # 1	Barra 4	71,6	81,1
7	Barra 7	8 # 1	Barra 8	76,4	156
2	Barra 2	7 # 1	Barra 7	163	163
4	Barra 4	6 # 1	Barra 6	30,7	-45,4
6	Barra 6	9 # 1	Barra 9	-59,5	-134,8
8	Barra 8	9 # 1	Barra 9	-24,1	54,5
3	Barra 3	9 # 1	Barra 9	85	85

II.2.5. Análise de Contingências

Um sistema de potência pode sofrer modificações repentinas em seu estado operativo como consequência de anormalidades que nele ocorrem, tais como: surtos, curtos-circuitos e sobrecargas. A proteção do sistema é ajustada de forma a desconectar, no menor intervalo de tempo possível, os componentes diretamente afetados pela anormalidade, para que os mesmos não sejam danificados e para que as demais partes do sistema possam continuar operando. Assim, busca-se fazer com que os consumidores, se não todos, pelo menos o maior número possível, continuem a receber normalmente o suprimento requerido de energia elétrica, Tibúrcio [10].

As contingências mais comuns são saídas de linhas de transmissão, transformadores, compensadores “shunt”, unidades geradoras e cargas. Os sistemas de transmissão de energia

devem ser projetados e operados dentro de critérios que permitam a continuidade de suprimento a todos os consumidores quando da ocorrência da maioria das contingências. Portanto, durante o planejamento da expansão e da operação da rede devem ser realizados estudos, os mais completos e detalhados possíveis, envolvendo a simulação da ocorrência de contingências para que se possa conhecer o comportamento do sistema em tais situações e a partir desse conhecimento adotar medidas que possam satisfazer os critérios acima enunciados.

A análise de contingência é realizada com o sistema operando em regime permanente, objetivando determinar, depois de um evento e após cessados os transitórios causados por ele, o novo estado adquirido pela rede (perfil de tensão, fluxos de potência nos ramos, valores de geração, valores das perdas do sistema, etc.). Com a determinação do novo estado da rede pode-se facilmente constatar se o mesmo apresenta valores aceitáveis ou não para a operação. No caso de ocorrerem valores inaceitáveis, algumas ações de controle devem ser tomadas. As principais ações de controle utilizadas para tentar eliminar as violações de limites no estado da rede são: redespacho das gerações de potência ativa e reativa, chaveamento de equipamentos reservas, rejeição de cargas, alteração dos níveis de tensão e frequência.

Um grande número de soluções de fluxos de potência integra a análise de contingências. Cada uma delas corresponde a uma situação de contingência, especificada em relação a um determinado ponto de operação do sistema. Esse ponto de operação é escolhido como ponto de partida para a análise de contingências. Se tal análise revelar que a segurança do sistema é mantida em todas as situações de contingências, o ponto de partida é considerado seguro. Caso o ponto de operação seja considerado inseguro algumas ações de controle podem ser tomadas para conduzi-lo à segurança.

De modo a apresentar todos os tipos de relatórios de violação disponíveis no ORGANON para as análises de contingência são utilizados dois cenários. O cenário 1 possui um perfil de tensão alto e o objetivo da utilização desse cenário é apresentar os relatórios de violação de sobretensão do ORGANON. O cenário 2, entretanto, possui um perfil de tensão baixo e o objetivo da utilização desse cenário volta-se para a apresentação dos relatórios de violação de subtensão e de sobrecarga do ORGANON. Os arquivos com os dados de entrada do sistema de nove barras para os dois cenários encontram-se no ANEXO A. O cenário 1 foi obtido elevando-se os valores das tensões controladas pelas usinas do sistema no ponto de operação utilizado nas análises de sensibilidade (Figura II-2). Ao contrário, no cenário 2 tais valores de tensões controladas foram reduzidos (Figura II-2). Os passos necessários para realizar as análises de contingência no ORGANON apresentadas a seguir estão descritos no ANEXO B.

A Figura II-3 apresenta o ponto de operação inicial do sistema-teste de 9 barras para o cenário 1, que será utilizado na análise de contingência a seguir.

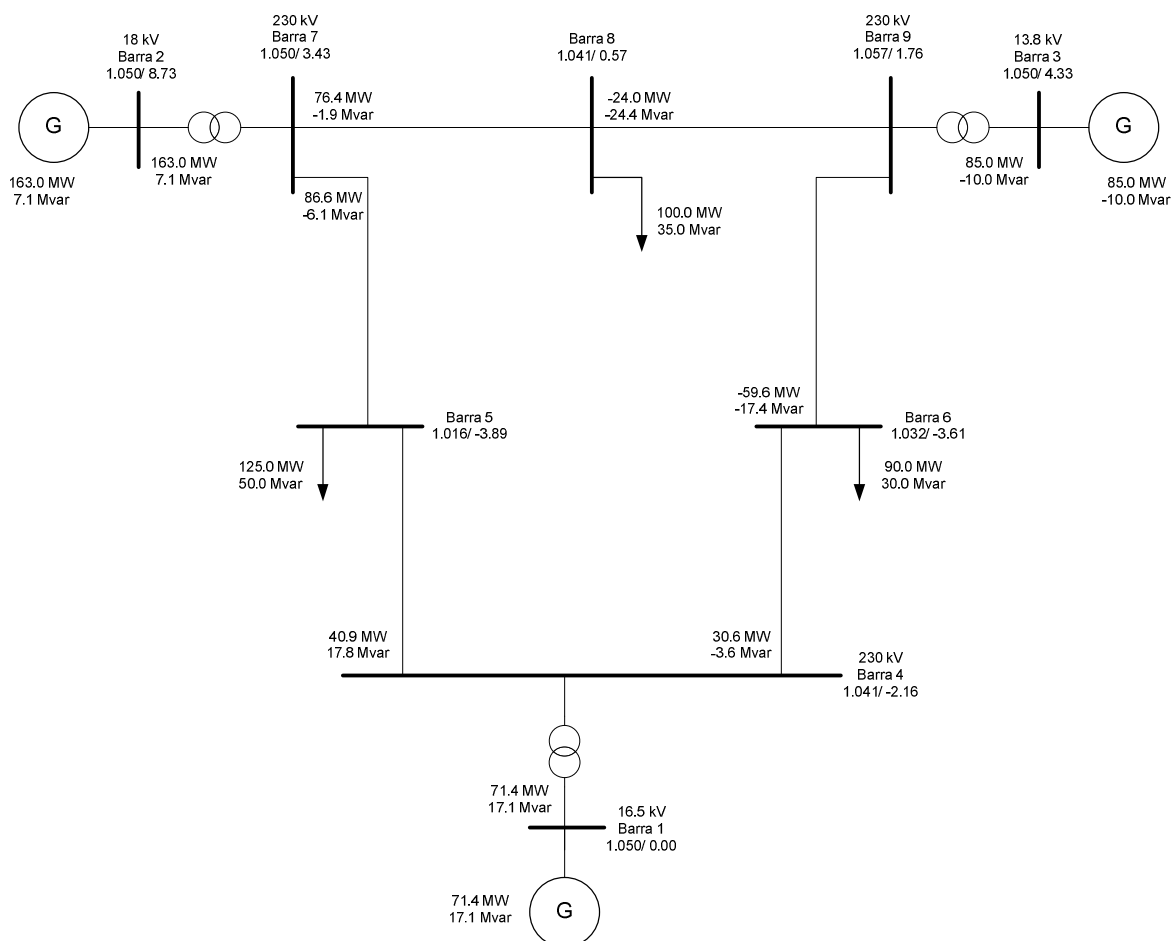


Figura II-3: Cenário 1 – Perfil de Tensão Alto para o Sistema-teste – 9 Barras

A primeira análise de contingência a ser realizada é a *redução de 150 Mvar na carga da barra 8, para o cenário 1*. Na Tabela II-30, é apresentado um sumário dessa primeira análise de contingência. Esse sumário informa se a contingência violou (Not Ok) ou não (Ok) algum critério. As colunas da Tabela II-30, da esquerda para direita, mostram a identificação da contingência, o resultado da violação ou não dos critérios de sobretensão, subtensão e sobrecarga. Uma contingência viola o critério de sobretensão se alguma barra do sistema apresenta tensão superior à tensão máxima da faixa durante a contingência. O critério de subtensão é violado se alguma barra do sistema apresenta tensão inferior à tensão mínima da faixa durante a contingência. Uma contingência viola o critério de sobrecarga se algum ramo do sistema apresenta carregamento superior a 100% durante a contingência.

A segunda coluna da terceira linha da Tabela II-30, por exemplo, apresenta o resultado Not Ok, que significa que para a contingência de redução de 150 Mvar na carga da barra 8 para o cenário 1 houve violação de sobretensão. Os resultados Ok da terceira e quarta colunas da terceira linha da Tabela II-30 indicam que não houve violações de subtensão e sobrecarga durante essa contingência.

Tabela II-30 – Sumário de Violações para Redução de 150 Mvar na Carga da Barra 8

1	2	3	4
Ctg ID	Overvolt	Undervolt	Overload
R150VAR8	Not Ok	Ok	Ok

A Tabela II-31 mostra quais barras do sistema apresentaram sobretensão durante a contingência de redução de 150 Mvar na carga da barra 8. As colunas da Tabela II-31, da esquerda para direita, mostram a identificação da contingência, o número e o nome da barra que apresentou sobretensão durante a contingência, os números de área e de zona dessa barra, o valor da tensão base em kV da barra, o valor da tensão na barra em pu durante a contingência, os valores da tensão mínima e máxima da faixa em pu da barra.

A terceira linha da Tabela II-31, por exemplo, mostra que, durante a contingência de redução de 150 Mvar na carga da barra 8, a barra 8, que pertence a área 2 e a zona 1, apresentou uma tensão de 1,138 pu que é superior à tensão máxima da faixa (1,1 pu).

Tabela II-31 – Sobre-tensão para Redução de 150 Mvar na Carga da Barra 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ctg ID	Bus	Bus Name	Area	Zone	VBase(kV)	Volt(pu)	VMin(pu)	VMax(pu)
R150VAR8	8	Barra 8	2	1	230	1,138	0,9	1,1

A Tabela II-32 mostra quais barras do sistema apresentaram variações na tensão durante a contingência de redução de 150 Mvar na carga da barra 8. As colunas da Tabela II-32, da esquerda para direita, mostram a identificação da contingência, o número e o nome da barra que apresentou mudança na tensão durante a contingência, os números de área e de zona dessa barra, o valor da mudança na tensão durante a contingência.

A terceira linha da Tabela II-32, por exemplo, mostra que, durante a contingência de redução de 150 Mvar na carga da barra 8, a barra 8, que pertence a área 2 e a zona 1, apresentou uma variação de 0,097 pu no valor da tensão.

Tabela II-32 – Mudança nas Tensões para Redução de 150 Mvar na Carga da Barra 8

1	2	3	4	5	6
Ctg ID	Bus	Bus Name	Area	Zone	Volt Change
R150VAR8	8	Barra 8	2	1	0,097
R150VAR8	7	Barra 7	2	1	0,042
R150VAR8	9	Barra 9	3	1	0,035
R150VAR8	5	Barra 5	1	1	0,025
R150VAR8	6	Barra 6	3	1	0,022
R150VAR8	4	Barra 4	1	1	0,013
R150VAR8	3	Barra 3	3	1	0,003

A Figura II-4 apresenta o ponto de operação inicial do sistema-teste de 9 barras para o cenário 2, que será utilizado nas próximas análises de contingência.

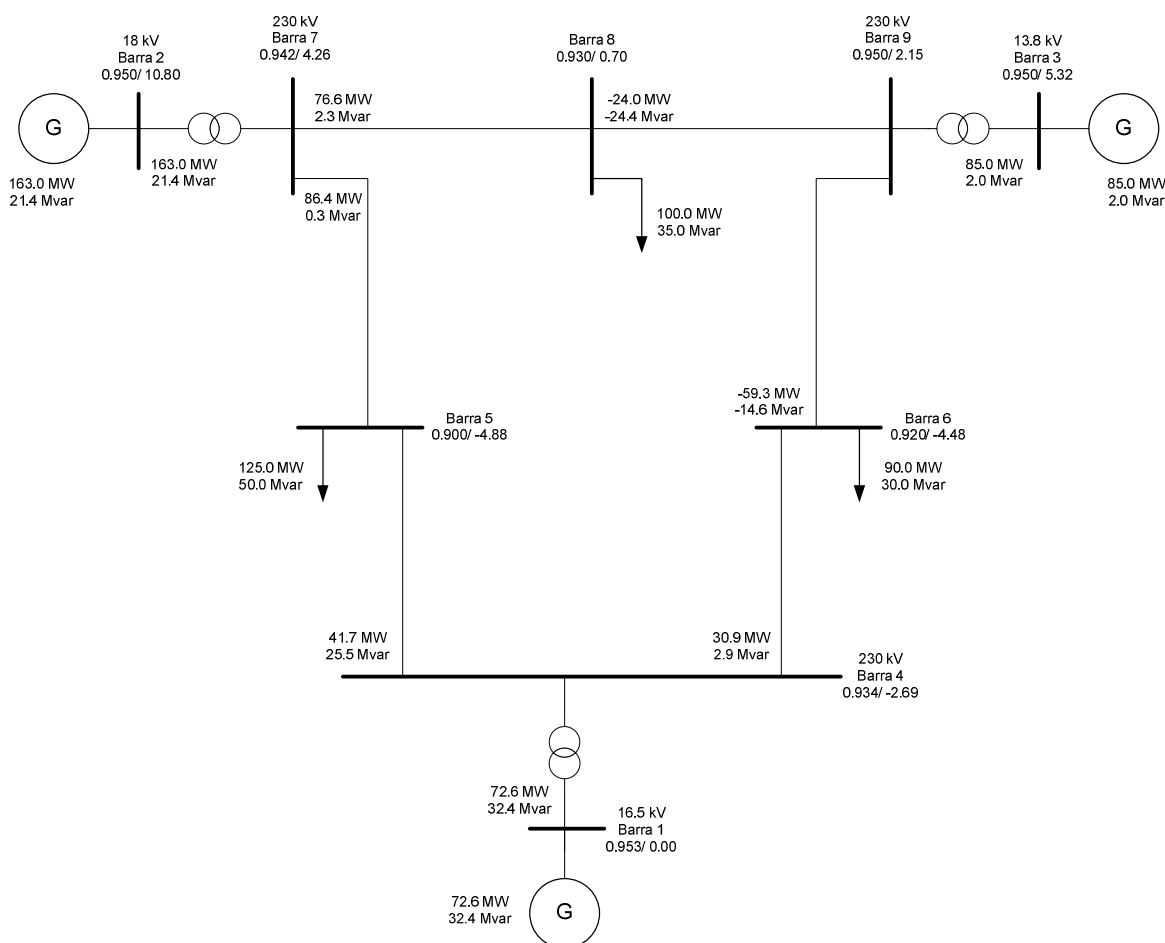


Figura II-4: Cenário 2 – Perfil de Tensão Baixo para o Sistema-teste – 9 Barras

A próxima análise de contingência refere-se ao *aumento de 100 MW e 100 Mvar na carga da barra 8, para o cenário 2*. Na Tabela II-33, é apresentado um sumário dessa contingência. Esse sumário informa se a contingência violou (Not Ok) ou não (Ok) algum critério. As colunas da Tabela II-33, da esquerda para direita, mostram a identificação da

contingência, o resultado se a contingência violou ou não os critérios de sobretensão, subtensão e sobrecarga.

A terceira e quarta colunas da terceira linha da Tabela II-33, por exemplo, apresentam o resultado Not Ok, que significa que para a contingência de aumento de 100 MW e 100 Mvar na carga da barra 8 para o cenário 2 houve violações de subtensão e sobrecarga. O resultado Ok da segunda coluna da terceira linha da Tabela II-33 indica que não houve violação de sobre-tensão durante essa contingência.

Tabela II-33 – Sumário de Violações para Aumento de 100 MW e 100 Mvar na Carga da Barra 8

1	2	3	4
Ctg ID	Overvolt	Undervolt	Overload
A100MB8	Ok	Not Ok	Not Ok

A Tabela II-34 mostra as variações de potência reativa nas barras com controle de tensão durante a contingência de aumento de 100 MW e 100 Mvar na carga da barra 8 para o cenário 2. As colunas da Tabela II-34, da esquerda para direita, mostram a identificação da contingência, o número e o nome da barra que apresentou mudança na potência reativa durante a contingência, os números de área e de zona dessa barra, o valor da mudança na potência reativa durante a contingência.

A terceira linha da Tabela II-34, por exemplo, mostra que, durante a contingência de aumento de 100 MW e 100 Mvar na carga da barra 8, a barra 2, que pertence a área 2 e a zona 1, apresentou uma variação de 70,83 Mvar no valor da potência reativa.

Tabela II-34 – Mudança na Potência Reativa para Aumento de 100 MW e 100 Mvar na Carga da Barra 8

1	2	3	4	5	6
Ctg ID	Bus	Bus Name	Area	Zone	MVAR Change
A100MB8	2	Barra 2	2	1	70,83
A100MB8	3	Barra 3	3	1	61,24
A100MB8	1	Barra 1	1	1	27,22

A Tabela II-35 apresenta quais ramos do sistema apresentaram sobrecarga durante a contingência de aumento de 100 MW e 100 Mvar na carga da barra 8 para o cenário 2. As colunas da Tabela II-35, da esquerda para direita, mostram a identificação da contingência, o número e o nome da barra FROM, os números da barra TO e do ramo que apresentou sobrecarga durante a contingência, o nome da barra TO, o fluxo de potência no ramo corrigido pela tensão

em MVA, o percentual do fluxo de potência no ramo corrigido pela tensão em relação ao limite de sobrecarga, o valor do limite de sobrecarga no ramo em MVA.

A terceira linha da Tabela II-35, por exemplo, mostra que, durante a contingência de aumento de 100 MW e 100 Mvar na carga da barra 8, o fluxo de potência corrigido pela tensão da barra 2 para a barra 7 foi de 197,12 MVA, que corresponde a 102,67% do limite de sobrecarga (192 MVA) nesse ramo.

Tabela II-35 – Violação Térmica para Aumento de 100 MW e 100 Mvar na Carga da Barra 8

1	2	3	4	5	6	7	8
Ctg ID	Bus From	BFrom Name	Bus To Circ#	BTo Name	MVA/V	% Limit/V	Overl.Lim(MVA)
A100MB8	2	Barra 2	7 #1	Barra 7	197,12	102,67	192

A Tabela II-36 apresenta quais barras do sistema apresentaram subtensão durante a contingência de aumento de 100 MW e 100 Mvar na carga da barra 8. As colunas da Tabela II-36, da esquerda para direita, mostram a identificação da contingência, o número e o nome da barra que apresentou subtensão durante a contingência, os números de área e de zona dessa barra, o valor da tensão base em kV da barra, o valor da tensão na barra em pu durante a contingência, os valores da tensão mínima e máxima da faixa em pu da barra.

A terceira linha da Tabela II-36, por exemplo, mostra que, durante a contingência de aumento de 100 MW e 100 Mvar na carga da barra 8, a barra 8, que pertence a área 2 e a zona 1, apresentou uma tensão de 0,823 pu que é inferior à tensão mínima da faixa (0,9 pu).

Tabela II-36 – Subtensão para Aumento de 100 MW e 100 Mvar na Carga da Barra 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ctg ID	Bus	Bus Name	Area	Zone	VBase(kV)	Volt(pu)	VMin(pu)	VMax(pu)
A100MB8	8	Barra 8	2	1	230	0,823	0,9	1,1
A100MB8	5	Barra 5	1	1	230	0,88	0,9	1,1
A100MB8	7	Barra 7	2	1	230	0,896	0,9	1,1
A100MB8	6	Barra 6	3	1	230	0,9	0,9	1,1

A Tabela II-37 apresenta quais barras do sistema apresentaram variações na tensão durante a contingência de aumento de 100 MW e 100 Mvar na carga da barra 8. As colunas da Tabela II-37, da esquerda para direita, mostram a identificação da contingência, o número e o nome da barra que apresentou mudança na tensão durante a contingência, os números de área e de zona dessa barra, o valor da mudança na tensão durante a contingência.

A terceira linha da Tabela II-37, por exemplo, mostra que, durante a contingência de aumento de 100 MW e 100 Mvar na carga da barra 8, a barra 8, que pertence a área 2 e a zona 1, apresentou uma variação de 0,107 pu no valor da tensão.

Tabela II-37 – Mudança nas Tensões para Aumento de 100 MW e 100 Mvar na Carga da Barra 8

1	2	3	4	5	6
Ctg ID	Bus	Bus Name	Area	Zone	Volt Change
A100MB8	8	Barra 8	2	1	0,107
A100MB8	7	Barra 7	2	1	0,046
A100MB8	9	Barra 9	3	1	0,038
A100MB8	5	Barra 5	1	1	0,021
A100MB8	6	Barra 6	3	1	0,02
A100MB8	4	Barra 4	1	1	0,011

A análise de contingência a seguir refere-se à *abertura do circuito da barra 5 para a barra 7 para o cenário 2*. Na Tabela II-38, é apresentado um sumário dessa contingência. Esse sumário informa se a contingência violou (Not Ok) ou não (Ok) algum critério. As colunas da Tabela II-38, da esquerda para direita, mostram a identificação da contingência, o resultado se a contingência violou ou não os critérios de sobre-tensão, subtensão e sobrecarga.

A terceira coluna da terceira linha da Tabela II-38, por exemplo, apresenta o resultado Not Ok que significa que para a contingência de abertura do circuito da barra 5 para a barra 7 para o cenário 2 houve violação de subtensão. Os resultados Ok da segunda e quarta colunas da terceira linha da Tabela II-38 indicam que não houve violação de sobre-tensão e sobrecarga durante essa contingência.

Tabela II-38 – Sumário de Violações para Contingência de Abertura do Circuito 5 - 7

1	2	3	4
Ctg ID	Overvolt	Undervolt	Overload
ABERT5-7	Ok	Not Ok	Ok

A Tabela II-39 mostra as variações de potência reativa nas barras com controle de tensão durante a contingência de *abertura do circuito da barra 5 para a barra 7*. As colunas da Tabela II-39, da esquerda para direita, mostram a identificação da contingência, o número e o nome da barra que apresentou mudança na potência reativa durante a contingência, os números de área e de zona dessa barra, o valor da mudança na potência reativa durante a contingência.

A terceira linha da Tabela II-39, por exemplo, mostra que, durante a contingência de *abertura do circuito* da barra 5 para a barra 7, a barra 1, que pertence a área 1 e a zona 1, apresentou uma variação de 64,4 Mvar no valor da potência reativa.

Tabela II-39 – Mudança na Potência Reativa para Contingência de Abertura do Circuito 5 - 7

1	2	3	4	5	6
Ctg ID	Bus	Bus Name	Area	Zone	MVAR Change
ABERT5-7	1	Barra 1	1	1	64,4
ABERT5-7	3	Barra 3	3	1	27,96
ABERT5-7	2	Barra 2	2	1	10,96

A Tabela II-40 mostra quais barras do sistema apresentaram subtensão durante a contingência de *abertura do circuito* da barra 5 para a barra 7. As colunas da Tabela II-40, da esquerda para direita, mostram a identificação da contingência, o número e o nome da barra que apresentou subtensão durante a contingência, os números de área e de zona dessa barra, o valor da tensão base em kV da barra, o valor da tensão na barra em pu durante a contingência, os valores da tensão mínima e máxima da faixa em pu da barra.

A terceira linha da Tabela II-40, por exemplo, mostra que, durante a contingência de *abertura do circuito* da barra 5 para a barra 7, a barra 5, que pertence a área 1 e a zona 1, apresentou uma tensão de 0,827 pu que é inferior à tensão mínima da faixa (0,9 pu).

Tabela II-40 – Subtensão para Contingência de Abertura do Circuito 5 - 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ctg ID	Bus	Bus Name	Area	Zone	VBase(kV)	Volt(pu)	VMin(pu)	VMax(pu)
ABERT5-7	5	Barra 5	1	1	230	0,827	0,9	1,1
ABERT5-7	6	Barra 6	3	1	230	0,871	0,9	1,1
ABERT5-7	4	Barra 4	1	1	230	0,896	0,9	1,1

A Tabela II-41 mostra quais barras do sistema apresentaram variações na tensão durante a contingência de *abertura do circuito* da barra 5 para a barra 7. As colunas da Tabela II-41, da esquerda para direita, mostram a identificação da contingência, o número e o nome da barra que apresentou mudança na tensão durante a contingência, os números de área e de zona dessa barra, o valor da mudança na tensão durante a contingência.

A terceira linha da Tabela II-41, por exemplo, mostra que, durante a contingência de *abertura do circuito* da barra 5 para a barra 7, a barra 5, que pertence a área 1 e a zona 1, apresentou uma variação de 0,073 pu no valor da tensão.

Tabela II-41 – Mudança nas Tensões para Contingência de Abertura do Circuito 5 - 7

1	2	3	4	5	6
Ctg ID	Bus	Bus Name	Area	Zone	Volt Change
ABERT5-7	5	Barra 5	1	1	0,073
ABERT5-7	6	Barra 6	3	1	0,049
ABERT5-7	4	Barra 4	1	1	0,039
ABERT5-7	9	Barra 9	3	1	0,017
ABERT5-7	8	Barra 8	2	1	0,017
ABERT5-7	7	Barra 7	2	1	0,007

II.3. Análise de Fluxo de Potência Continuado

O fluxo de potência continuado consiste em calcular o novo ponto de operação de um sistema elétrico para um incremento de carga pré-definido. O fluxo de potência continuado também pode ser utilizado para calcular o ponto de carregamento máximo de um sistema elétrico.

A solução do fluxo de potência continuado baseia-se na implementação do método do vetor tangente. Tal método mostra-se conveniente, pois o deslocamento ao longo do vetor tangente não acarreta um aumento significativo do desbalanço das equações do fluxo de potência.

O método do vetor tangente resulta da aplicação do método de continuação ao problema de fluxo de potência convencional e é constituído de duas etapas principais, interligadas através de um parâmetro de continuação, Jardim [3]. A primeira etapa chama-se *previsão (predictor)*, enquanto que a segunda *correção (corrector)*.

Na etapa de *previsão*, a partir de uma solução conhecida é realizada uma estimativa de um novo ponto de operação. Essa estimativa é realizada na direção tangente à função no ponto de operação inicial e com incremento de carga pré-definido, Ferraz [11].

Na etapa de *correção*, processa-se um fluxo de potência convencional acrescido de uma variável (λ) e uma equação. Essa equação adicional especifica o valor de uma das variáveis de estado, que é chamada de parâmetro de continuação. Esse parâmetro é a variável de estado que apresenta a maior derivada na etapa de *previsão*.

Uma vez definido que variável de estado será o parâmetro de continuação, seu valor será aquele obtido para essa variável na etapa de *previsão*.

Para resolver o sistema de equações dessa etapa de *correção*, o parâmetro de continuação é mantido fixo e calcula-se, utilizando o método de Newton-Raphson e os resultados da etapa de

previsão como valores iniciais, o valor que as outras variáveis de estado devem assumir. O ciclo de *previsão-correção* é repetido até que a solução desejada seja obtida.

Devido ao aumento da matriz jacobiana (acréscimo de uma variável (λ) e uma equação), o sistema de equações passa a não ser mais singular no ponto crítico (ponto de carregamento máximo).

Na Figura II-5, é apresentado um exemplo de dois ciclos de *previsão-correção* com diferentes parâmetros de continuação.

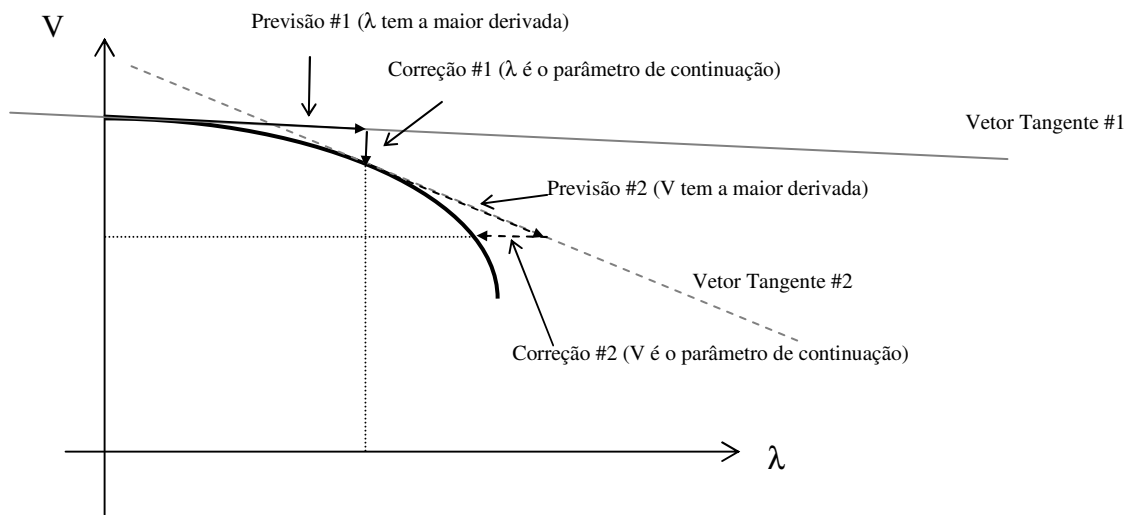


Figura II-5: Exemplo de 2 ciclos de *previsão-correção* com diferentes parâmetros de continuação [3]

Na Figura II-5, na etapa de *previsão* do primeiro ciclo (#1), a partir de uma solução conhecida é realizada uma estimativa de um novo ponto de operação. Essa estimativa é realizada na direção tangente à função no ponto de operação inicial (vetor tangente #1) e com incremento de carga pré-definido.

Na Figura II-5, na etapa de *correção* do primeiro ciclo (#1), o parâmetro de continuação é a variável de estado λ . Essa variável é o parâmetro de continuação desse ciclo, pois durante a etapa de *previsão* #1 a variável λ foi a que apresentou a maior derivada. Durante a etapa de *correção* #1 a solução correta é obtida da seguinte forma: para um valor fixo da variável λ (valor esse estimado na etapa de *previsão* #1), calcula-se o valor que as outras variáveis de estado devem ter.

Na Figura II-5, na etapa de *previsão* do segundo ciclo (#2), a partir da solução obtida pela etapa de *correção* #1 é realizada uma estimativa de um novo ponto de operação. Essa estimativa é realizada na direção tangente à função no ponto de operação inicial (vetor tangente #2) e com incremento de carga pré-definido.

Na Figura II-5, na etapa de *correção* do segundo ciclo (#2), o parâmetro de continuação é a variável de estado V, já que durante a etapa de *previsão* #2 tal variável foi a que apresentou a maior derivada. Durante a etapa de *correção* #2 a solução correta é obtida da seguinte forma: para um valor fixo da variável V (valor esse estimado na etapa de *previsão* #2), calcula-se o valor que as outras variáveis de estado assumem.

Maiores detalhes a respeito do fluxo de potência continuado podem ser obtidos nas referências Ferraz, Martins, Pinto e Falcão [11], Ferraz [12], Souza, Honório, Carpinteiro e Delboni [13], Ferreira e Costa [14], Ajjarapu e Christy [15] e Francisco [16].

II.3.1. Resultados do Fluxo de Potência Continuado

Os passos necessários para se obter os resultados do fluxo de potência continuado no ORGANON apresentados a seguir estão descritos no ANEXO B.

A Figura II-6 mostra o ponto de operação inicial do sistema-teste de 9 a partir do qual serão realizadas as análises de fluxo de potência continuado.

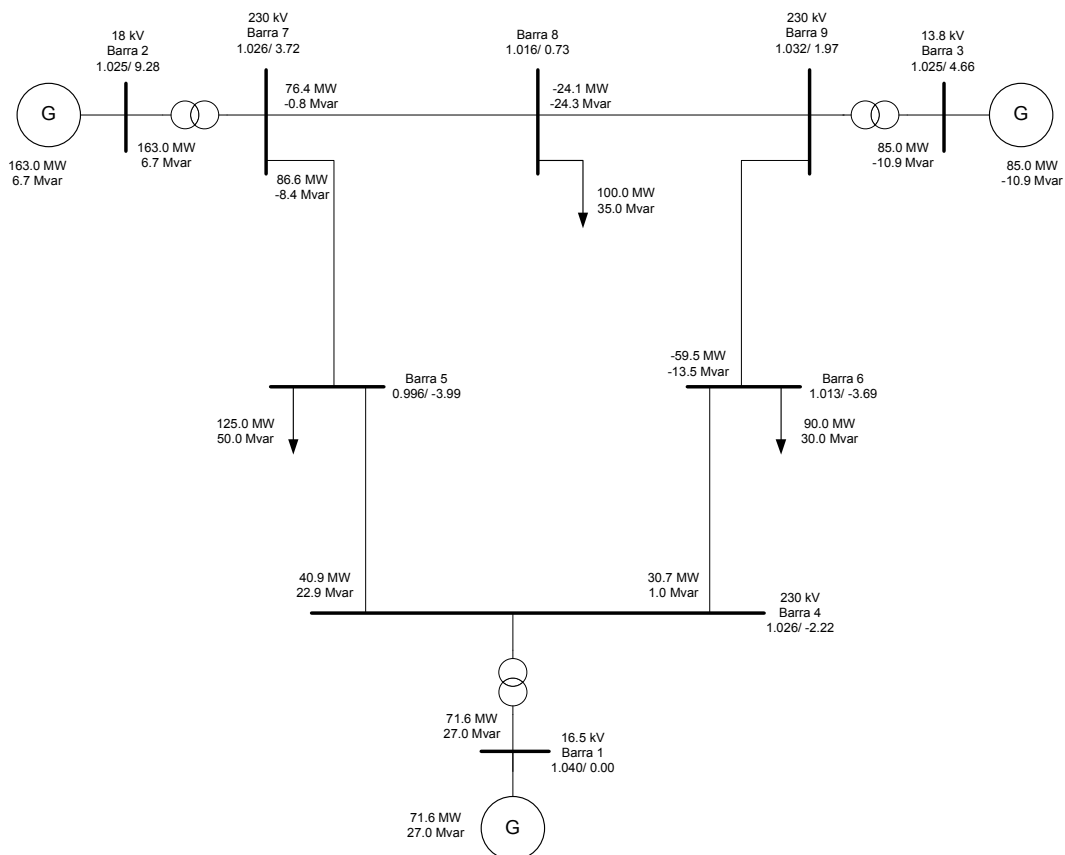


Figura II-6: Ponto de Operação Inicial do Sistema-teste de 9 Barras para o Fluxo de Potência Continuado [4]

A análise realizada no fluxo de potência continuado do ORGANON corresponde a um incremento de 10% da carga ativa original do sistema.

A vantagem do ORGANON em relação aos programas existentes de fluxo de potência continuado está na possibilidade de se variar o tamanho do passo na etapa de *previsão* automaticamente. Dessa forma, o ORGANON vai ajustando o tamanho do passo na etapa de *previsão* sem a interferência do usuário, com o objetivo de encontrar o novo ponto de operação para um incremento de carga (*load level*) pré-definido. Na Figura II-7, é apresentado o resultado do fluxo de potência continuado para o incremento de 10% da carga ativa original do sistema-teste de 9 barras.

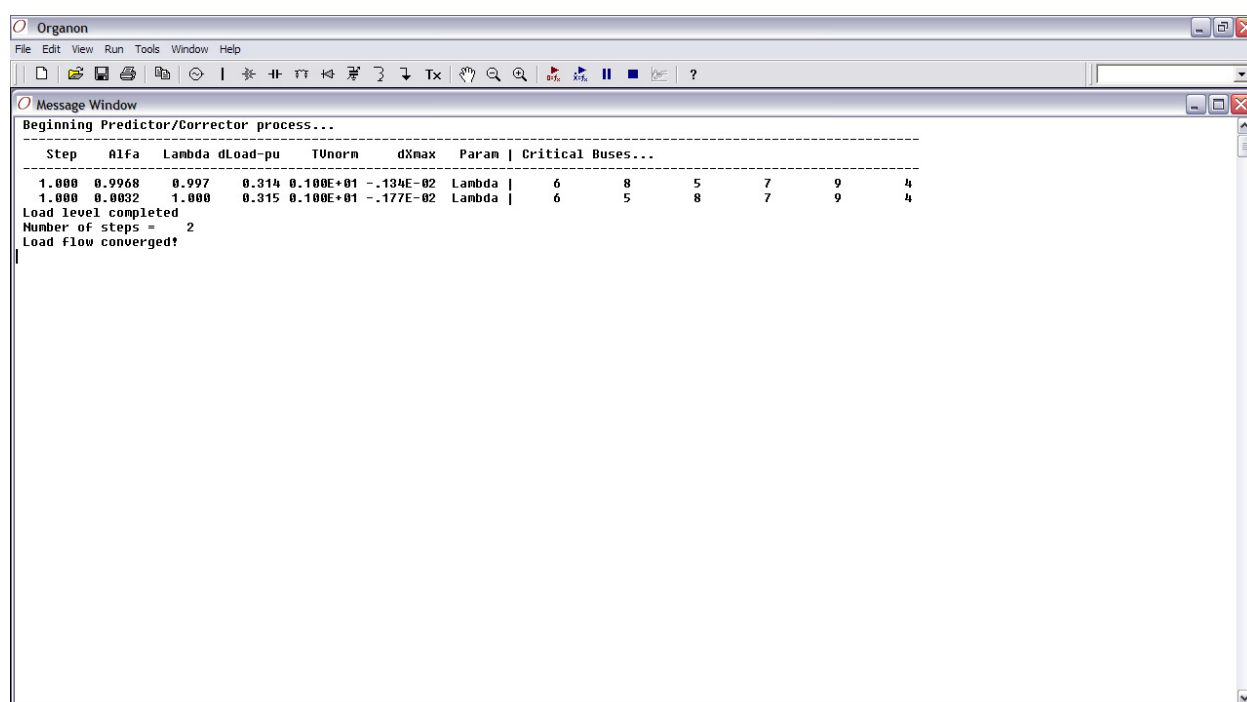


Figura II-7: Resultado de um incremento de 10% da carga ativa original do Sistema-teste – 9 Barras

Na Figura II-7, as colunas, da esquerda para direita, mostram: o **passo** (*step*), que é o fator multiplicador do inverso da norma do vetor tangente para ser utilizado na etapa de *previsão*; **alfa**, que é o fator de correção a ser aplicado aos resultados obtidos na etapa de *previsão*; **lambda** (λ), que é o fator de incremento de carga; **DLoad-pu**, que é a variação do carregamento do sistema em pu na etapa de *previsão*; **TVnorm**, que é a norma do vetor tangente para ser utilizada na etapa de *previsão*; **dXmax**, que é o valor da maior derivada das variáveis de estado na etapa de *previsão*; **Param**, que é a variável de estado que será o parâmetro de continuação na etapa de *correção*; **Critical Buses...**, que são as barras do sistema que

apresentam as maiores derivadas de tensão na etapa de *previsão*. Essa informação de barras críticas indica que tais barras podem apresentar colapso de tensão.

O incremento de 10% da carga ativa original do sistema é concluído quando λ é igual a 1. O número de steps indica quantos ciclos de *previsão-correção* são necessários para realizar o incremento de carga pré-definido. Para o incremento de 10% da carga ativa original do sistema foi necessário realizar 2 ciclos de *previsão-correção*, como é apresentado na Figura II-7.

A Figura II-8 apresenta, por exemplo, a curva de tensão da barra 5 versus lambda para o incremento de 10% da carga ativa original do sistema. Como se pode observar para esse aumento na carga ativa, a tensão da barra 5 foi reduzida de 0.9956 pu para 0.9942 pu.

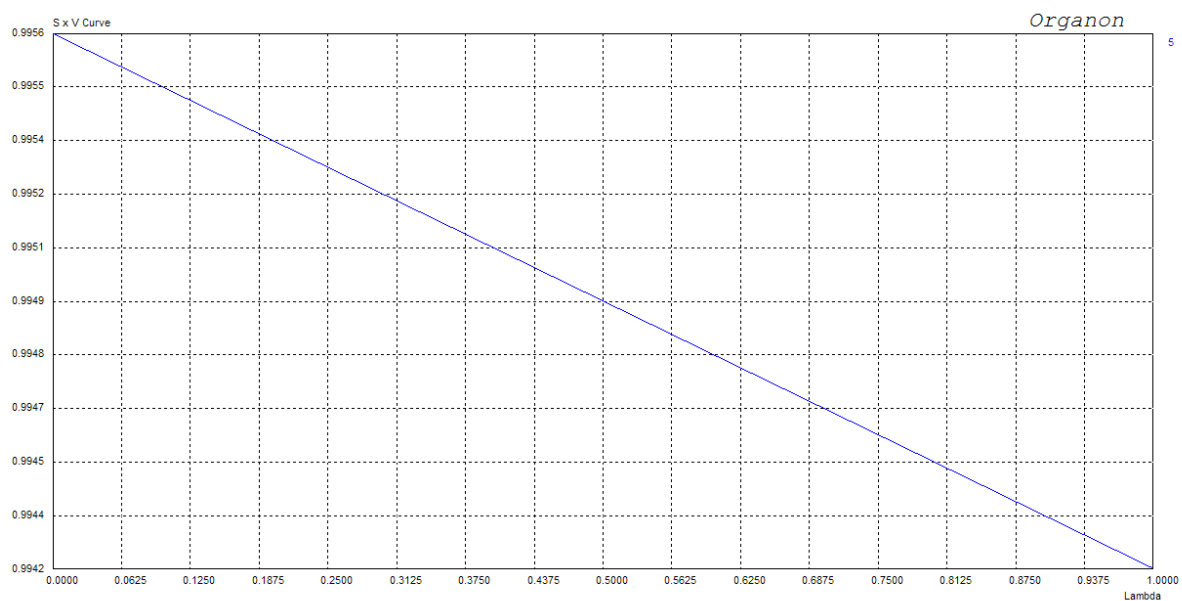


Figura II-8: Curva da tensão na barra 5 x Lambda para o incremento de 10% da carga ativa original do Sistema

Na Figura II-9, é apresentada, por exemplo, a curva de tensão da barra 5 versus a variação do carregamento do sistema em pu para o incremento de 10% da carga ativa do sistema. Como se pode observar a tensão da barra 5 foi reduzida de 0.9956 pu para 0.9942 pu e a carga ativa do sistema aumentou 0.3150 pu.

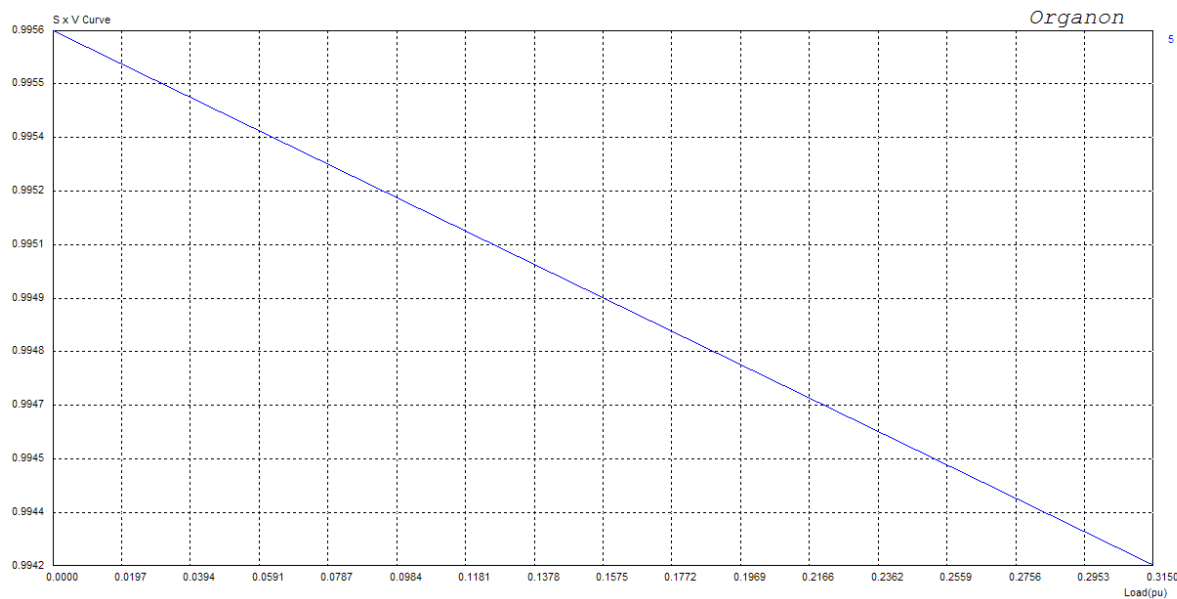


Figura II-9: Curva da tensão na barra 5 x Carregamento para o incremento de 10% da carga ativa do Sistema

II.4. Análise de Fluxo de Potência por Dinâmica Sintética (*FPDS*)

O fluxo de potência por dinâmica sintética (*FPDS* – Synthetic Dynamics Power Flow) é um método recente e mais robusto para resolver o problema de fluxo de potência. Nele o problema algébrico do fluxo de potência é transformado em um problema algébrico-diferencial. Tal metodologia foi motivada pela proposta desenvolvida por Galloway [17], porém conceitualmente reformulada e implementada de forma mais eficiente por Jardim e Stott [18].

O valor potencial do *FPDS* é em problemas onde os métodos padrões de fluxo de potência falham ou convergem para pontos instáveis, devido ao fato do *FPDS* ser computacionalmente muito robusto (embora o processamento computacional seja bastante lento).

Em 1970, Galloway [17] propôs um modelo dinâmico de segunda ordem para as barras de geração para resolver o problema de fluxo de potência. O ponto fraco dessa abordagem é a possibilidade de ocorrência de uma resposta oscilatória. A implementação também foi prejudicada por utilizar integração com passo fixo.

No *FPDS* cada controle do sistema elétrico de potência é representado por um modelo dinâmico de primeira ordem, ou seja, cada controle do sistema é um modelo de integrador, com uma malha de realimentação. A implementação do *FPDS* utiliza técnicas sofisticadas de

integração numérica a passo variável, ou seja, o *FPDS* vai ajustando o tamanho do passo para cada etapa de integração sem a interferência do usuário, Jardim e outros [19].

No *FPDS* as variáveis do sistema elétrico podem ser divididas em dois tipos: variáveis dependentes (x) e variáveis de controle (y). As variáveis dependentes são o módulo e o ângulo das tensões de barras não controladas do sistema. As variáveis de controle são o módulo e o ângulo das tensões dos geradores, os taps dos transformadores, o ângulo de transformadores defasadores e a admitância dos compensadores estáticos do sistema elétrico.

Na Figura II-10, é apresentado o diagrama em blocos do modelo dinâmico de primeira ordem utilizado para representar os controles do sistema elétrico de potência no *FPDS*, ou seja, a dinâmica sintética para a solução do fluxo de potência.

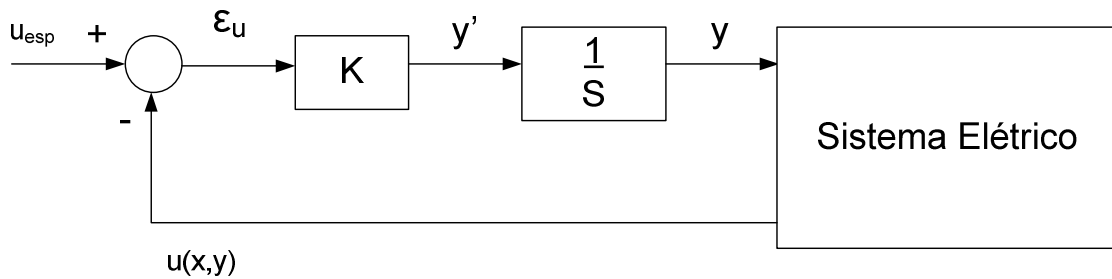


Figura II-10: Diagrama em blocos do modelo dinâmico do *FPDS*

Na Figura II-10, u_{esp} e $u(x,y)$ são, respectivamente, os valores especificado e de realimentação para a função representada pela malha de controle; ϵ_u é o resíduo da malha de controle, ou seja, é o valor especificado menos a realimentação; K é o ganho da malha de controle; y' e y são, respectivamente, a derivada de primeira ordem e o valor da variável associada a essa malha de controle. O valor de y é obtido pelo método de integração "predictor-corrector Backward Differentiation Formulae – BDF", Lambert [20]. É importante ressaltar que o predictor-corrector mencionado aqui não tem nenhuma relação com o método adotado para a solução do fluxo de potência continuado (item II.3). O sistema elétrico da Figura II-10 é representado por uma matriz de admitância de barra (Y_{BUS}) reduzida, onde foram mantidas apenas as barras associadas às variáveis de controle.

A simulação dinâmica no tempo para esse sistema pode ser obtida utilizando um método de integração passo a passo implícito e estável, onde, em um passo de integração n qualquer, a solução é dada pela expressão abaixo:

$$y_n - \beta \cdot h \cdot y'_n - C = 0 \quad (II-12)$$

Onde:

- n - é o passo de integração;
- y_n - é o valor da variável de estado no passo n ;
- β - é um coeficiente constante;
- C - é um termo que incorpora os valores anteriores de y e y' ;
- h - é o tamanho do passo de integração;
- y'_n - é a derivada de primeira ordem da variável de estado no passo n e é dada por $K(u_{esp} - u(x, y))$, como é apresentado na Figura II-10.

A cada passo de integração, a solução do sistema de equações algébricas criado, baseado na equação (II-12) para todas as variáveis de controle, é resolvido pelo método de Newton-Raphson convencional. A partir dessa solução são calculados os novos valores das variáveis dependentes.

A solução do problema de fluxo de potência é obtida quando os resíduos de todas as malhas de controle do sistema elétrico forem menores que a tolerância pré-definida.

II.4.1. A Dinâmica da Potência Ativa para um Gerador no FPDS

No FPDS a variável de controle utilizada no modelo dinâmico da potência ativa para os geradores é o ângulo da tensão terminal do gerador (θ). O diagrama em blocos desse modelo dinâmico é apresentado na Figura II-11.

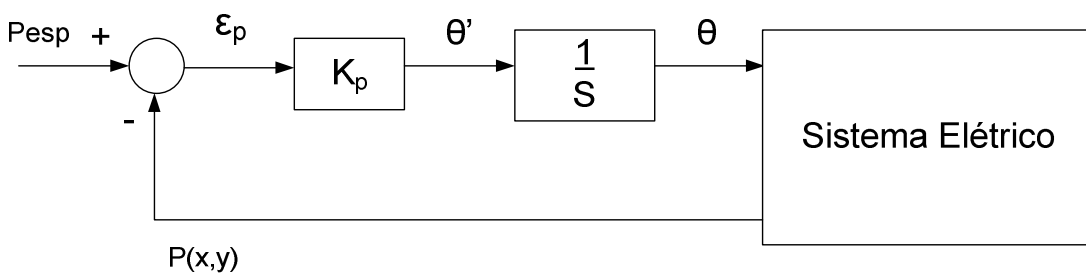


Figura II-11: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para a potência ativa de um gerador

Na Figura II-11, o P_{esp} é a potência ativa na barra de geração; $P(x,y)$ é o somatório da carga conectada na barra de geração com os fluxos de potência ativa que saem da barra de geração; ϵ_p é o resíduo de potência ativa na barra de geração, ou seja, é a potência ativa gerada menos a potência ativa consumida pela carga conectada na barra de geração menos o somatório dos fluxos que saem da barra de geração; K_p é o ganho da malha de controle; θ' e θ são,

respectivamente, a derivada de primeira ordem e o valor do ângulo da tensão da barra terminal do gerador (variável de estado).

A dinâmica sintética da potência ativa para um gerador, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura II-11, pode ser representada pela equação diferencial, Jardim e Stott [18]:

$$\theta' = K_p (P_{esp} - P(x, y)) \quad (II-13)$$

O método de solução para o problema de equações diferenciais acima resulta na equação algébrica abaixo, para cada intervalo de tempo:

$$\theta_n - \beta \cdot h \cdot \theta'_n - C = 0 \quad (II-14)$$

Onde:

- β - é um coeficiente constante;
- C - é um termo que incorpora os valores anteriores de θ e θ' ;
- h - é o tamanho do passo de integração;
- θ' - é dada pela equação (II-13).

Na Figura II-11, no instante inicial (t_0) da análise do processamento do *FPDS*, os valores de potência ativa especificada (P_{esp}) e os valores iniciais de todas as variáveis de controle (y) e dependentes (x) do sistema elétrico são informações fornecidas pelo usuário. O somatório da carga conectada na barra de geração com os fluxos de potência ativa que saem da barra de geração ($P(x,y)$) é calculado a partir desses valores iniciais. O resíduo de potência ativa na barra de geração (ϵ_p) é a potência ativa especificada (P_{esp}) menos o somatório da carga conectada na barra de geração com os fluxos que saem da barra de geração ($P(x,y)$).

Quando ϵ_p é maior que zero, a solução do sistema de equações algébricas faz com que o ângulo da tensão da barra de geração (θ) aumente. Quando ϵ_p é menor que zero, a solução do sistema de equações algébricas faz com que o ângulo da tensão da barra de geração (θ) diminua.

Um aumento do ângulo da tensão da barra de geração (θ), por exemplo, resultará em um aumento dos fluxos que saem da barra, que por sua vez irá provocar uma redução no resíduo de potência ativa na barra (ϵ_p), como é desejado.

Na Figura II-12, é apresentado um exemplo de uma função $f(z)$ onde o resíduo positivo acarreta um aumento no valor da variável de controle semelhante à relação ϵ_p e θ . Eventualmente um valor maior dessa variável pode levar a um resíduo maior. Nesse exemplo, no instante t_0 , a função $f(z_0)$ possui um valor positivo (ϵ_0). Como esse resíduo é positivo, o ângulo da tensão da barra de geração (θ) irá aumentar, o que corresponde à mudança de z_0 para z_1 .

No instante t_1 , a função $f(z_1)$ continua positiva (ϵ_1). Como esse resíduo é positivo, ocorre um novo aumento no ângulo da tensão da barra de geração (θ), o que equivale à mudança de z_1 para z_2 .

O mesmo comportamento observado no instante t_1 repete-se no instante t_2 . Entretanto, como o resíduo ϵ_2 é maior do que ϵ_1 , o aumento do ângulo da tensão da barra de geração (θ) no instante t_2 acaba sendo maior do que o aumento no instante t_1 , o que corresponde à mudança de z_2 para z_3 . Isso faz com que o resíduo que era positivo, no instante t_2 , passe a ser negativo no instante t_3 . Como esse resíduo é negativo, o ângulo da tensão da barra de geração (θ) irá diminuir, o que equivale à mudança de z_3 para z_4 .

A aproximação da solução z_S a partir de z_4 ocorre de maneira assintótica, devido ao fato de os resíduos de potência ativa (ϵ_p) serem cada vez menores, o que implica em mudanças no ângulo da tensão da barra de geração (θ) cada vez menores.

Na Figura II-12, a robustez do FPDS pode ser exemplificada pela transição do ponto z_1 para z_2 . Em um método como o de Newton-Raphson, não seria possível encontrar uma solução, pois qualquer deslocamento a partir de z_1 resultaria em um aumento de $f(z)$, o que caracteriza a inexistência de uma direção que reduza o resíduo de potência ativa (ϵ_p). O FPDS, entretanto, encontra a solução, pois o deslocamento a partir de z_1 ocorre independente do valor de $f(z)$ aumentar.

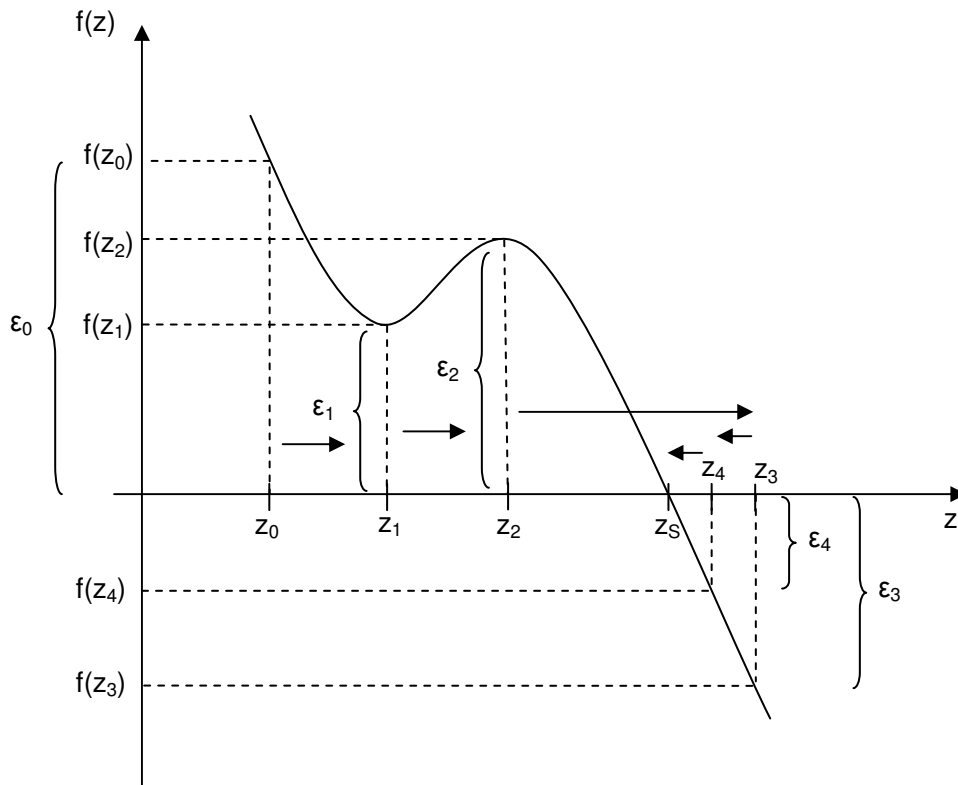


Figura II-12: Função $f(z)$ – equivalente ao resíduo de potência ativa na barra de geração

Na Figura II-13, é apresentado o comportamento da função $f(z)$ para o exemplo anterior ao longo do tempo. Como se pode observar a função $f(z)$ pode assumir valores positivos e negativos e a partir do instante t_4 a aproximação da solução para a função $f(z)$ ocorre de maneira assintótica.

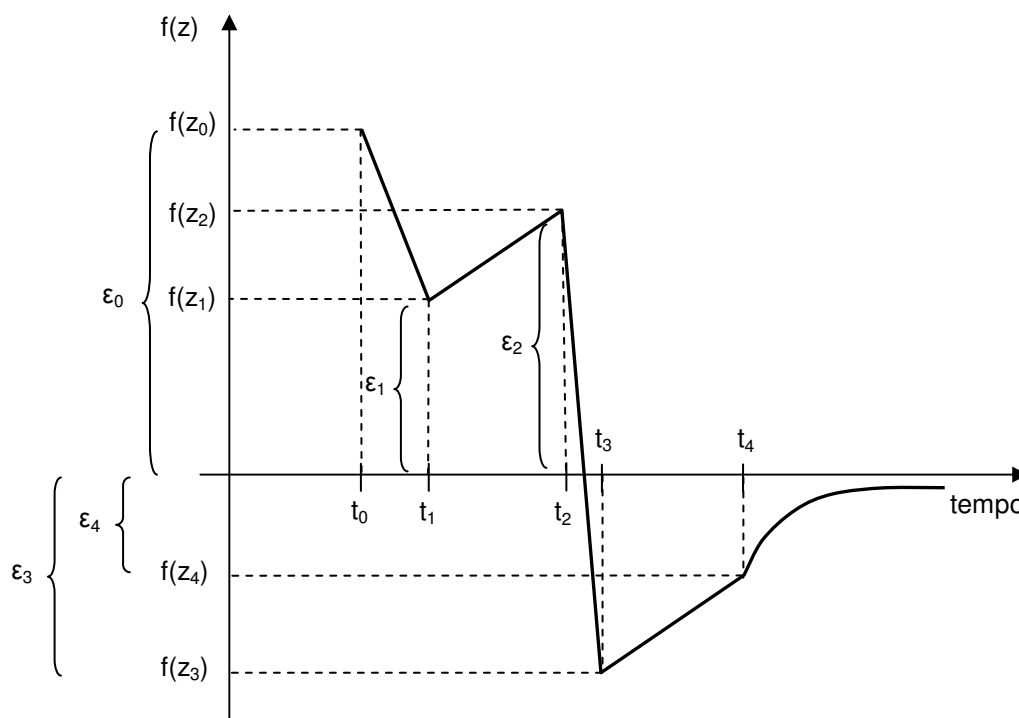


Figura II-13: Função $f(z)$ x tempo

Para os problemas que não têm solução o FPDS apresenta um comportamento cíclico do desbalanço (resíduo). Nesses casos o método é encerrado pelo tempo máximo de processamento.

II.4.2. A Dinâmica da Potência Reativa para um Gerador no FPDS

No *FPDS* a variável de controle utilizada no modelo dinâmico da potência reativa para os geradores é o módulo da tensão da barra controlada pelo gerador (V). O diagrama em blocos desse modelo dinâmico é apresentado na Figura II-14.

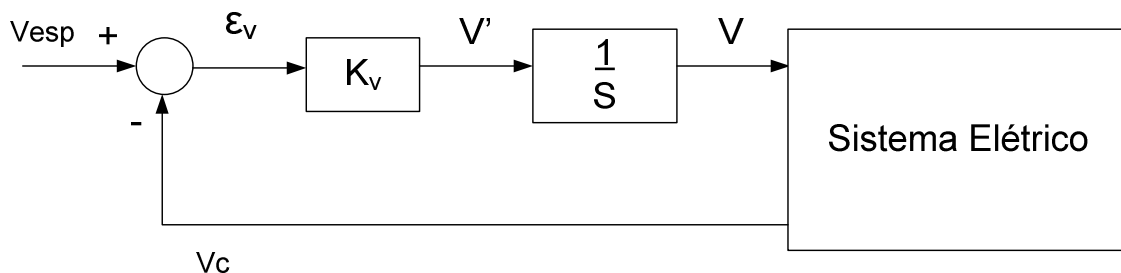


Figura II-14: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para a potência reativa de um gerador

A dinâmica sintética da potência reativa para um gerador, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura II-14, pode ser representada pela equação diferencial, Jardim e Stott [18]:

$$V' = K_v (V_{esp} - V_c) \quad (\text{II-15})$$

O método de solução para o problema de equações diferenciais acima resulta na equação algébrica abaixo, para cada intervalo de tempo:

$$V_n - \beta \cdot h \cdot V'_n - C = 0 \quad (\text{II-16})$$

Quando o gerador está operando no limite de potência reativa, no *FPDS* a variável de controle utilizada no modelo dinâmico da potência reativa para os geradores passa a ser a potência reativa do gerador (*Q*). O diagrama em blocos desse modelo dinâmico é apresentado na Figura II-15.

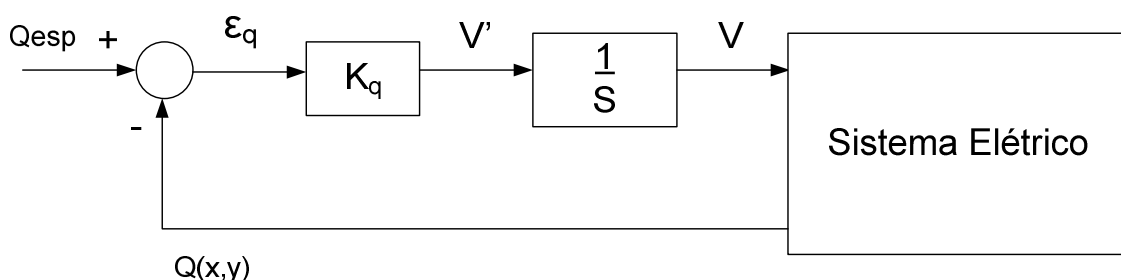


Figura II-15: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para a potência reativa fixa de um gerador

A dinâmica sintética da potência reativa para um gerador operando no limite de potência reativa, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura II-15, pode ser representada pela equação diferencial a seguir, Jardim e Stott [18]:

$$V' = K_q (Q_{esp} - Q(x, y)) \quad (II-17)$$

O método de solução para o problema de equações diferenciais acima resulta na seguinte equação algébrica, para cada intervalo de tempo:

$$V_n - \beta \cdot h \cdot V'_n - C = 0 \quad (II-18)$$

II.4.3. A Dinâmica de um Transformador com Comutação de Tape sob Carga no FPDS

No *FPDS*, a variável de controle utilizada no modelo dinâmico de um transformador com comutação de tape sob carga (OLTC) é o tape do transformador (T). O diagrama em blocos desse modelo dinâmico é apresentado na Figura II-16.

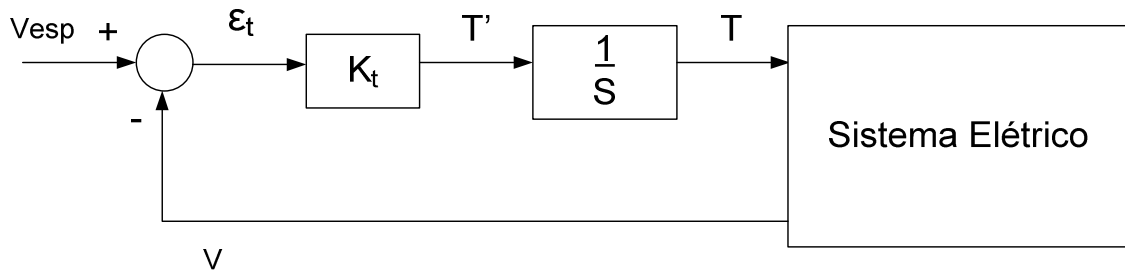


Figura II-16: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para um transformador OLTC

A dinâmica sintética de um transformador com comutação de tape sob carga, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura II-16, pode ser representada pela seguinte equação diferencial, Jardim e Stott [18]:

$$T' = K_t (V_{esp} - V) \quad (II-19)$$

O método de solução para o problema de equações diferenciais acima resulta na equação algébrica abaixo, para cada intervalo de tempo:

$$T_n - \beta \cdot h \cdot T'_n - C = 0 \quad (II-20)$$

II.4.4. A Dinâmica de um Transformador Defasador no FPDS

No *FPDS*, a variável de controle utilizada no modelo dinâmico de um transformador defasador é o ângulo que regula o fluxo de potência ativa através do transformador (Φ). O diagrama em blocos desse modelo dinâmico é apresentado na Figura II-17.

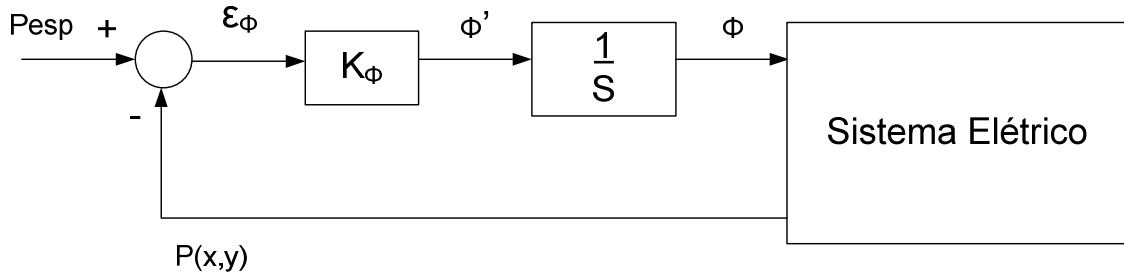


Figura II-17: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para um transformador defasador

A dinâmica sintética de um transformador defasador, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura II-17, pode ser representada pela equação diferencial, Jardim e Stott [18]:

$$\phi' = K_{\phi}(P_{esp} - P(x, y)) \quad (\text{II-21})$$

O método de solução para o problema de equações diferenciais acima resulta na equação algébrica abaixo, para cada intervalo de tempo:

$$\phi_n - \beta \cdot h \cdot \phi'_n - C = 0 \quad (\text{II-22})$$

II.4.5. A Dinâmica de um Compensador Estático no FPDS

No *FPDS*, a variável de controle utilizada no modelo dinâmico de um compensador estático é a admitância do próprio compensador estático (B) utilizada para controlar o módulo da tensão de uma barra. O diagrama em blocos desse modelo dinâmico é apresentado na Figura II-18.

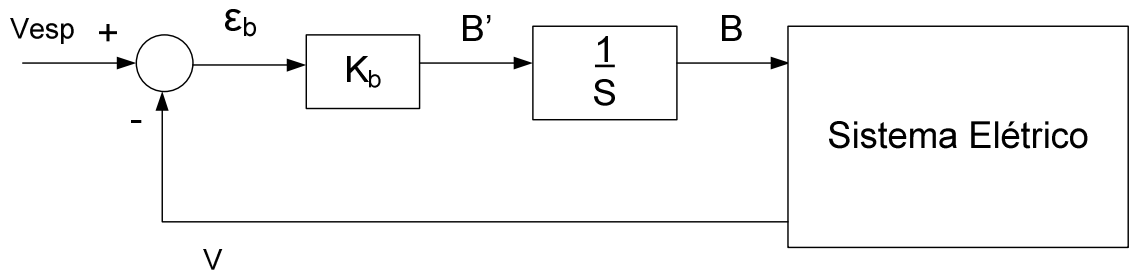


Figura II-18: Diagrama em blocos do modelo dinâmico para um compensador estático

A dinâmica sintética de um compensador estático, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura II-18, pode ser representada pela equação diferencial, Jardim e Stott [18]:

$$B' = K_b (V_{esp} - V) \quad (II-23)$$

O método de solução para o problema de equações diferenciais acima resulta na equação algébrica abaixo, para cada intervalo de tempo:

$$B_n - \beta \cdot h \cdot B'_n - C = 0 \quad (II-24)$$

II.4.6. Implementação das Dinâmicas de Potência Ativa/Reativa para o Gerador no FPDS

Por conveniência, no momento da implementação no programa ORGANON, o gerador é representado por uma tensão atrás de uma reatância muito pequena e as variáveis de controle são a tensão interna do estator (E) e o ângulo do rotor (δ).

Utilizando esse modelo para o gerador, a dinâmica da potência ativa passa a ser representada pela equação diferencial (II-25), que é equivalente à equação (II-13):

$$\delta' = K_p (P_{esp} - P(x, y)) \quad (II-25)$$

Ainda de acordo com esse modelo, a dinâmica da potência reativa passa a ser representada pelas equações (II-26) e (II-27), que são equivalentes às equações (II-15) e (II-17), respectivamente:

$$E' = K_v (V_{esp} - V_c) \quad (\text{II-26})$$

$$E' = K_q (Q_{esp} - Q(x, y)) \quad (\text{II-27})$$

II.4.7. Resultados do Fluxo de Potência por Dinâmica Sintética

O sistema elétrico utilizado no problema de fluxo de potência por dinâmica sintética é o sistema-teste de nove barras, Anderson e Fouad [4].

Para demonstrar a robustez do *FPDS* implementado no ORGANON para problemas de fluxo de potência são utilizados quatro cenários distintos. No primeiro cenário, o sistema-teste de nove barras possui o mesmo ponto de operação inicial utilizado no item II.2.3 de validação do método de Newton-Raphson do ORGANON. No segundo cenário, o sistema-teste possui os dados de carga, geração e módulo das tensões das barras iguais aos do cenário 1, os ângulos das tensões das barras do sistema são inicializadas aleatoriamente com valores iguais a zero e 180°. No terceiro cenário, o sistema-teste possui os mesmos dados de geração e tensões de barra do cenário 1, a carga, entretanto, sofre um aumento de 60% na parte ativa e de 180% na parte reativa em relação aos dados de carga do cenário 1. No quarto cenário, o sistema-teste possui os dados de carga, geração e módulo das tensões das barras iguais aos do cenário 3, os ângulos das tensões das barras do sistema são inicializadas aleatoriamente com valores iguais a zero e 180°.

Os resultados obtidos com o fluxo de potência por dinâmica sintética do ORGANON para os quatro cenários foram comparados, através da funcionalidade utilizada no item II.2.3, com os resultados obtidos com o fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson do programa ANAREDE.

Os arquivos com os dados de entrada do sistema de nove barras para os quatro cenários encontram-se no ANEXO A. Os passos necessários para se obter os resultados do fluxo de potência por dinâmica sintética no ORGANON, apresentados a seguir, estão descritos no ANEXO B.

A Figura II-19 apresenta o ponto de operação inicial do sistema-teste de 9 barras para o **cenário 1**.

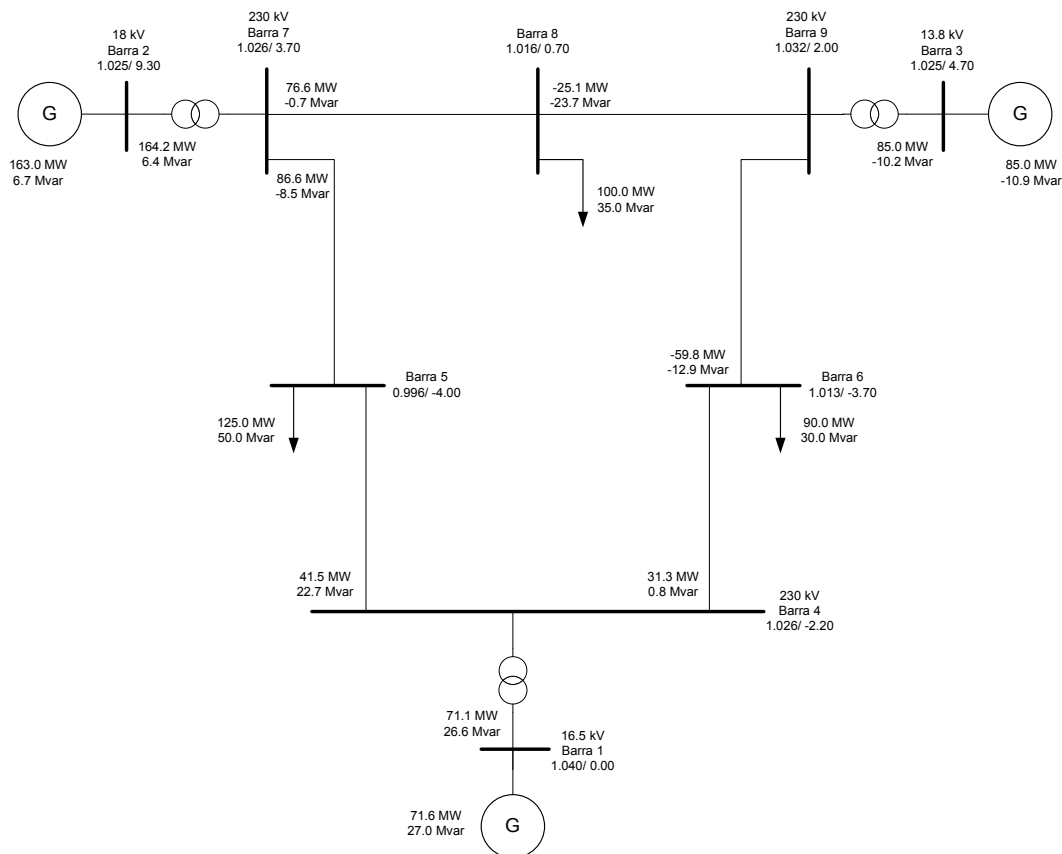


Figura II-19: Ponto de Operação Inicial do Cenário 1 – Sistema-teste de 9 Barras [4]

Na Tabela II-42, os resultados dos módulos e ângulos das tensões de todas as barras do sistema obtidos com o *FPDS* do programa ORGANON são comparados com os resultados calculados com o Newton-Raphson do programa ANAREDE. Como se pode observar não houve diferença entre os valores do módulo da tensão (coluna 14) nos dois programas, e a maior diferença encontrada entre os ângulos da tensão (coluna 15) foi a da barra quatro, que apresentou o erro percentual máximo de 0,73%.

Tabela II-42 – Comparação dos Resultados das Barras no *FPDS* e no Newton-Raphson – Cenário 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Bus	FPDS						Newton-Raphson						V_ Dif (pu)	Ang_ Dif (Deg)
	Prev_ Name	Prev_ Area	Prev_ Zone	Prev_ Type	Prev_ V (pu)	Prev_ Ang (Deg)	Curr_ Name	Curr_ Area	Curr_ Zone	Curr_ Type	Curr_ V(pu)	Curr_ Ang (Deg)		
1	Barra 1	1	1	SW	1,04	0	Barra 1	1	1	SW	1,04	0	0	0
2	Barra 2	2	1	PV	1,025	9,282	Barra 2	2	1	PV	1,025	9,28	0	-0,002
3	Barra 3	3	1	PV	1,025	4,667	Barra 3	3	1	PV	1,025	4,66	0	-0,007
4	Barra 4	1	1	PQ	1,026	-2,216	Barra 4	1	1	PQ	1,026	-2,2	0	0,016
5	Barra 5	1	1	PQ	0,996	-3,988	Barra 5	1	1	PQ	0,996	-4	0	-0,012
6	Barra 6	3	1	PQ	1,013	-3,686	Barra 6	3	1	PQ	1,013	-3,7	0	-0,014
7	Barra 7	2	1	PQ	1,026	3,722	Barra 7	2	1	PQ	1,026	3,72	0	-0,002
8	Barra 8	2	1	PQ	1,016	0,729	Barra 8	2	1	PQ	1,016	0,727	0	-0,002
9	Barra 9	3	1	PQ	1,032	1,969	Barra 9	3	1	PQ	1,032	1,97	0	0,001

Na Tabela II-43, os resultados de potência ativa e reativa nas unidades geradoras do sistema obtidos com o *FPDS* do programa ORGANON são comparados com os resultados calculados com o Newton-Raphson do programa ANAREDE. Como se pode observar não houve diferença entre os valores de potência ativa (coluna 8) e reativa (coluna 9) nos dois programas que fossem superiores à tolerância de 0,0010 MW.

Tabela II-43 – Comparação da Potência Ativa/Reativa dos Geradores no *FPDS* e no Newton-Raphson – Cenário 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Bus/Id	<i>FPDS</i>			Newton-Raphson			Pg_Dif (MW)	Qg_Dif (Mvar)
	Prev_Status	Prev_Pg (MW)	Prev_Qg (Mvar)	Curr_Status	Curr_Pg (MW)	Curr_Qg (Mvar)		
1 / 1	ON	71,6	27	ON	71,6	27,1	0	0
2 / 1	ON	163	6,7	ON	163	6,6	0	0
3 / 1	ON	85	-10,9	ON	85	-10,9	0	0

Na Tabela II-44, os resultados de potência ativa e reativa nas cargas do sistema obtidos com o *FPDS* do programa ORGANON são comparados com os resultados calculados com o método de Newton-Raphson do programa ANAREDE. Como se pode observar as potências ativa e reativa de todas as cargas possuem os mesmos valores nos dois programas.

Tabela II-44 – Comparação da Potência Ativa/Reativa das Cargas no *FPDS* e no Newton-Raphson – Cenário 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Bus/Id	<i>FPDS</i>			Newton-Raphson			Pl_Dif (MW)	Ql_Dif (Mvar)
	Prev_Status	Prev_Pl (MW)	Prev_Ql (Mvar)	Curr_Status	Curr_Pl (MW)	Curr_Ql (Mvar)		
5 / 1	ON	125	50	ON	125	50	0	0
6 / 1	ON	90	30	ON	90	30	0	0
8 / 1	ON	100	35	ON	100	35	0	0

A Figura II-20 apresenta o ponto de operação inicial do sistema-teste de 9 barras para o **cenário 2**. No diagrama unifilar do cenário 2 apresentado na Figura II-20, como se pode observar os ângulos iniciais das tensões das barras do sistema são iguais a zero e 180°. Esses valores iniciais dos ângulos das tensões das barras não representam um obstáculo para o *FPDS*, pois esse método, diferentemente do método convencional de Newton-Raphson, consegue obter uma solução independente do ponto de operação inicial.

Com o ponto de operação inicial apresentado na Figura II-20, o *FPDS* do programa ORGANON obtém a solução apresentada no diagrama unifilar da Figura II-21, que é igual a solução obtida no cenário 1, como era esperado, uma vez que a solução do *FPDS* independe do ponto de operação inicial. Para que o método de Newton-Raphson do programa ANAREDE consiga obter uma solução para o cenário 2 é necessário processar, inicialmente, um fluxo de potência DC para estimar os novos valores iniciais dos ângulos das tensões do sistema.

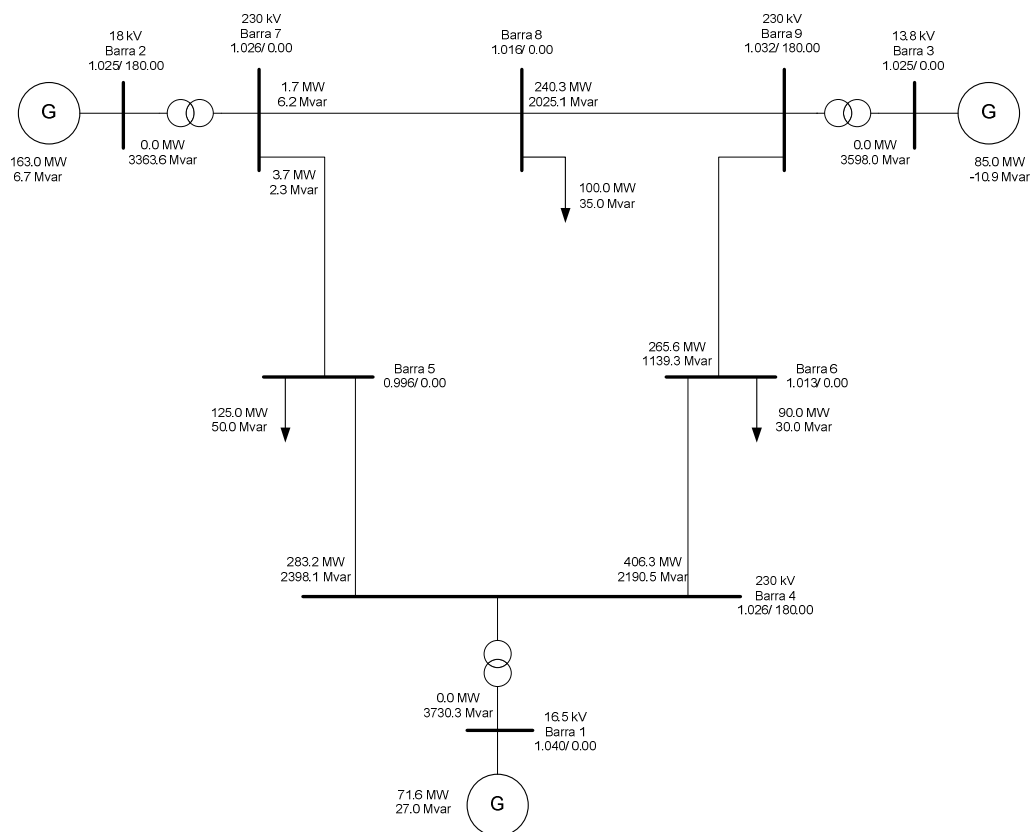


Figura II-20: Ponto de Operação Inicial do Cenário 2 – Sistema-teste de 9 Barras

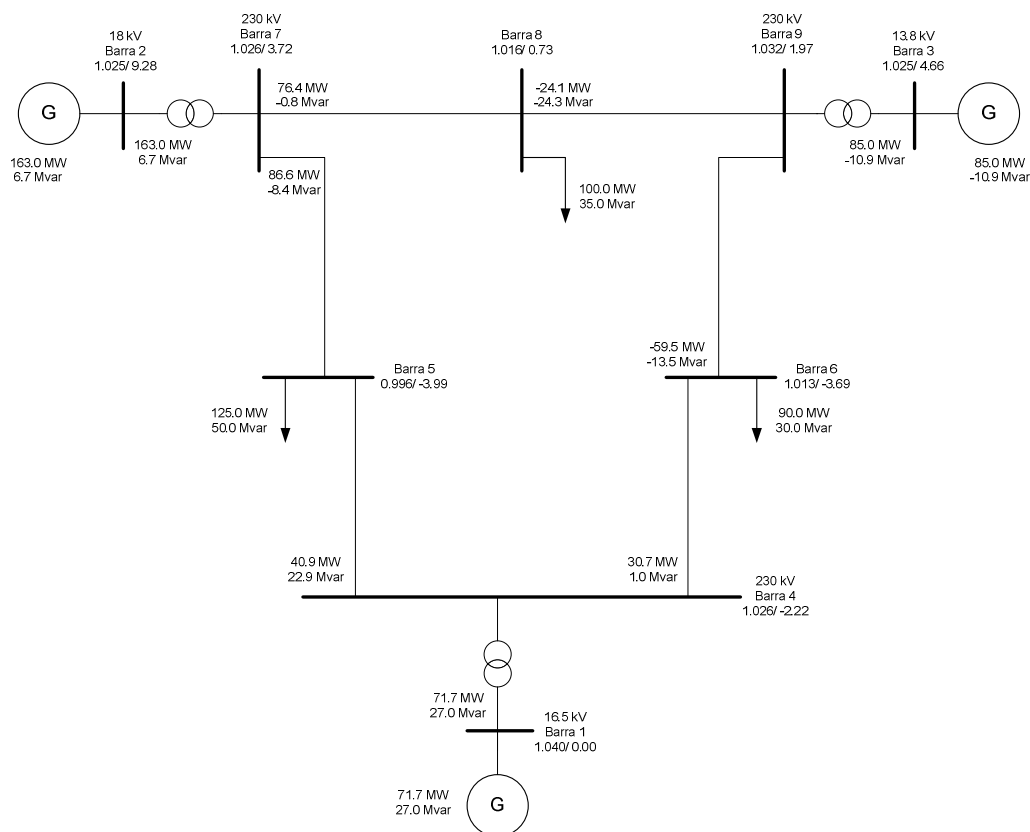


Figura II-21: Solução do *FPDS* para o Cenário 2 – Sistema-teste de 9 Barras

A Figura II-22 apresenta o ponto de operação inicial do sistema-teste de 9 barras para o **cenário 3**.

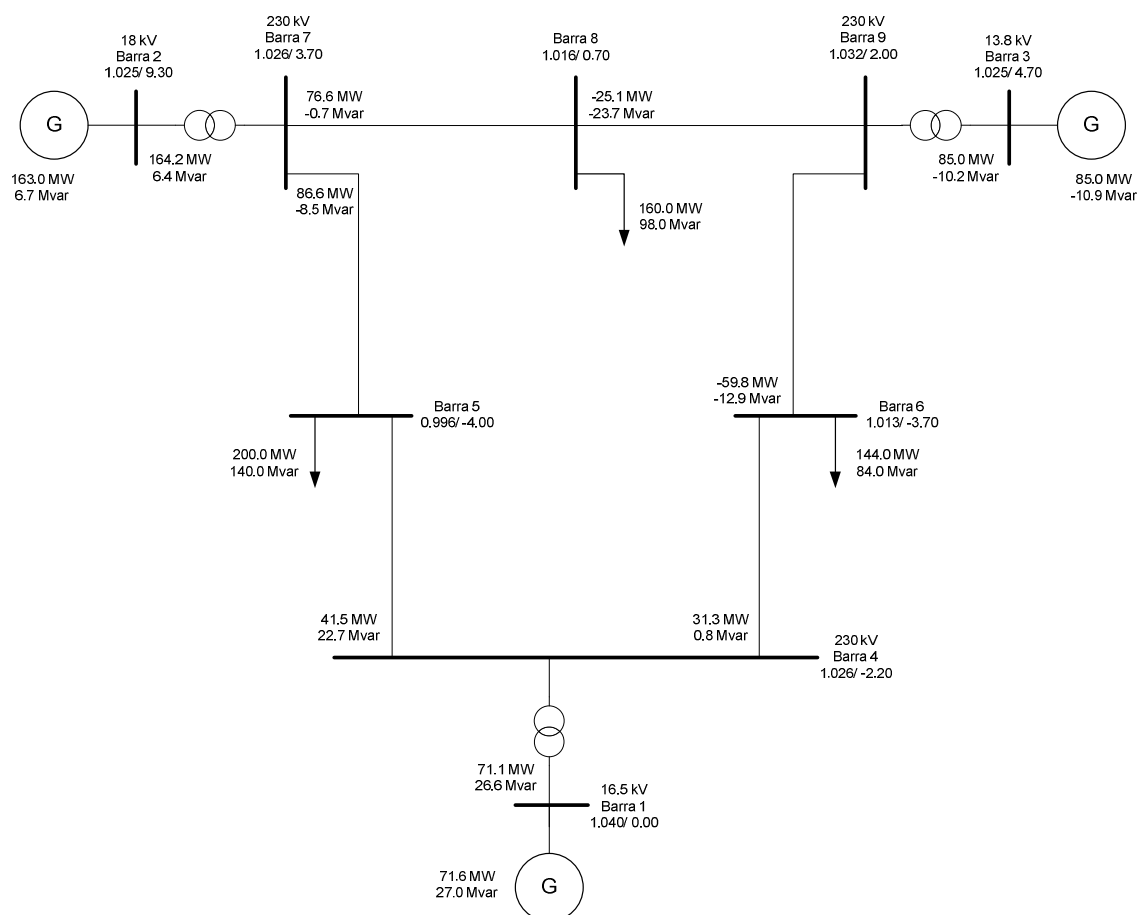


Figura II-22: Ponto de Operação Inicial do Cenário 3 – Sistema-teste de 9 Barras

Para o carregamento apresentado no cenário 3 da Figura II-22, o *FPDS* do programa ORGANON obtém a solução apresentada no diagrama unifilar da Figura II-23.

No método *FPDS*, quando a tensão de alguma barra de carga fica abaixo de 0,7 pu, a modelagem da carga dessa barra é alterada para impedância constante. Como se pode observar nessa solução, a swing está operando acima da sua capacidade. Isso indica que o sistema está operando em um ponto de elevado carregamento e os geradores, as únicas fontes de reativo do sistema, estão operando no limite de potência reativa e quando um gerador está saturado, ele perde a capacidade de controlar a tensão. O método de Newton-Raphson do programa ANAREDE consegue obter uma solução para esse carregamento do sistema-teste desde que o usuário informe ao programa que a modelagem da carga de um barra do sistema deve ser alterada para impedância constante quando a tensão nessa barra for inferior a 0,7 pu e que a swing não possui limites de potência reativa.

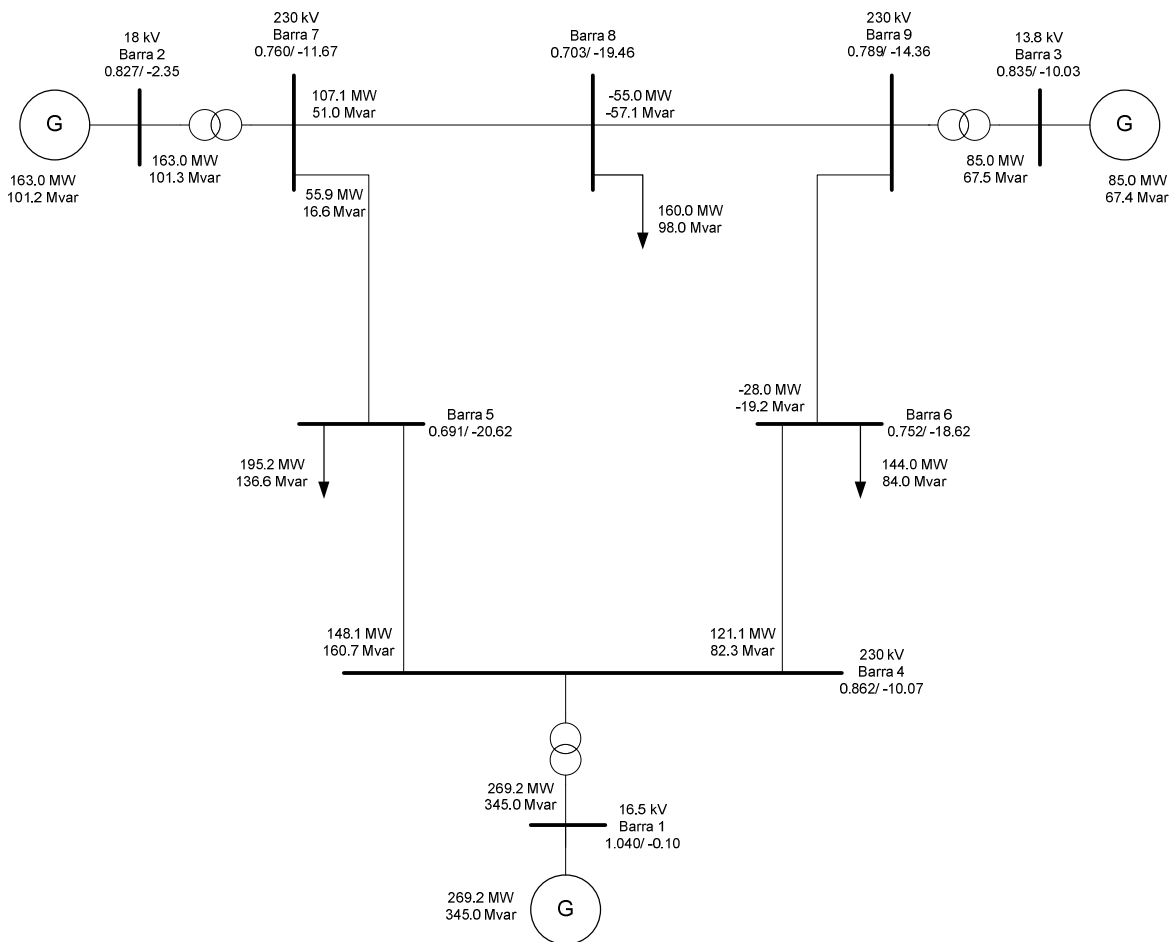


Figura II-23: Solução do *FPDS* para o Cenário 3 – Sistema-teste de 9 Barras

A Figura II-24 apresenta o ponto de operação inicial do sistema-teste de 9 barras para o **cenário 4**.

No diagrama unifilar do cenário 4 apresentado na Figura II-24, como se pode observar os ângulos iniciais das tensões das barras do sistema são iguais a zero e 180° e o carregamento é igual ao apresentado no cenário 3.

Com o ponto de operação inicial apresentado na Figura II-24, o *FPDS* do programa ORGANON obtém a solução apresentada no diagrama unifilar da Figura II-25, que é igual a solução obtida no cenário 3, como era esperado, uma vez que a solução do *FPDS* independe do ponto de operação inicial. Para que o método de Newton-Raphson do programa ANAREDE consiga obter uma solução para o cenário 4 é necessário processar, inicialmente, um fluxo de potência DC para estimar os novos valores iniciais dos ângulos das tensões do sistema.

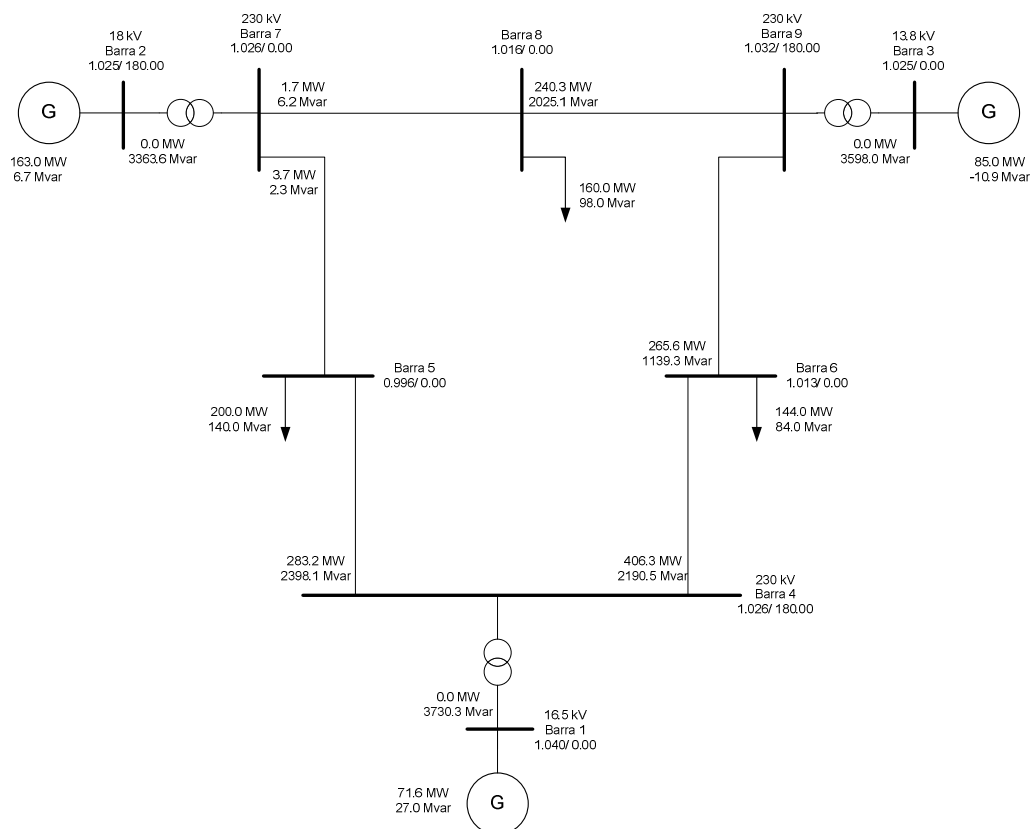


Figura II-24: Ponto de Operação Inicial do Cenário 4 – Sistema-teste de 9 Barras

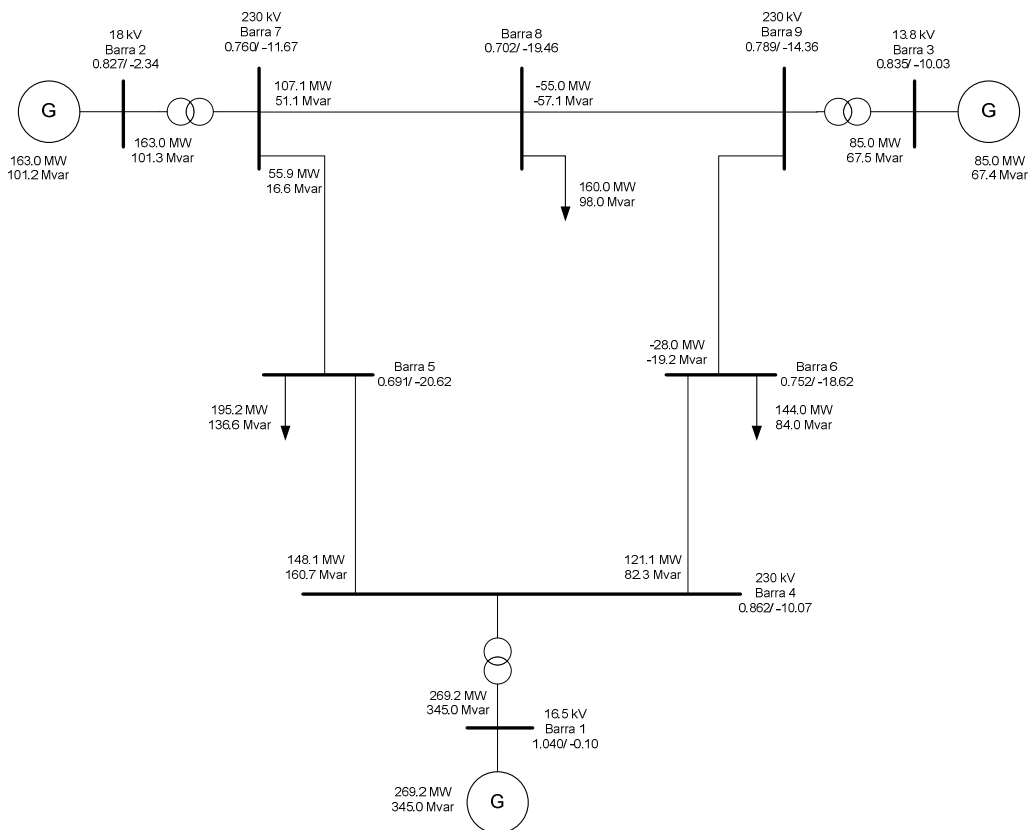


Figura II-25: Solução do *FPDS* para o Cenário 4 – Sistema-teste de 9 Barras

Os resultados obtidos das análises dos quatro cenários construídos comprovam a robustez do método *FPDS*.

II.5. Sumário

Este capítulo apresentou as formulações conceituais, exemplos e interpretações dos resultados obtidos com as funcionalidades existentes para análise estática no ORGANON: **(i)** *Análise de fluxo de potência, de sensibilidade e análise automática de contingências via método de Newton-Raphson completo*; **(ii)** *Análise de fluxo de potência continuado*; **(iii)** *Análise de fluxo de potência por dinâmica sintética (FPDS)*.

Todas as análises estáticas foram realizadas com o sistema-teste de nove barras de Anderson e Fouad [4]. Os dados da topologia desse sistema-teste encontram-se no ANEXO A.

* * *

Análise Dinâmica

III.1. Introdução

Este capítulo apresenta a análise dinâmica de redes elétricas disponível no aplicativo ORGANON. As formulações utilizadas no programa para esse tipo de análise são brevemente descritas.

Para realizar as análises dinâmicas disponíveis no ORGANON foi utilizado o sistema-teste de nove barras de Anderson e Fouad [4]. Os dados da topologia e dos modelos dinâmicos do gerador, regulador de tensão, sinal adicional estabilizador (conhecido por PSS – Power System Stabilizer), limitador de subexcitação, limitador de sobreexcitação e regulador de velocidade encontram-se no ANEXO A.

O capítulo compreende as seguintes seções: a seção III.2 apresenta a formulação conceitual da análise dinâmica; a seção III.3 explora, com a ajuda de um exemplo, a formulação conceitual de funções de energia; na seção III.4, é introduzida a formulação conceitual da análise de Prony; na seção III.5, são apresentados os resultados obtidos com as funcionalidades disponíveis no ORGANON para análise dinâmica. Finalmente, a seção III.6 encerra o capítulo com um breve sumário.

III.2. Análise Dinâmica

A análise dinâmica, através de técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo ou da frequência, permite uma reprodução mais fiel do comportamento dinâmico do sistema elétrico quando submetido a perturbações.

Na análise dinâmica do ORGANON, todos os componentes do sistema são modelados com um nível de detalhe adequado de forma a serem utilizados em simulações de curta, média e longa duração. O diferencial dessa ferramenta é a utilização de passo e ordem de integração variáveis. Durante um período em que a trajetória do sistema exibe variações rápidas (oscilações de alta frequência), por exemplo, o método utiliza passos de integração menores. À medida que as variações nas grandezas do sistema se tornam mais suaves, o método permite o aumento do passo de integração, Jardim [21].

A análise dinâmica com integração de passo e ordem variáveis implica em simulações mais rápidas e precisas e maior robustez da análise.

Na simulação dinâmica do ORGANON, o modelo do sistema elétrico é descrito pelo conjunto de equações algébrico-diferenciais abaixo:

$$\dot{y} = f(y, x, t) \quad (\text{III-1})$$

$$0 = g(y, x, t) \quad (\text{III-2})$$

Onde:

- y - é o vetor das variáveis de estado associadas aos modelos dinâmicos dos elementos de controle da rede (máquinas síncronas, reguladores de tensão, reguladores de velocidade, compensadores estáticos, transformadores OLTC, etc.);
- x - é o vetor de variáveis de estado da rede elétrica (módulo e ângulo das tensões das barras não controladas do sistema);
- t - é o tempo.

O ORGANON utiliza um método de integração "predictor-corrector", resultante da combinação dos métodos "Linear Multistep - LM" do tipo "Adams-Bashforth-Moulton - ABM" e "Backward Differentiation Formulae – BDF", conforme indicam Jardim [21], Burden e Faires [22], Stott [23] e Astic, Bihain e Jerosolimski [24], para resolver o conjunto de equações algébrico-diferenciais acima. Ressalta-se que o "predictor-corrector" mencionado aqui não tem

nenhuma relação com o método adotado para a solução do fluxo de potência continuado (item II.3).

A aplicação desse método de integração ao conjunto de equações algébrico-diferenciais resulta em um sistema de equações algébricas que, para cada intervalo de tempo, pode ser representado por:

$$0 = y_n - \beta_n h f(y_n, x_n) - C \quad (\text{III-3})$$

$$0 = g(y_n, x_n) \quad (\text{III-4})$$

Onde:

y_n - é o vetor das variáveis de estado associadas aos controles;

x_n - é o vetor de variáveis de estado;

β_n - é um parâmetro do método de integração. (Esse valor não é definido pelo usuário e seu cálculo não é trivial. Maiores detalhes a respeito desse parâmetro podem ser obtidos na referência Jardim [3]);

h - é o tamanho do passo de integração;

C - é a soma ponderada dos termos y e y' anteriores a partir de t_{n-1} , Jardim [21].

A cada passo de integração, a solução do sistema de equações algébricas criado é obtida pelo método de Newton-Raphson convencional.

O ORGANON utiliza a função de energia para detectar rapidamente casos instáveis, bem como identificar quais máquinas do sistema perderam a estabilidade ou estão no limiar da instabilidade.

Outra funcionalidade do programa é a análise de Prony, que detecta modos de oscilação pouco amortecidos nos resultados da simulação dinâmica.

III.3. Funções de Energia

O programa ORGANON usa funções de energia para o cálculo das margens de energia e estabilidade do sistema, Jardim e outros [25].

A instabilidade do sistema é determinada pelo produto interno f comumente denominado "Dot Product", Jardim [26]:

$$f = Pac^T \cdot \Delta\delta \quad (\text{III-5})$$

Onde:

Pac - é o vetor de potência acelerante das máquinas;

$\Delta\delta$ - é o vetor de desvio angular do rotor das máquinas em relação ao centro de inércia.

Essas duas grandezas estão referidas ao Centro de Inércia do Sistema (Center of Inertia – COI).

Para analisar a estabilidade de um sistema multimáquinas todas as máquinas síncronas do sistema são representadas através de uma máquina equivalente (Single Machine Equivalent – SIME). Essa máquina equivalente será a referência para todas as máquinas do sistema.

A análise do comportamento dinâmico de cada máquina contra o centro de inércia detecta se a máquina perdeu o sincronismo. Essa análise de estabilidade de cada máquina síncrona é realizada utilizando o critério de áreas iguais.

As margens de estabilidade individuais e agrupadas são calculadas por meio de funções de energia individualizadas por máquina síncrona. A energia potencial e a energia cinética de cada máquina são calculadas, respectivamente, pelas equações (III-6) e (III-7), conforme Jardim [26]:

$$Vpe_i = \int Pac_i d\delta \quad (III-6)$$

$$Vke_i = \frac{1}{2} M_i \omega_i^2 \quad (III-7)$$

Onde:

Pac_i - é o vetor de potência acelerante da máquina i;

$\Delta\delta$ - é o vetor de desvio angular com relação ao centro de inércia;

M_i - é a inércia da máquina i;

ω_i - é a velocidade angular da máquina i.

Durante a simulação, são calculadas as energias potencial e cinética de cada máquina. Se uma ou mais máquinas perdem o sincronismo, a energia cinética das mesmas, adquirida durante o defeito, não pode ser convertida em energia potencial e o valor excedente corresponde à margem de energia negativa na forma de energia cinética. Se o sistema é estável, calcula-se uma estimativa da energia necessária para a máquina perder o sincronismo. Esse valor corresponde a uma margem positiva de energia. O valor da margem é utilizado como insumo básico para o cálculo de limites de geração individuais ou em grupo.

Desta forma, é possível determinar com precisão a instabilidade, as unidades que perderam o sincronismo, e as margens de geração das mesmas.

A Figura III-1 apresenta um gerador conectado a uma máquina equivalente. A ocorrência de um curto-circuito trifásico sólido em um dos terminais de uma linha de circuito duplo (ponto P), seguido da abertura dos disjuntores dessa linha, acarreta uma variação entre os conjugados mecânico e elétrico, fazendo com que o gerador acelere, Dahl [27].

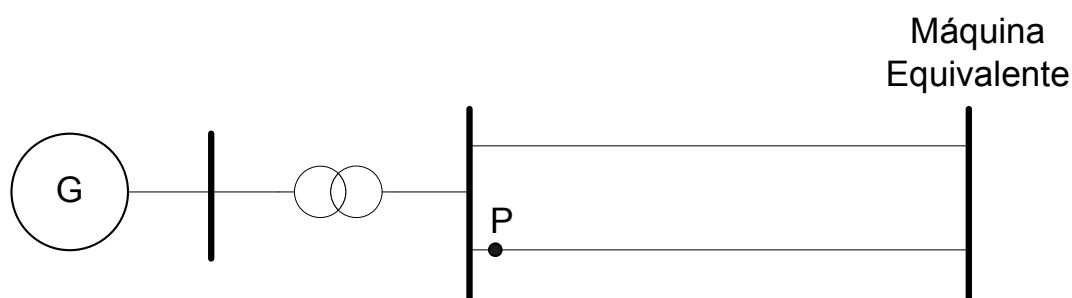


Figura III-1: Diagrama Unifilar de uma Máquina Conectada a uma Máquina Equivalente

A Figura III-2 apresenta o comportamento do ângulo do rotor do gerador em função da potência acelerante (P_{ac}) na situação onde o gerador não perde o sincronismo após a retirada do defeito.

A potência acelerante é igual a potência mecânica (P_m) menos a potência elétrica de saída do gerador (P).

Antes do defeito, o ângulo do rotor do gerador é igual a δ_0 e a potência transmitida através das duas linhas igual à potência no ponto a da Figura III-2. Durante o defeito (trecho b-c), a potência elétrica de saída do gerador é zero, havendo, portanto, uma diferença entre a potência mecânica (P_m) e a potência elétrica de saída do gerador (P). Essa diferença é armazenada no rotor do gerador sob a forma de energia cinética, fazendo com que o gerador acelere. Quando o defeito é isolado (ponto c), o ângulo do rotor é igual a δ_1 e a potência transmitida pela linha remanescente é indicada pela curva inferior (ponto d). Após a retirada do defeito, o gerador tende a transformar a energia cinética armazenada em energia potencial (trecho d-e). Se a área A2 for igual a área A1, o sistema não perde a estabilidade.

Como nesse caso o ângulo do rotor δ_1 é inferior a δ_{CCT} , que é associado a tempo crítico de retirada do defeito ("critical clearing time - CCT"), a área A2 é igual a área A1. Portanto, o sistema continua estável após o isolamento do defeito e a potência transmitida pela linha remanescente é igual à potência no ponto f.

Na Figura III-2, a margem positiva representa quanto de energia seria necessário para a máquina perder o sincronismo.

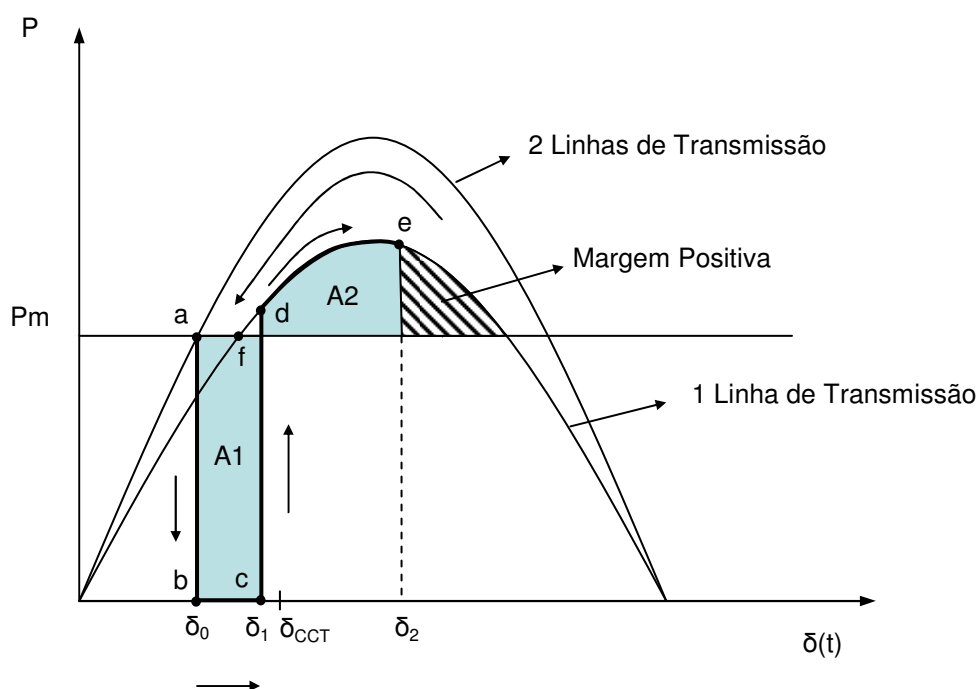


Figura III-2: Característica $P \times \delta$ de uma máquina contra uma máquina equivalente – Sistema Estável

A Figura III-3 apresenta o comportamento do ângulo do rotor do gerador em função da potência acelerante (P_{ac}) na situação onde o gerador perde o sincronismo após a retirada do defeito.

O mesmo comportamento observado na Figura III-2 repete-se na Figura III-3. Entretanto, como o ângulo do rotor δ_1 é superior a δ_{CCT} , a área A2 é menor que a área A1. Essa diferença entre as áreas A1 e A2, indica que o gerador perdeu o sincronismo.

Portanto, o sistema é instável após a retirada do defeito, pois não foi possível transformar a energia cinética armazenada em energia potencial.

Na Figura III-3, a energia negativa representa quanto de energia cinética adquirida durante o defeito não pode ser convertida em energia potencial.

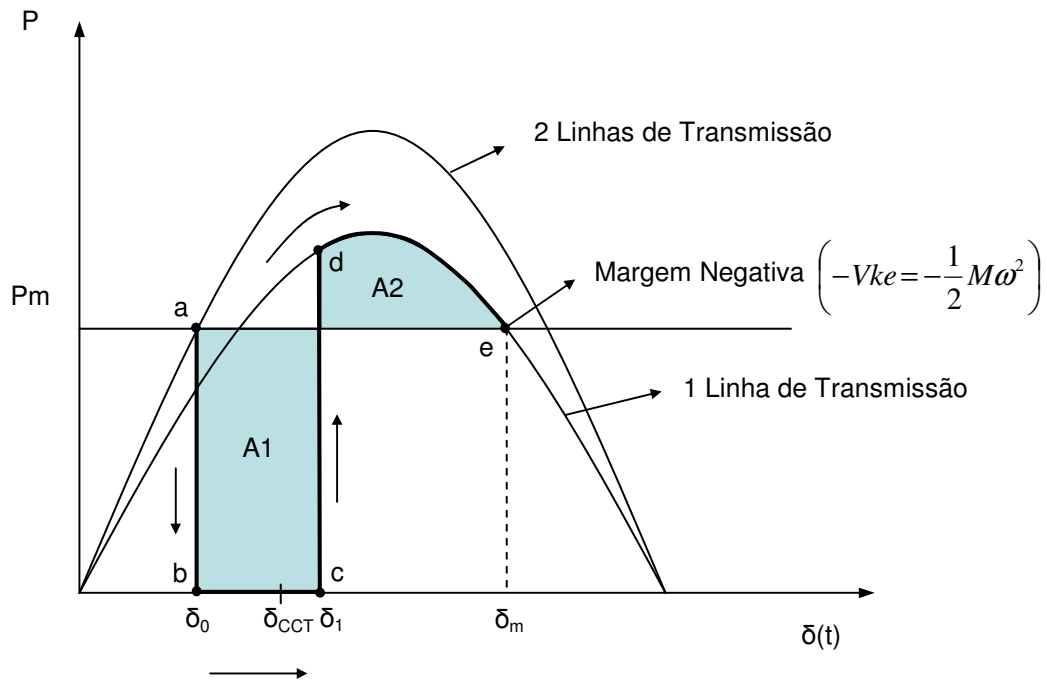


Figura III-3: Característica P x δ de uma máquina contra uma máquina equivalente – Sistema Instável

III.4. Análise de Prony

A verificação do amortecimento das oscilações é implementada pela representação das variações angulares dos geradores ($\Delta\delta$) por meio da decomposição modal de Prony, Jardim e outros [25], Hauer [28] e Trudnowski, Johnson e Hauer [32].

Pelo método modal de Prony a resposta do ângulo do rotor de cada gerador (δ), resultante da simulação dinâmica, é decomposta em um somatório de senóides amortecidas.

$$\delta(t) = \sum_{i=1}^p |A_i| e^{-\sigma_i t} \sin(\omega_i t + \phi_i) \quad (\text{III-8})$$

Onde:

A_i - é a amplitude da componente i;

σ_i - é o coeficiente de amortecimento da componente i;

ω_i - é a frequência de oscilação da componente i;

ϕ_i - é a defasagem da componente i.

Em um sistema elétrico de potência não é esperado que haja mais de três componentes significativas nessa decomposição. Essas componentes estariam relacionadas aos modos de oscilação local, intra-área e inter-área.

A Figura III-4 mostra, por exemplo, a resposta do ângulo do rotor de uma máquina para um aumento de geração. Como se pode observar é difícil identificar o grau de amortecimento dessa resposta. A análise de Prony propicia a decomposição dessa resposta em um somatório de senóides amortecidas.

A Figura III-4 apresenta uma senóide amortecida, a qual é composta por uma senóide pura e uma envoltória de amortecimento.

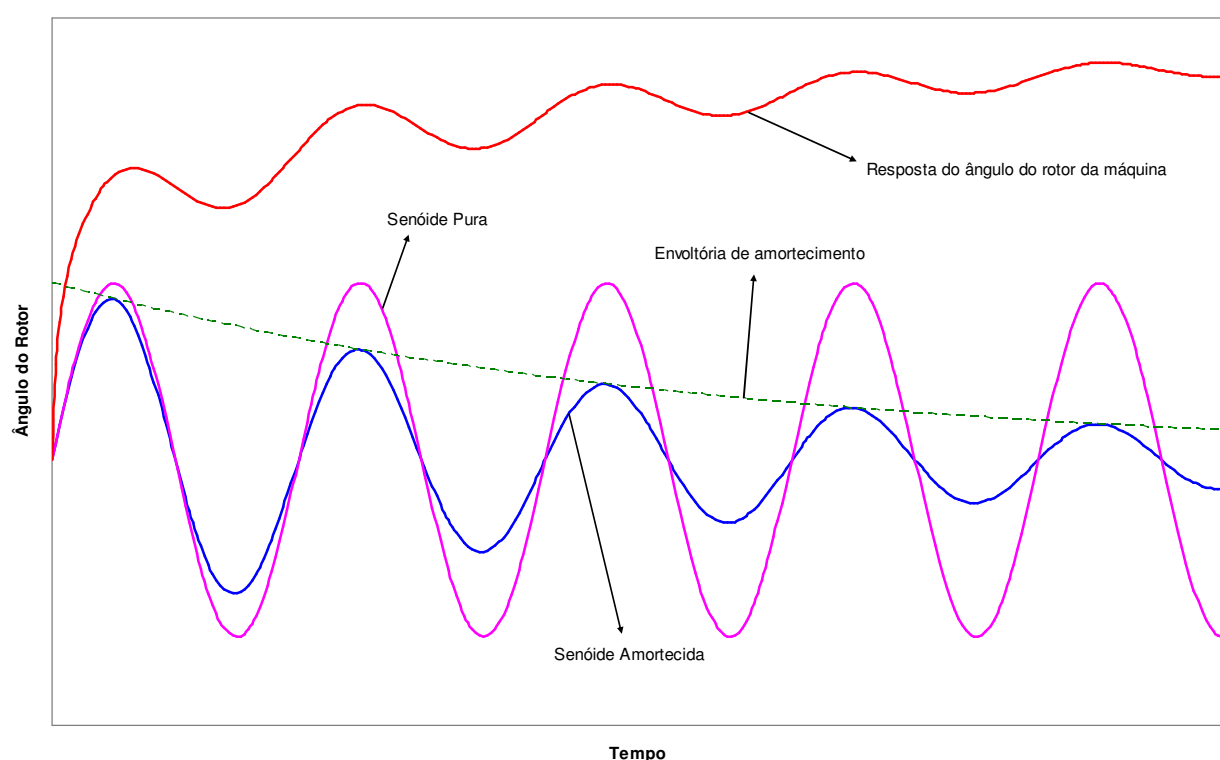


Figura III-4: Característica da Análise de Prony

Maiores detalhes a respeito da análise de Prony podem ser obtidos nas referências Jardim e outros [25], de Prony [28], Hildebrand [29], Marple [30], Hauer [31], Trudnowski, Johnson e Hauer [32], Singh [33], Holt e Robyn Antill [34] e Khan e outros [35].

III.5. Resultados das Análises Dinâmicas

A Figura III-5 apresenta o ponto de operação inicial do sistema de 9 barras para as análises dinâmicas. Nesse sistema existem dois tipos usinas, uma hidroelétrica que é aquela

conectada à barra 1 (Usina 1) e duas térmicas que são as outras conectadas às barras 2 (Usina 2) e 3 (Usina 3).

Os tipos de análise dinâmica disponíveis no ORGANON são:

- *Testes de Degrau no Gerador Síncrono;*
- *Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo;*
- *Análise Dinâmica de Contingências.*

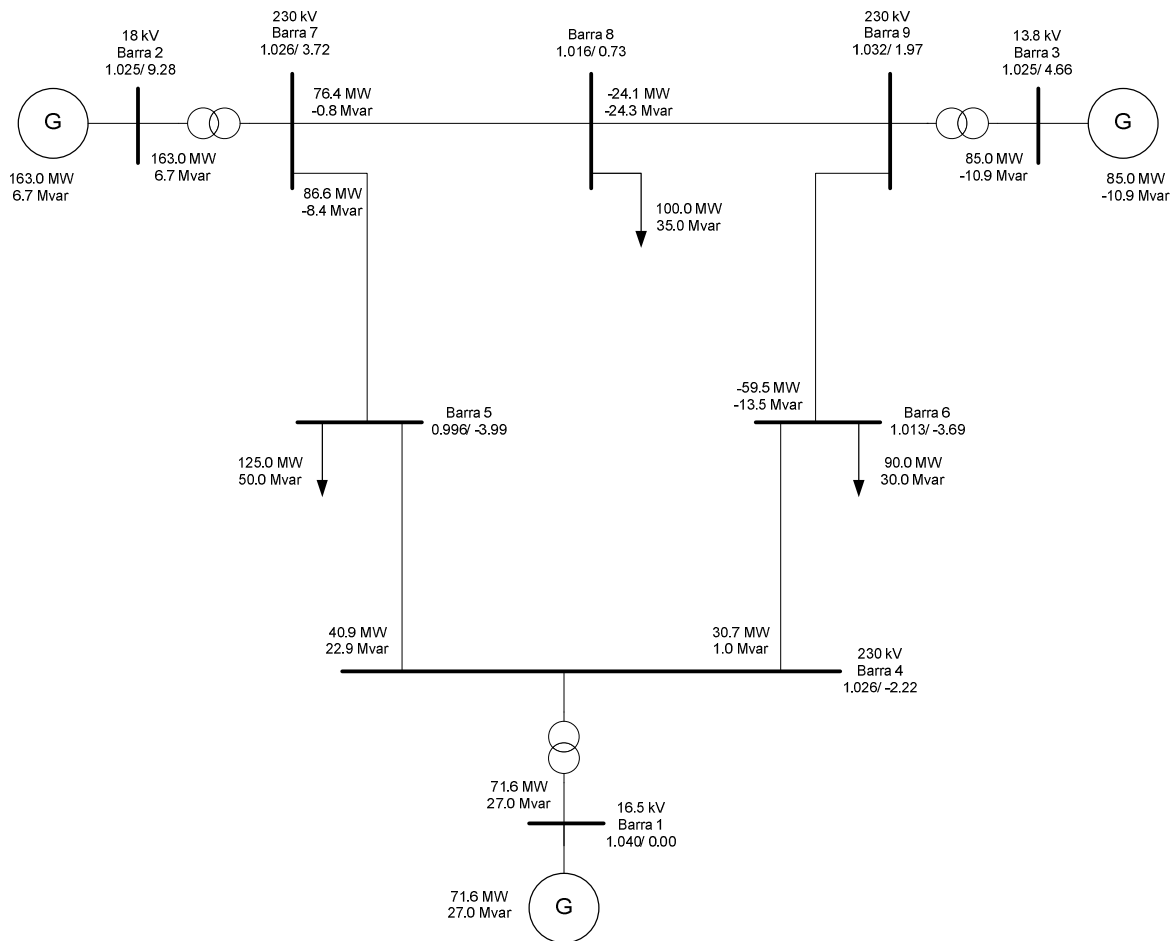


Figura III-5: Ponto de Operação Inicial do Sistema de 9 Barras para as Análises Dinâmicas

III.5.1. Dados Dinâmicos do Sistema

Para realizar uma análise dinâmica todos os equipamentos do sistema devem ser representados por modelos que reproduzam o comportamento dinâmico observado em campo. No ORGANON, para modelar os equipamentos do sistema, o usuário deve utilizar o conjunto de modelos de gerador, de regulador de tensão, do sinal adicional estabilizador (PSS), de limitador de sobre-excitação, de sub-excitação e de regulador de velocidade disponíveis no programa. Os

modelos de sistemas de excitação disponíveis no ORGANON são modelos padronizados pelo IEEE Standard 421 Revisões [36].

Os dados dinâmicos são fornecidos ao ORGANON através de um arquivo texto, cujo preenchimento deve ser feito de acordo com as instruções da referência Jardim [2].

Esse arquivo com os dados dinâmicos do sistema de nove barras utilizado para realizar as análises dinâmicas encontram-se no ANEXO A. Os passos necessários para obter o relatório dos dados dinâmicos do sistema-teste no ORGANON estão descritos no ANEXO B.

A Tabela III-1 apresenta os dados dinâmicos do sistema-teste. As colunas, da esquerda para direita, mostram: **(1)** o número e **(2)** o nome da barra onde a usina está conectada; **(3)** o número do grupo gerador das unidades da usina; **(4)** o número da área; **(5)** o número da zona; **(6)** o número do proprietário da barra na qual a usina está conectada; **(7)** o número de unidades ligadas na usina; e **(8)** o número máximo de unidades na usina. Nas colunas de nove a dezoito são apresentados, para cada unidade da usina: **(9)** o número do modelo de gerador; **(10)** o número do modelo de regulador de tensão; **(11)** o valor de resistência do transdutor em pu; **(12)** o valor de reatância do transdutor em pu; **(13)** o valor da constante de tempo do transdutor em s; **(14)** o número da barra controlada; **(15)** o número do modelo do PSS; **(16)** o número do modelo do limitador de sobreexcitação; **(17)** o número do modelo do limitador de subexcitação; e **(18)** o número do modelo do regulador de velocidade.

O transdutor representa primariamente a medição e filtragem da tensão terminal, que é a grandeza controlada pelo regulador de tensão. A filtragem é de primeira ordem (constante de tempo apresentada na coluna 13 da Tabela III-1). O modelo do transdutor também pode representar a compensação de potência reativa. Neste caso, a medição de corrente terminal é multiplicada pelo valor de impedância que se deseja compensar (resistência e reatância apresentadas nas colunas 11 e 12 da Tabela III-1). O resultado é então adicionado à medição de tensão.

O diagrama em blocos de cada um desses modelos dinâmicos utilizados podem ser vistos no ANEXO A.

Tabela III-1 – Dados Dinâmicos do Sistema-Teste de 9 Barras

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Bus	Bus Name	Group	Area	Zone	Owner	#Units ON	Max. #Units	SGen	AVR	Rc	Xc	Tr	Bc	PSS	OEL	UEL	GOV
1	Barra 1	10	1	1	1	1	1	SGEN4	AVR03	0	-0,05	0	1	--	OEL02	--	GOV03
2	Barra 2	10	2	1	1	1	1	SGEN5	AVR26	0	0	0	2	PSS06	OEL02	--	GOV11
3	Barra 3	10	3	1	1	1	1	SGEN5	AVR26	0	0	0	3	PSS06	OEL02	--	GOV11

III.5.2. Testes de Degrau no Gerador Síncrono

No ORGANON os “testes de degraú” são realizados através de um processo automático, no qual um degraú é aplicado a cada gerador do sistema elétrico. Os passos necessários para realizar os testes de degraú no sistema-teste no ORGANON estão descritos no ANEXO B.

A seguir, são apresentados todos os tipos de teste de degraú disponíveis no ORGANON:

III.5.2.1. Teste de Degrau no Regulador de Tensão em Vazio

Para analisar o desempenho do regulador de tensão é aplicado um degraú de 5% na referência de tensão (V_{ref}) com o gerador em vazio. A Figura III-6, Figura III-7 e Figura III-8 mostram, respectivamente, como a tensão terminal dos geradores das usinas 1, 2 e 3 variam em função desse degraú de 5%. Como se pode observar como o sinal de referência aumenta, o regulador de tensão eleva a tensão terminal (V_t) do gerador, como era esperado.

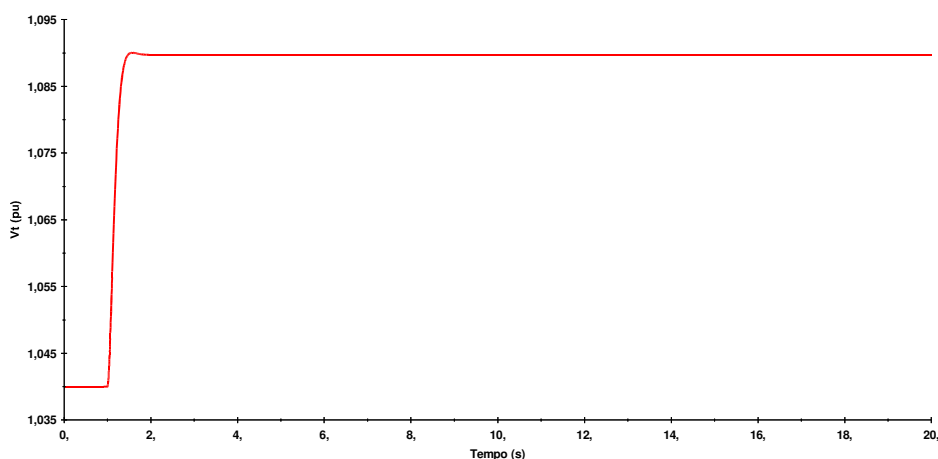


Figura III-6: Tensão Terminal do Gerador em Vazio da Usina 1

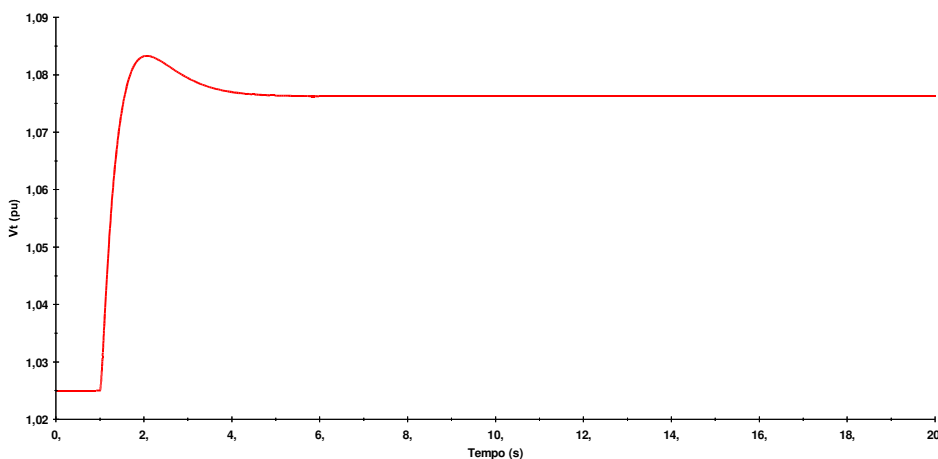


Figura III-7: Tensão Terminal do Gerador em Vazio da Usina 2

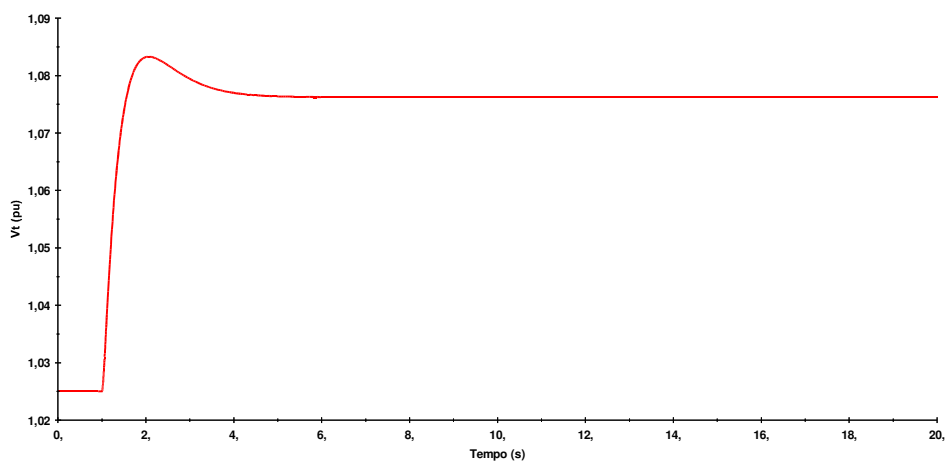


Figura III-8: Tensão Terminal do Gerador em Vazio da Usina 3

A Figura III-9, Figura III-10 e Figura III-11 mostram, respectivamente, como a tensão de campo dos geradores (E_{fd}) das usinas 1, 2 e 3 variam com a aplicação de um degrau de 5% na referência do regulador de tensão com o gerador em vazio. Como se pode observar a tensão de campo dos geradores das usinas 1, 2 e 3 não atingiram os valores de teto, que são, respectivamente, 4,0 pu, 8,38 pu e 8,38 pu. Essa tensão só deve ser atingida em caso de grande perturbação, por exemplo, em curto-circuito. *Essa análise deve ser feita para verificar se o ganho transitório do regulador de tensão está bem ajustado.*

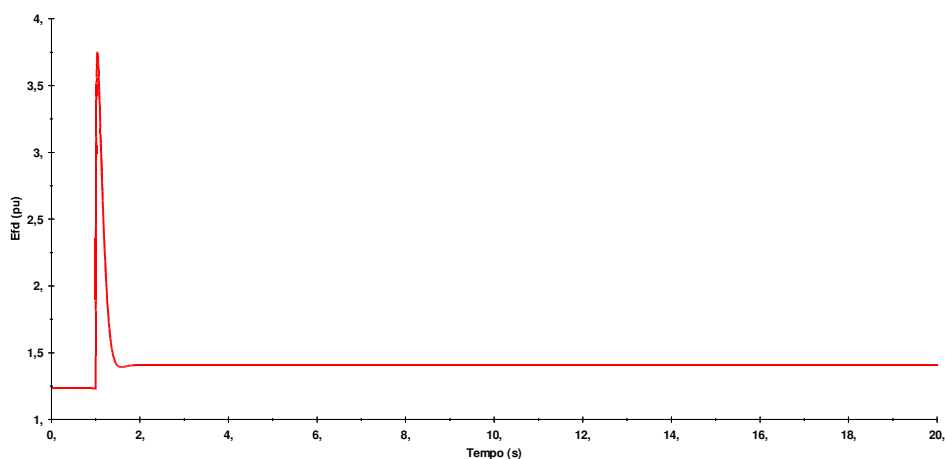


Figura III-9: Tensão de Campo do Gerador em Vazio da Usina 1

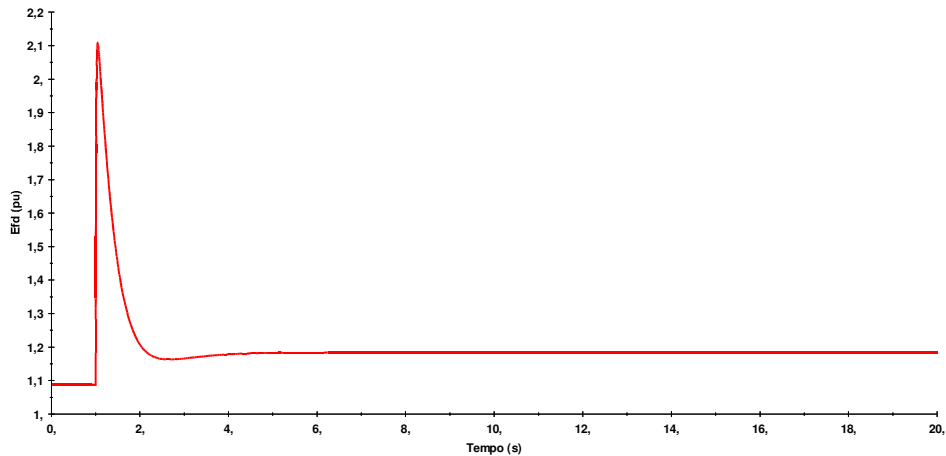


Figura III-10: Tensão de Campo do Gerador em Vazio da Usina 2

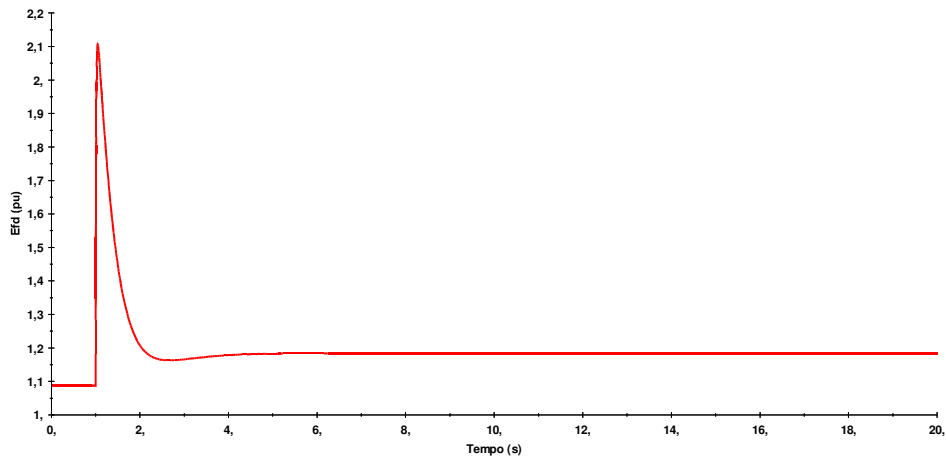


Figura III-11: Tensão de Campo do Gerador em Vazio da Usina 3

O comportamento da tensão terminal (V_t) e da tensão de campo (E_{fd}) dos geradores indica que os parâmetros dos reguladores de tensão dos geradores das usinas 1, 2 e 3 estão bem ajustados.

III.5.2.2. Teste de Degrau no Regulador de Tensão em Carga

No “teste de degrau” no regulador de tensão em carga, cada máquina do sistema opera conectada a uma barra infinita. Para analisar o desempenho do regulador de tensão com o gerador em carga e com o sinal adicional estabilizador (PSS) ligado, caso o gerador possua PSS, é aplicado um degrau de 5% na referência de tensão (V_{ref}). A Figura III-12, Figura III-13 e Figura III-14 mostram, respectivamente, como a tensão terminal dos geradores das usinas 1, 2 e

3 variam em função desse degrau de 5%. Como se pode observar como o sinal de referência aumenta, o regulador de tensão eleva a tensão terminal do gerador, como era esperado.

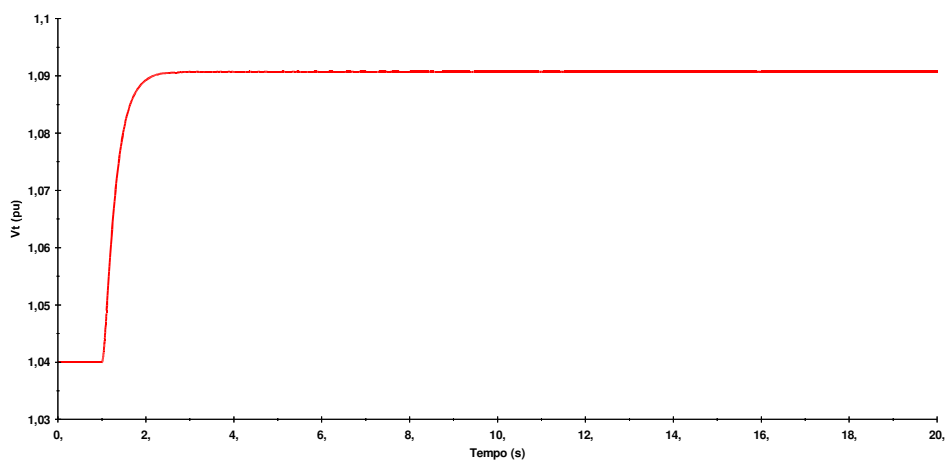


Figura III-12: Tensão Terminal do Gerador em Carga da Usina 1

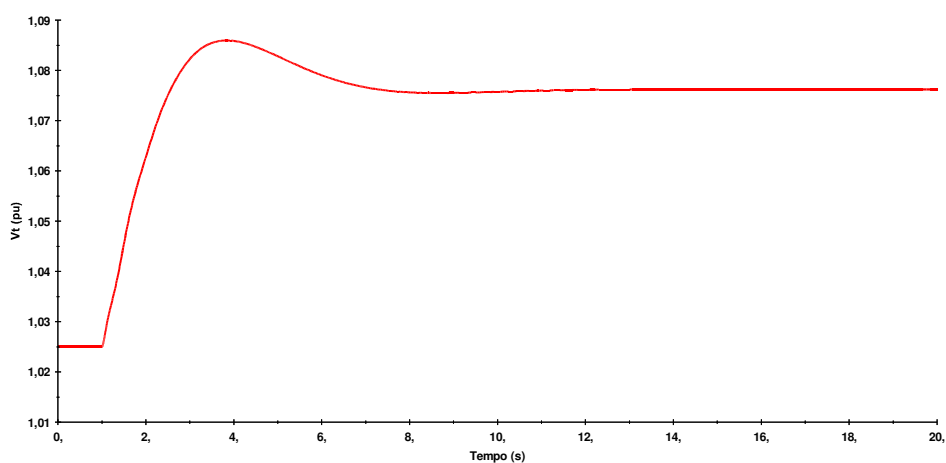


Figura III-13: Tensão Terminal do Gerador em Carga da Usina 2

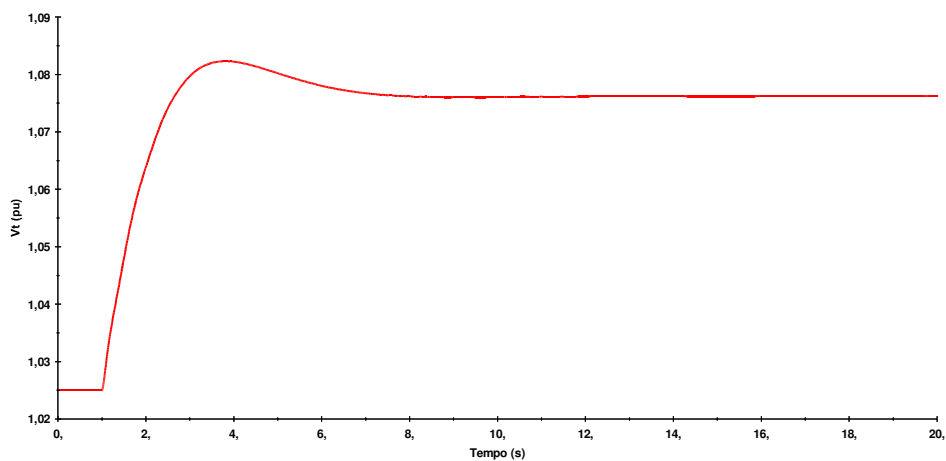


Figura III-14: Tensão Terminal do Gerador em Carga da Usina 3

A Figura III-15, Figura III-16 e Figura III-17 mostram, respectivamente, como a tensão de campo dos geradores (E_{fd}) das usinas 1, 2 e 3 variam com a aplicação de um degrau de 5% na referência do regulador de tensão com o gerador em carga e com o PSS ligado, caso o gerador possua PSS. Como se pode observar a tensão de campo dos geradores das usinas 1, 2 e 3 não atingiram os valores de teto.

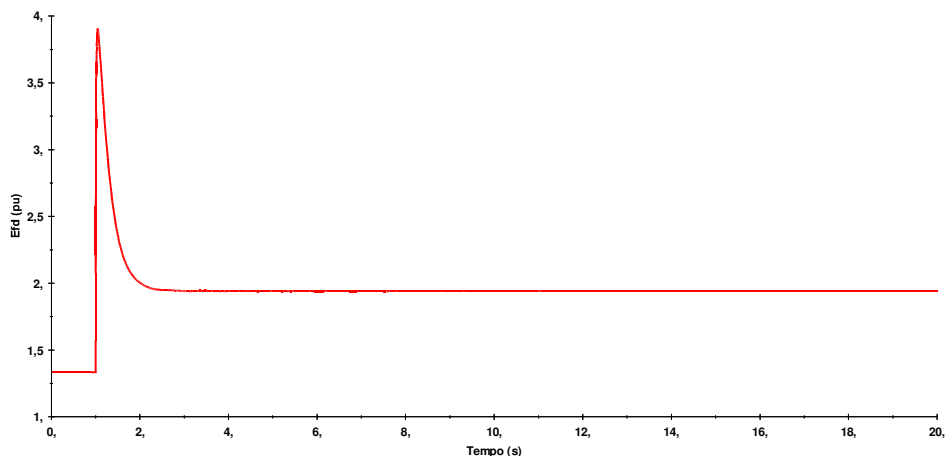


Figura III-15: Tensão de Campo do Gerador em Carga da Usina 1

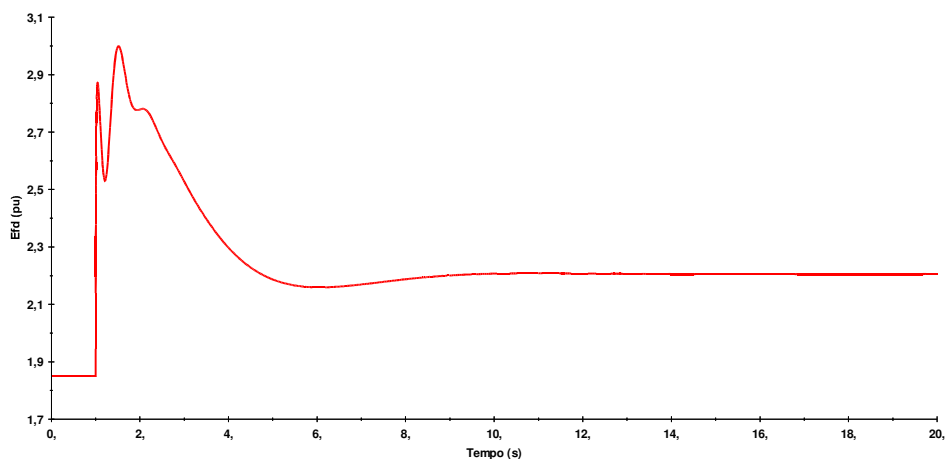


Figura III-16: Tensão de Campo do Gerador em Carga da Usina 2

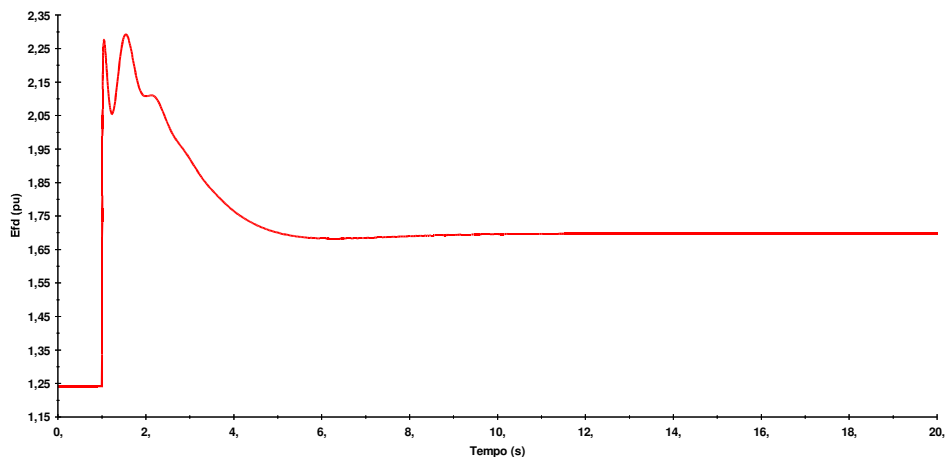


Figura III-17: Tensão de Campo do Gerador em Carga da Usina 3

O comportamento da tensão terminal (V_t) e da tensão de campo (E_{fd}) dos geradores indica que os parâmetros dos reguladores de tensão e do PSS, caso o gerador possua PSS, dos geradores das usinas 1, 2 e 3 estão bem ajustados.

III.5.2.3. Teste de Degrau no Regulador de Velocidade em Carga

No “teste de degrau” no regulador de velocidade, cada máquina do sistema opera fornecendo energia a uma carga isolada. Para analisar o desempenho do regulador de velocidade é aplicado um degrau de 5% na referência de frequência da máquina (ω_{ref}). A Figura III-18, Figura III-19 e Figura III-20 mostram, respectivamente, como a frequência dos geradores das usinas 1, 2 e 3 variam em função desse degrau de 5%. Como se pode observar como o sinal de referência aumenta, o regulador de velocidade eleva a frequência (f) do gerador, como era esperado.

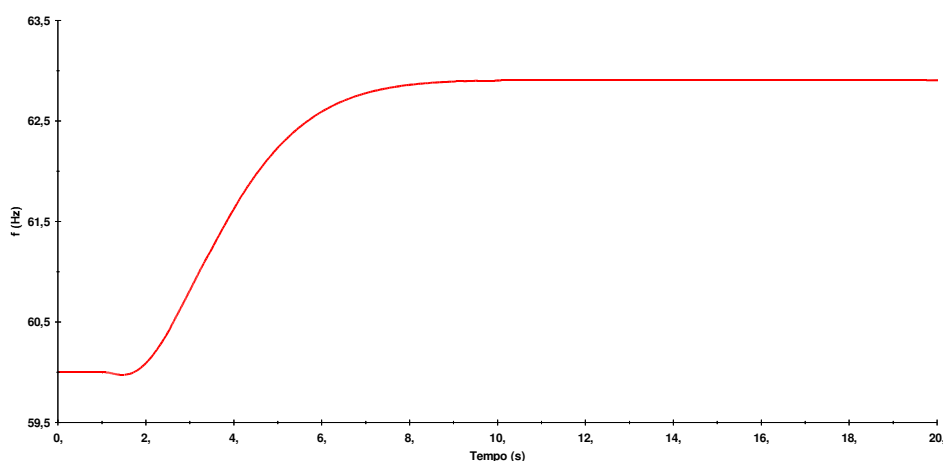


Figura III-18: Frequência do Gerador em Carga da Usina 1

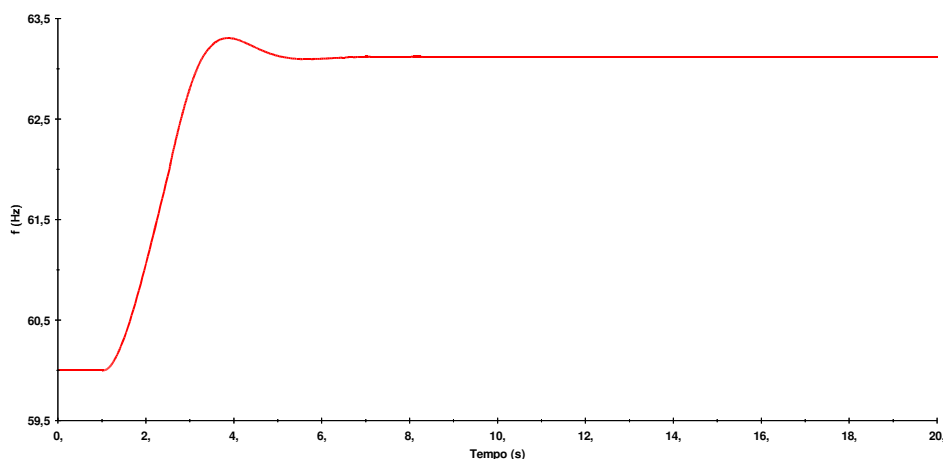


Figura III-19: Frequência do Gerador em Carga da Usina 2

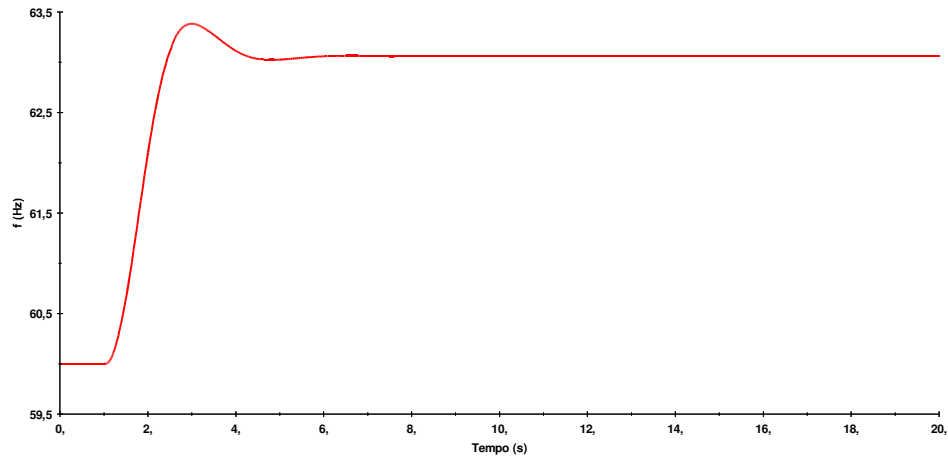


Figura III-20: Frequência do Gerador em Carga da Usina 3

A Figura III-21, Figura III-22 e Figura III-23 mostram, respectivamente, como a potência mecânica dos geradores (P_{mec}) das usinas 1, 2 e 3 variam com a aplicação de um degrau de 5% na referência do regulador de velocidade. Como se pode observar a potência mecânica oscila após a aplicação do degrau e depois retorna ao valor inicial.

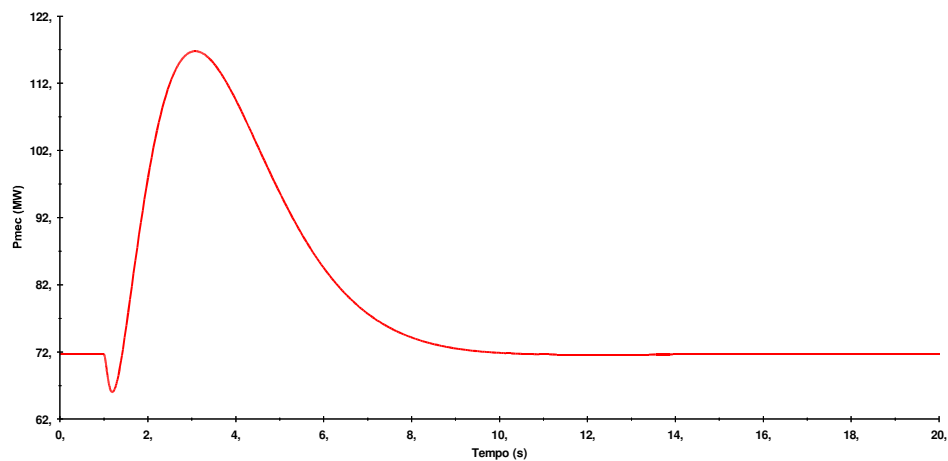


Figura III-21: Potência Mecânica do Gerador em Carga da Usina 1

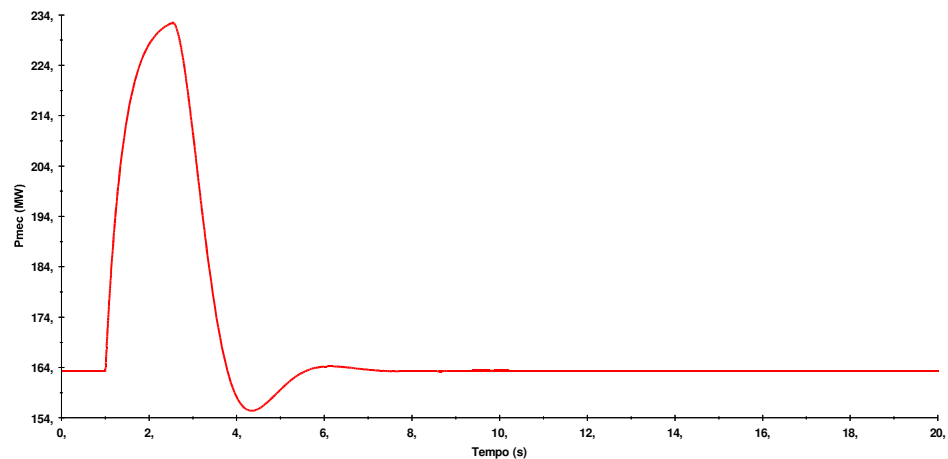


Figura III-22: Potência Mecânica do Gerador em Carga da Usina 2

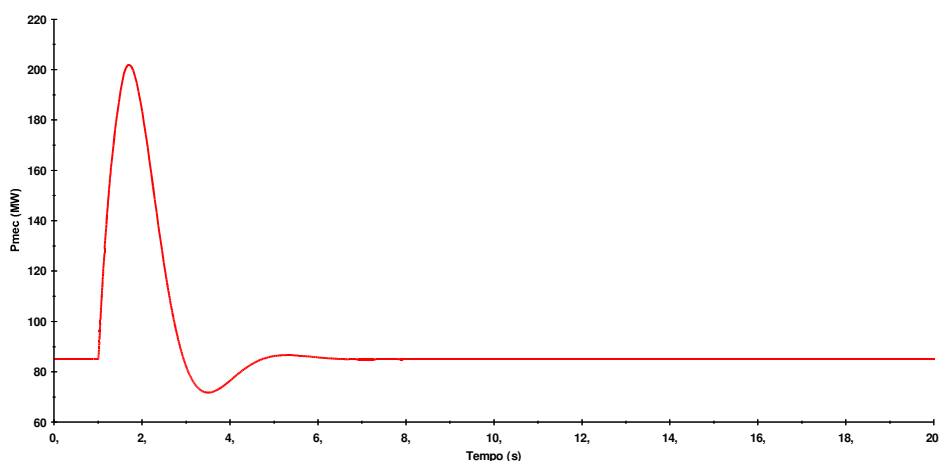


Figura III-23: Potência Mecânica do Gerador em Carga da Usina 3

O comportamento da frequência (f) e da potência mecânica (P_{mec}) dos geradores indica que os parâmetros dos reguladores de velocidade dos geradores das usinas 1, 2 e 3 estão bem ajustados.

III.5.3. Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo

Na análise de uma simulação individual no domínio do tempo, uma contingência selecionada a partir de uma lista de contingências é analisada dinamicamente e seus resultados são armazenados em curvas e relatórios, ou seja, os resultados são disponibilizados *em gráficos e no formato de tabelas*. O ORGANON, portanto, oferece ao usuário a opção de escolher de que forma irá analisar a estabilidade de um sistema, através da interpretação dos dados dessas tabelas ou da inspeção visual das curvas criadas durante a análise dinâmica.

Para grandes perturbações, a resposta do sistema de excitação pode ser influenciada pelas não linearidades do gerador e de seu sistema de excitação pelo fato das saídas do sistema de excitação e do sinal adicional estabilizador serem limitadas (para evitar sobretensões exageradas) e o gerador possuir saturação, Chaves [37].

Para analisar como os sistemas de excitação e de regulação de velocidade dos geradores do sistema respondem a grandes perturbações é realizada a simulação de curto-circuito monofásico em uma das extremidades da LT 5-7, por exemplo, com a abertura da linha em 100 ms, sem religamento. Os passos necessários para realizar uma simulação no domínio do tempo no sistema-teste no ORGANON estão descritos no ANEXO B.

A Figura III-24 mostra o local onde o curto-circuito foi aplicado na LT 5-7, com a abertura da linha em 100 ms, sem religamento. No ORGANON o curto-circuito em uma das

extremidades da LT 5-7 pode ser simulado como uma admitância (Y) de $-j0.5$ pu adicionada à barra 5, por exemplo. A eliminação do curto-circuito após 100 ms pode ser simulada como uma admitância de $-j0.5$ pu que é removida da barra 5 seguida da abertura da LT 5-7.

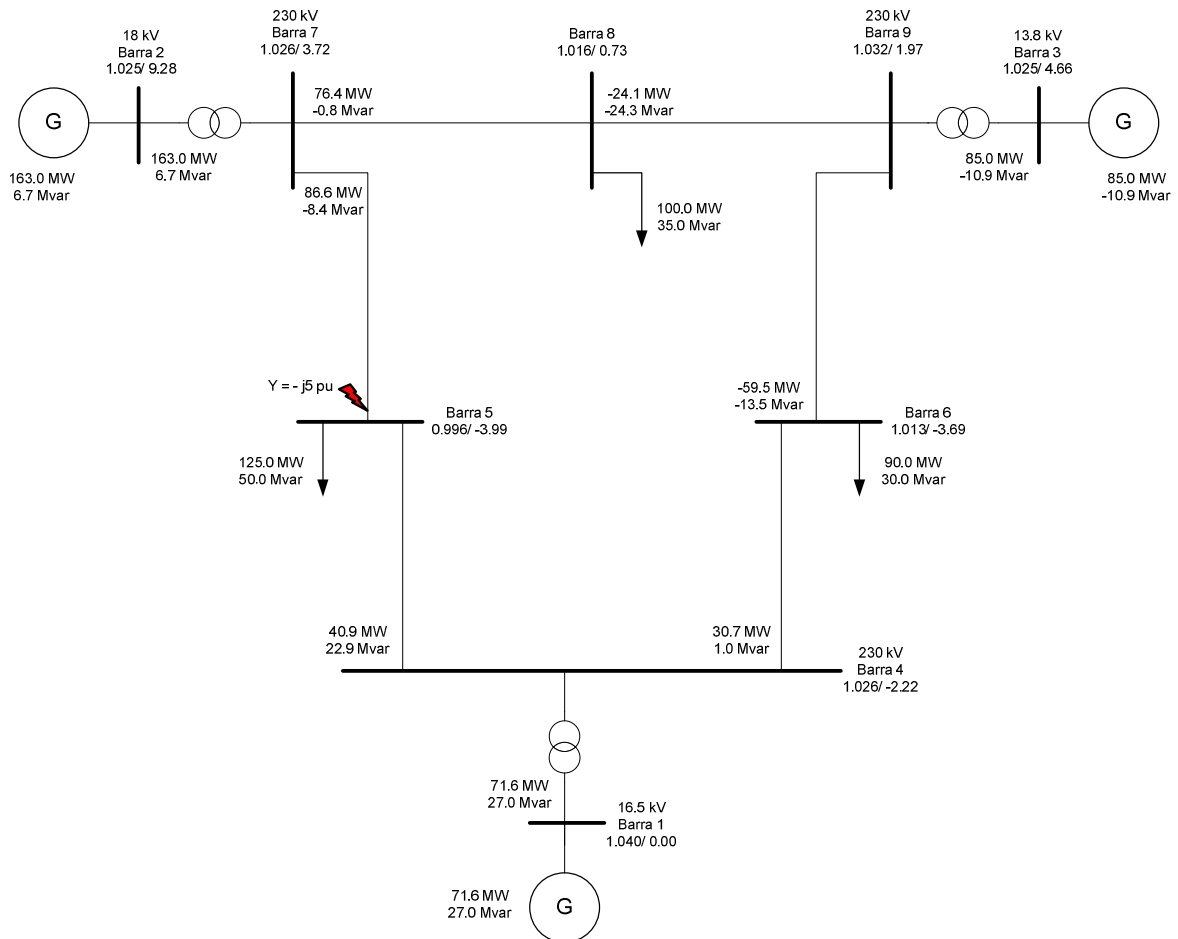


Figura III-24: Sistema de 9 Barras com a Aplicação do Curto-circuito na LT 5-7

A análise dinâmica de curto-circuito na LT 5-7 é realizada considerando o PSS das unidades das usinas 2 e 3 desligados e ligados. A seguir são apresentados os gráficos resultantes dessa análise dinâmica.

As figuras a seguir mostram, respectivamente, a tensão terminal, a potência reativa, a potência ativa, a tensão de campo e a frequência das unidades das usinas 1, 2 e 3 com a aplicação de curto-circuito na LT 5-7. Observa-se que com a inclusão do PSS as oscilações eletromecânicas foram amortecidas.

Atualmente no ONS um amortecimento é considerado adequado se em aproximadamente 12 s a amplitude de um sinal é reduzida a 2% do valor inicial, ONS [38].

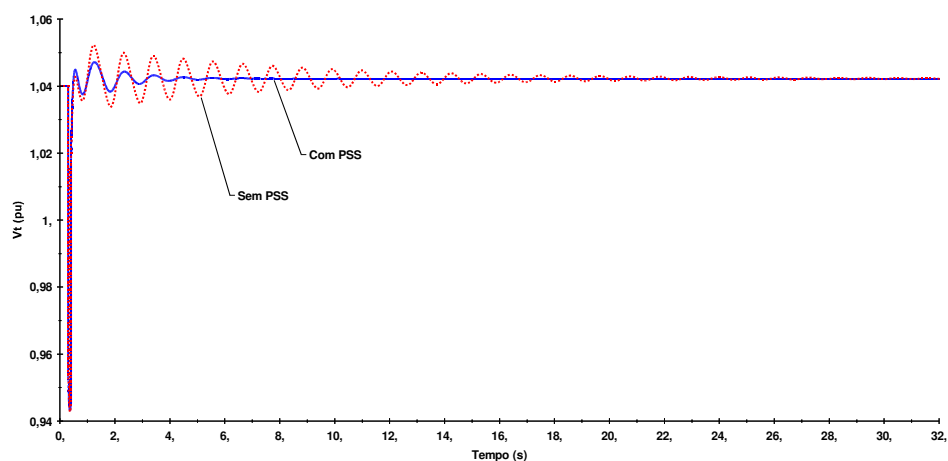


Figura III-25: Tensão Terminal do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

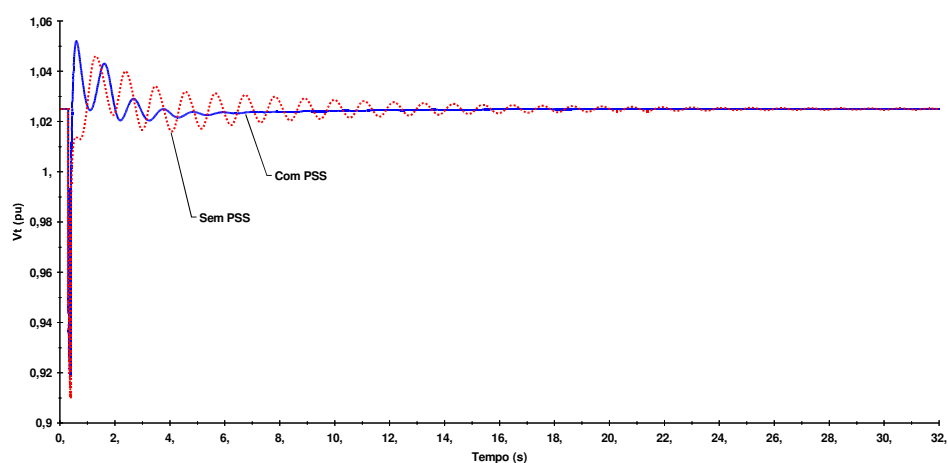


Figura III-26: Tensão Terminal do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

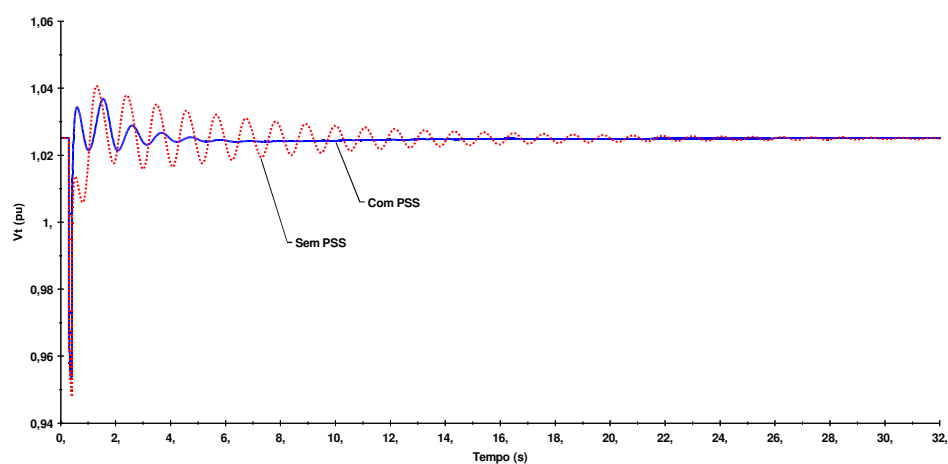


Figura III-27: Tensão Terminal do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

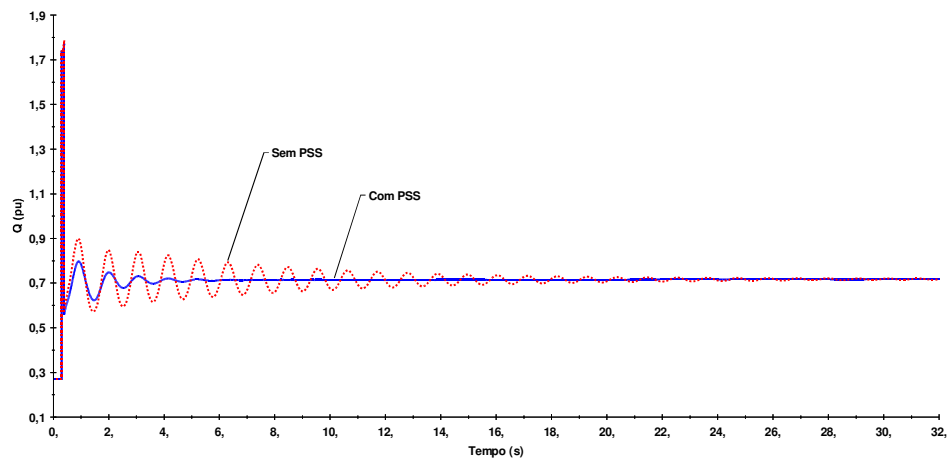


Figura III-28: Potência Reativa do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

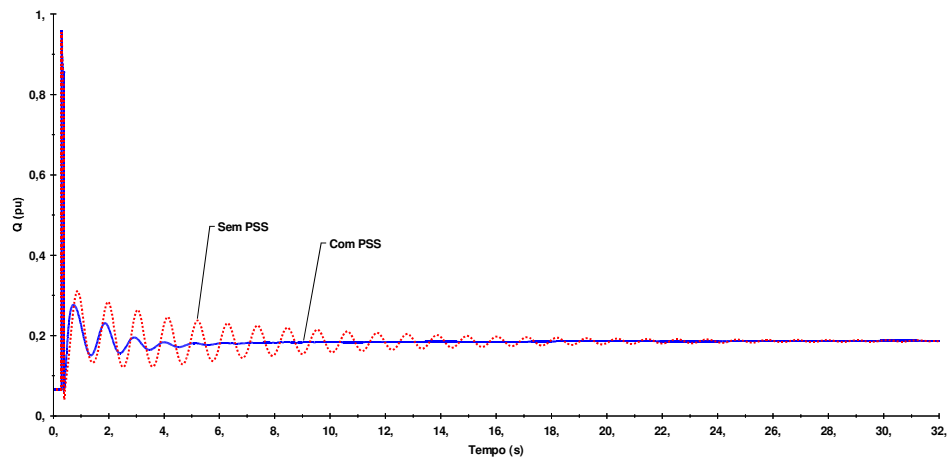


Figura III-29: Potência Reativa do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

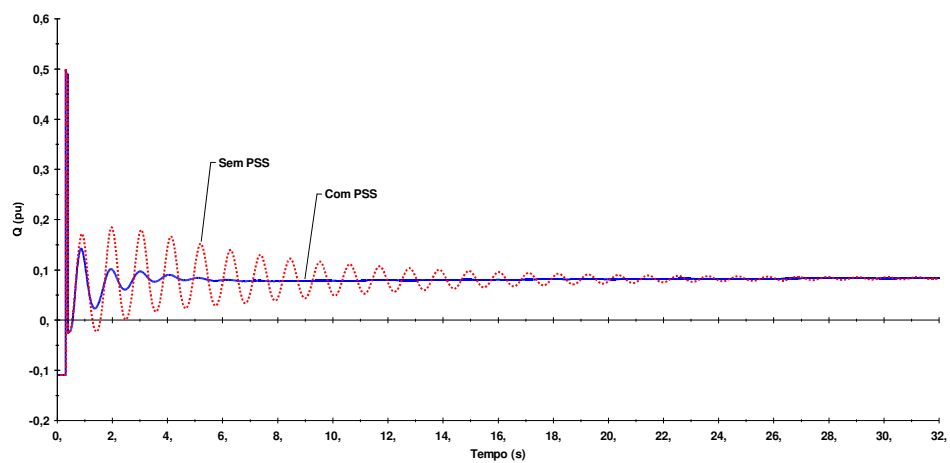


Figura III-30: Potência Reativa do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

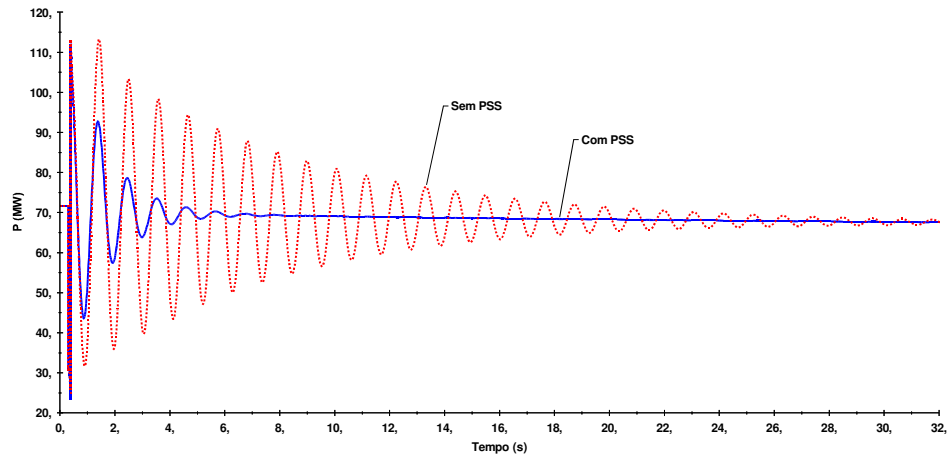


Figura III-31: Potência Ativa do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

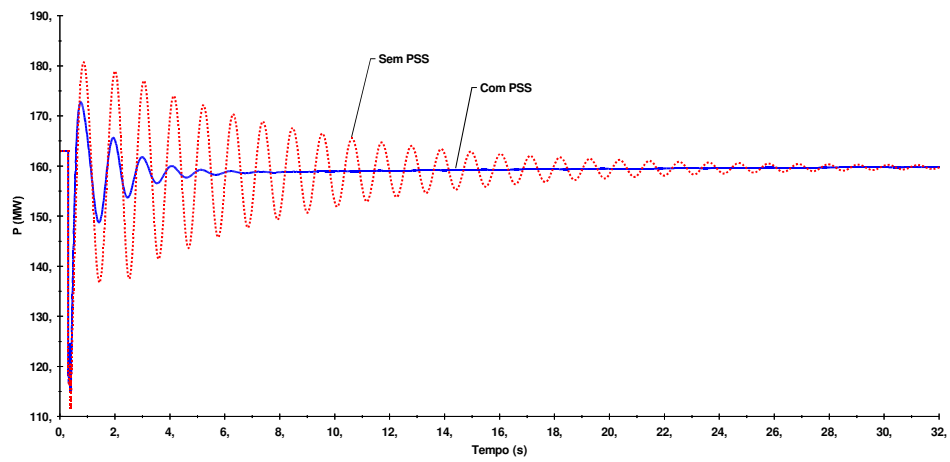


Figura III-32: Potência Ativa do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

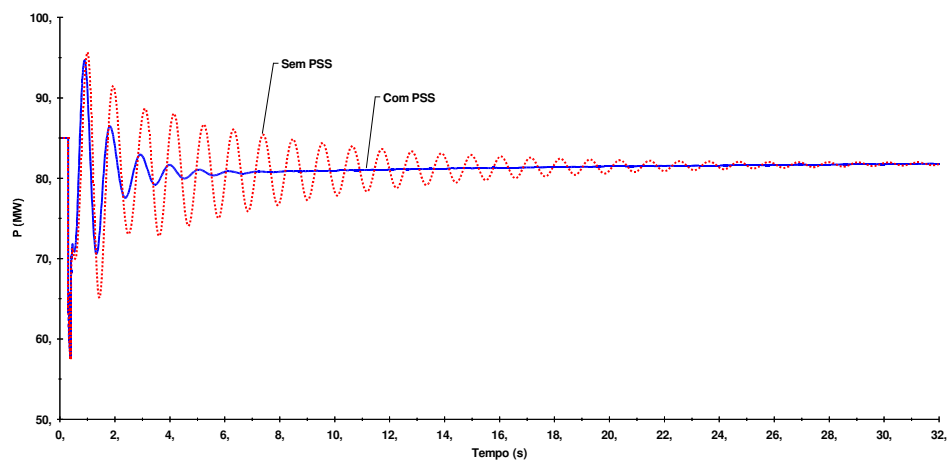


Figura III-33: Potência Ativa do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

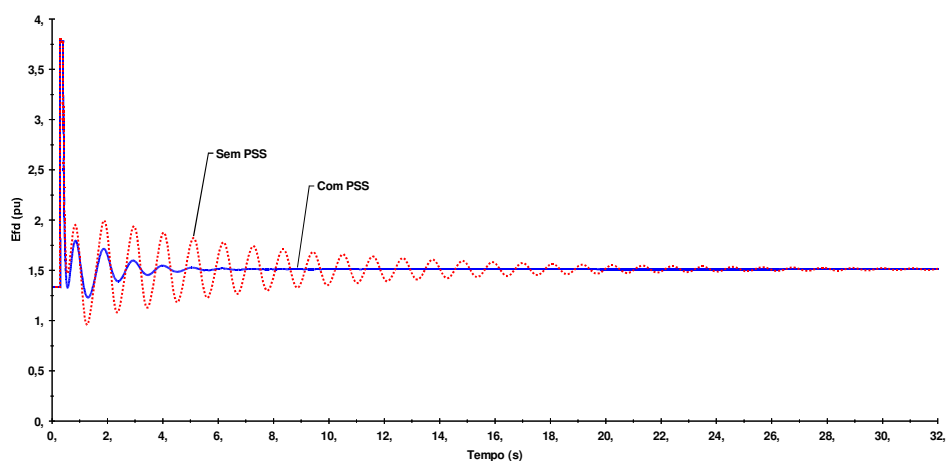


Figura III-34: Tensão de Campo do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

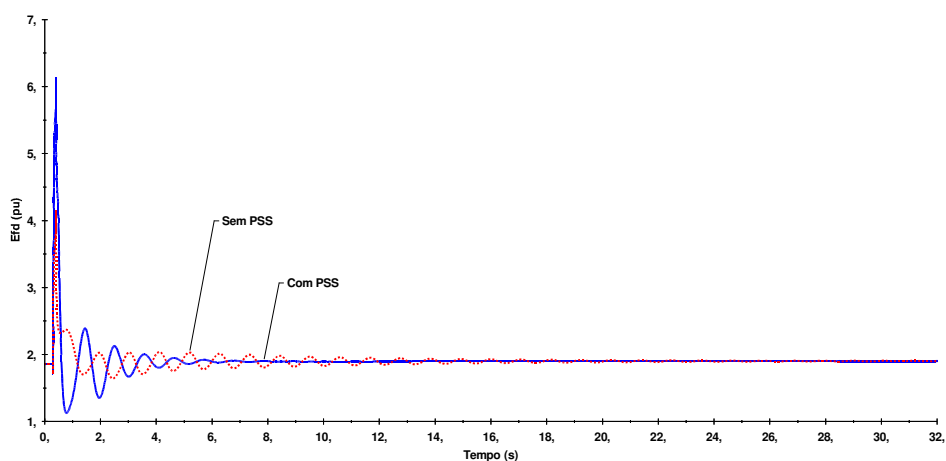


Figura III-35: Tensão de Campo do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

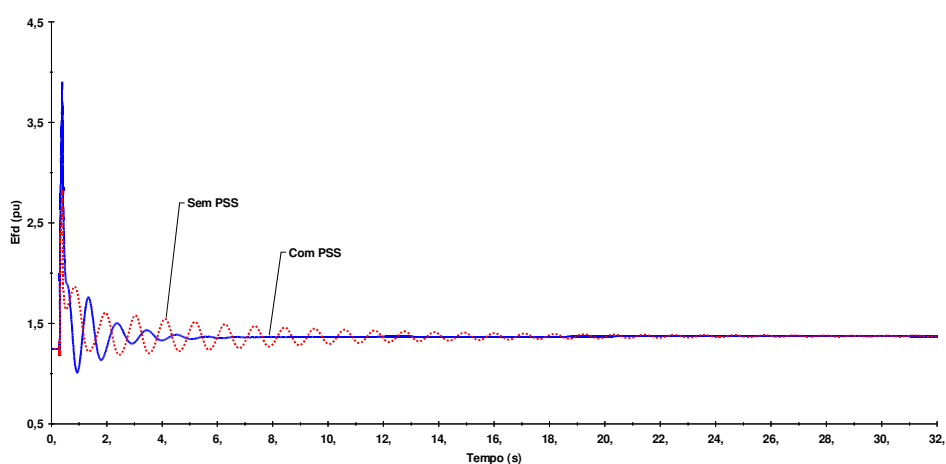


Figura III-36: Tensão de Campo do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

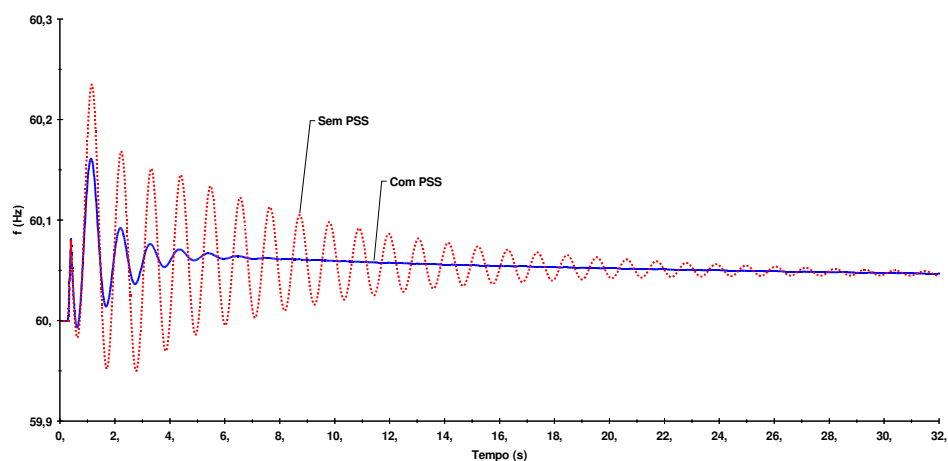


Figura III-37: Frequência do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

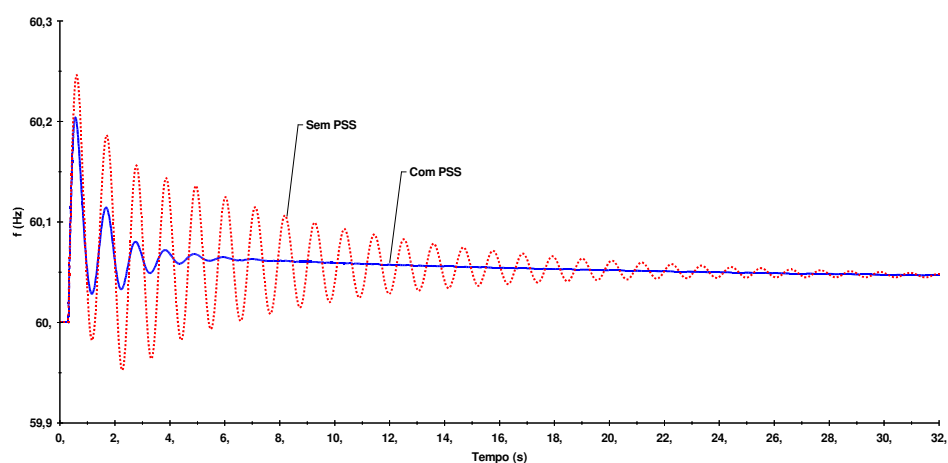


Figura III-38: Frequência do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

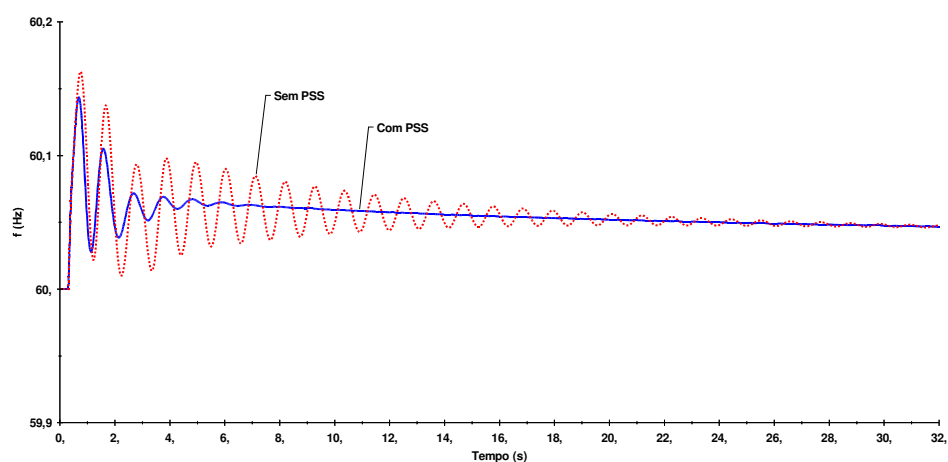


Figura III-39: Frequência do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem e Com PSS

A Figura III-40 e Figura III-41 mostram, respectivamente, o sinal de saída do PSS das unidades das usinas 2 e 3 com a aplicação de curto-circuito na LT 5-7. Observa-se que o PSS das unidades das usinas 2 e 3 apresentaram um comportamento adequado frente ao curto-circuito.

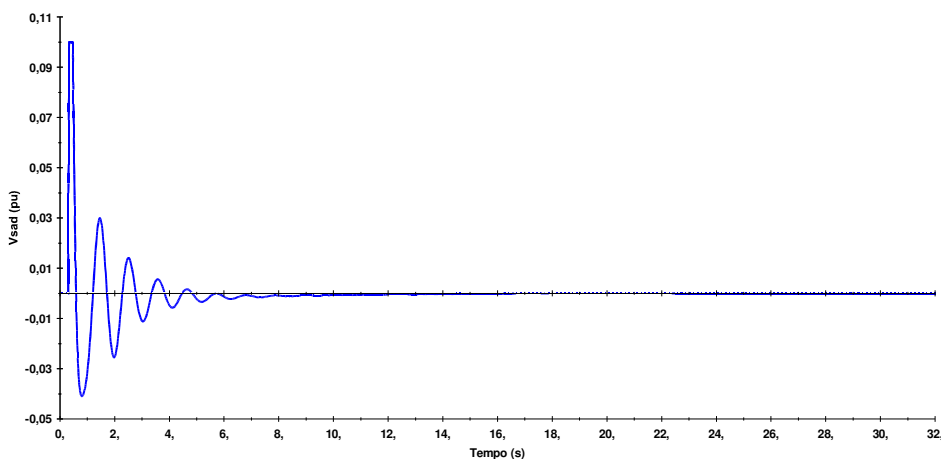


Figura III-40: Sinal de Saída do PSS do Gerador da Usina 2 para Curto-Circuito na LT 5-7

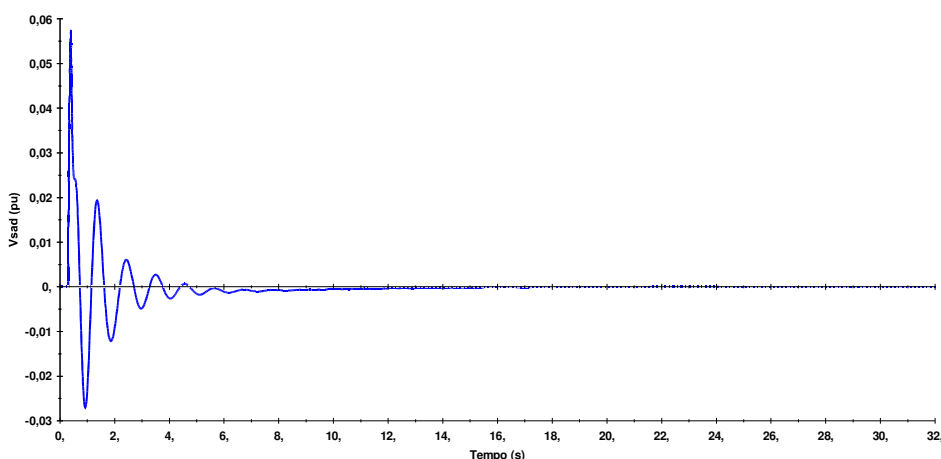


Figura III-41: Sinal de Saída do PSS do Gerador da Usina 3 para Curto-Circuito na LT 5-7

A seguir são apresentadas as tabelas com os resultados da análise dinâmica para curto-circuito na LT 5-7, com a abertura da mesma e sem religamento. *A interpretação dos dados dessas tabelas é uma nova forma de analisar a estabilidade de um sistema, que não necessita da inspeção visual das curvas criadas durante a análise dinâmica.*

Na Tabela III-2, é apresentado um sumário da análise dinâmica individual de uma contingência selecionada pelo usuário de uma lista de contingências, esse sumário informa se a contingência violou ou não algum critério de segurança. Todos valores dos parâmetros utilizados

para a verificação dos critérios de segurança são fornecidos pelo usuário. Os valores dos parâmetros utilizados nas análises dinâmicas deste capítulo se encontram no ANEXO A.

As três primeiras colunas da Tabela III-2, da esquerda para direita, apresentam: **(1)** a identificação da contingência; **(2)** se o sistema elétrico é estável (Ok) ou instável (Not Ok); e **(3)** se o sistema é bem amortecido (Ok) ou mal amortecido (Not Ok). As colunas de quatro a nove da Tabela III-2, da esquerda para direita, indicam se o sistema violou ou não os seguintes critérios de tensão: **(4)** se após a remoção do defeito alguma barra apresentou (Not Ok) ou não (Ok) subtensão durante um intervalo de tempo pré-definido; **(5)** se após a remoção do defeito alguma barra apresentou (Not Ok) ou não (Ok) sobretensão durante um intervalo de tempo pré-definido; **(6)** se houve (Not Ok) ou não (Ok) alguma barra com subtensão em algum instante da simulação; **(7)** se houve (Not Ok) ou não (Ok) alguma barra com sobretensão em algum instante da simulação; **(8)** se a variação entre a tensão pré-defeito e a tensão em regime pós-defeito de cada barra é superior (Not Ok) ou não (Ok) a um valor pré-definido; e **(9)** se o valor da tensão em regime pós-defeito em cada barra está (Ok) ou não (Not Ok) dentro da faixa de tensão (tensão mínima e tensão máxima) definida para a barra. As colunas de dez a quatorze da Tabela III-2, da esquerda para direita, mostram: **(10)** se algum ramo do sistema está (Not Ok) ou não (Ok) com sobrecarga no regime pós-defeito; **(11)** se a diferença do ângulo do rotor entre três geradores selecionados é superior (Not Ok) ou não (Ok) a um valor pré-definido durante o transitório; **(12)** se a diferença do ângulo do rotor entre três geradores selecionados é superior (Not Ok) ou não (Ok) a um valor pré-definido em regime pós-defeito; **(13)** se alguma proteção do sistema atuou (Actuation) ou não (No actuation); e **(14)** se algum limitador de sobreexcitação do sistema atuou (Actuation) ou não (No actuation). Esses critérios de segurança são verificados apenas para a contingência selecionada. Os campos referentes a esses critérios para as demais contingências da lista de contingência são apresentados como “Not Checked”.

O critério de estabilidade, utilizado para identificar se o sistema é estável ou instável em alguma contingência, se baseia na equação (III-5). Na implementação do ORGANON, entretanto, essa equação possui um sinal negativo como é apresentado a seguir:

$$f = -Pac^T \cdot \Delta\delta \quad (III-9)$$

A partir do momento que o defeito é eliminado, o ORGANON inicia o cálculo da equação (III-9). Quando o resultado da equação (III-9) for negativo, significa que o sistema é

instável, pois nesse ponto de operação alguma máquina do sistema apresenta potência acelerante (P_{ac}) e variação angular ($\Delta\delta$) positivas.

O critério de amortecimento, utilizado para identificar se o sistema é bem amortecido ou mal amortecido em alguma contingência, se baseia na equação (III-8). O valor de amortecimento definido pelo usuário para esse critério foi de 0,35 (1/s). No processo de identificação se o sistema é bem amortecido ou mal amortecido, o ORGANON compara o menor valor de amortecimento (σ_i) da equação (III-8) com o valor de amortecimento definido para esse critério ($\sigma = 0,35$). Quando σ_i for menor que 0,35, significa que o sistema está mal amortecido.

Os critérios avaliados nas colunas 11 e 12 da Tabela III-2 indicam que para valores altos de diferença do ângulo do rotor entre três geradores definidos pelo usuário, em casos críticos, o sistema pode ser estável para a contingência analisada, mas qualquer imprecisão na configuração do sistema pode tornar esse sistema instável. Quando o sistema está em um ponto de operação crítico e a diferença do ângulo do rotor entre três geradores definidos é maior que um valor definido pelo usuário, esse ponto de operação é rejeitado.

A quinta linha da Tabela III-2 mostra que a contingência de curto-circuito na LT 5-7 com o PSS desligado violou apenas o critério de amortecimento.

Tabela III-2 – Sumário da Simulação Dinâmica de Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem PSS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Contingency	Stable	Damped	Temp Vsag	Temp Vswell	Inst Vsag	Inst Vswell	Vdrop	Vlimit	Overload	Trans Ang	Steady Ang	Protection	OEL
Curto na LT 4-5	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked
Curto na LT 4-6	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked
Curto na LT 5-7	Ok	Not OK	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 6-9	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked
Curto na LT 7-8	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked
Curto na LT 8-9	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked

Na Tabela III-3, é mostrado o amortecimento das unidades que apresentaram o menor grau de amortecimento resultante da análise dinâmica da contingência selecionada pelo usuário. As quatro primeiras colunas da Tabela III-3, da esquerda para direita, mostram: **(1)** a identificação da contingência; **(2)** o número da barra onde o gerador está conectado; os números **(3)** da área e **(4)** da zona do gerador.

Na simulação dinâmica, o ORGANON decompõe automaticamente a resposta do ângulo do rotor de cada gerador em relação ao centro de inércia do sistema (o qual é calculado desconsiderando a inércia da própria máquina) em um somatório de 50 termos de senóides

amortecidas (Equação (III-8)). Nas colunas de cinco a oito da Tabela III-3, da esquerda para direita, são apresentados (5, 7) os valores da frequência e (6, 8) de amortecimento dos dois termos mais significativos desse somatório.

A terceira linha da Tabela III-3 mostra, por exemplo, que para a contingência de curto-circuito na LT 5-7 com o PSS desligado, o gerador conectado à barra 1, pertencente à área 1 e à zona 1, apresenta os valores de frequência 0,925 e 0,938 (Hz) e de amortecimento 0,134 e 1,821 (1/s), respectivamente, para os dois termos mais significativos do somatório de senóides amortecidas para o ângulo do rotor do gerador da usina 1.

As frequências apresentadas na Tabela III-3 permitem identificar os modos de oscilação das máquinas com o menor grau de amortecimento para essa perturbação. Caso existam duas máquinas com valores de frequência e de amortecimento muito próximos, essas máquinas podem estar oscilando uma contra a outra ou podem estar em fase. Nesse caso recomenda-se uma análise individual que será apresentada mais adiante ainda neste item.

O tempo necessário para a amplitude de um sinal ser reduzida a 2% do valor inicial é igual a quatro dividido pelo valor do amortecimento do mesmo, pois em quatro constantes de tempo de amortecimento o termo $e^{-\sigma t}$ da Equação (III-8) é igual a e^{-4} , que equivale a 0,018 da amplitude original, ou seja, a amplitude é inferior a 2% da amplitude inicial. Ainda de acordo com a Tabela III-3, o tempo necessário, por exemplo, para a amplitude do sinal do primeiro termo mais significativo do somatório de senóides amortecidas para o ângulo do rotor do gerador da usina 1 ser reduzida a 2% do valor inicial é igual a 29,85 s ($4/0,134 = 29,85$).

Nos critérios de segurança o valor de amortecimento definido foi de 0,35 (1/s). Para esse valor o tempo necessário para a amplitude de um sinal ser reduzida a 2% do valor inicial é de aproximadamente 12 s ($4/0,35 = 11,43$). Portanto um sinal estará violando o critério de amortecimento sempre que apresentar um valor de amortecimento inferior a 0,35 (1/s), pois será necessário um tempo superior a 12 s para a amplitude do sinal ser reduzida a 2% do valor inicial.

Tabela III-3 – Amortecimento para a Simulação de Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem PSS

1	2	3	4	5	6	7	8
Contingency	Bus	Area	Zone	Freq1(Hz)	Damp1(1/s)	Freq2(Hz)	Damp2(1/s)
Curto na LT 5-7	1	1	1	0,925	0,134	0,938	1,821
Curto na LT 5-7	2	2	1	0,234	4,814	0,774	4,368
Curto na LT 5-7	3	3	1	1,124	3,256	0,607	2,795

A Figura III-42 mostra, por exemplo, a resposta do ângulo do rotor do gerador da usina 1 para essa contingência com o PSS desligado.

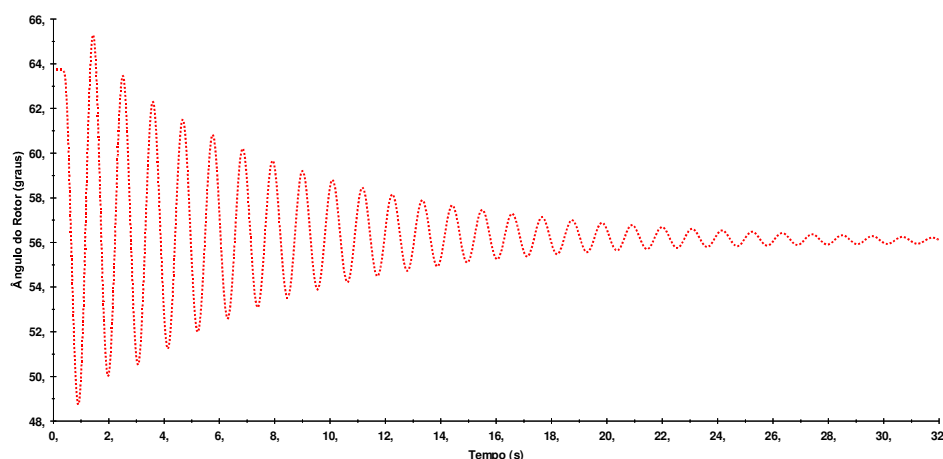


Figura III-42: Ângulo do Rotor do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Sem PSS

Ao final de uma simulação dinâmica, o ORGANON permite que se faça uma análise de amortecimento para cada máquina individualmente. Para tanto basta que o usuário defina um gráfico onde seja traçada a curva de ângulo do rotor da máquina que se deseja fazer a análise de amortecimento. Para fazer o cálculo do amortecimento, basta selecionar a curva com o botão esquerdo do mouse, definir o número de termos para a decomposição (valor padrão são 50 termos) e apertar o botão Run. O resultado da análise de Prony para a curva selecionada é apresentado na tela de mensagens do programa.

Nessa análise individual deve-se atentar para a amplitude, a qual mostra o peso de cada componente e a fase que indica se as máquinas que apresentam valores de frequência e amortecimento próximos estão em fase ou em oposição de fase. A existência de oscilação com baixo amortecimento para duas máquinas em oposição de fase é nociva à operação do sistema e alguma ação deverá ser tomada, como, por exemplo, o ajuste do PSS.

A Figura III-43 apresenta o resultado da decomposição individual do ângulo do rotor do gerador da usina 1 em um somatório de 50 termos feito a partir do gráfico apresentado na Figura III-42. O resultado dos dois termos mais significativos do somatório de senóides amortecidas para o ângulo do rotor do gerador da usina 1 são, respectivamente, os valores de frequência 0,9244 e 0,8998 (Hz) e de amortecimento 0,1363 e 0,9364 (1/s). Como se pode observar esses resultados são diferentes dos apresentados nas colunas de cinco a oito da terceira linha da Tabela III-3, apesar do número de termos do somatório ser igual a 50. Essa diferença existe, pois no cálculo automático a decomposição da resposta do ângulo do rotor do gerador da usina 1 é feita em relação ao centro de inércia do sistema, desconsiderando a inércia da máquina da usina 1, enquanto que no cálculo individual, a decomposição da resposta do ângulo do rotor do gerador da usina 1 é feita em relação ao centro de inércia do sistema, incluindo a inércia da máquina da

usina 1. Essa diferença é esperada, pois o sistema utilizado é pequeno. Em um sistema de grande porte essa diferença é diluída. Como se pode ver, a maior diferença ocorre na segunda componente (0.8998 Hz e 0.9364 1/s) que tem peso desprezível (amplitude de 0.0674), ou seja, a fundamental (0.9244 Hz e 0.1363 1/s) que é preponderante (amplitude de 0.6209) não apresentou uma diferença significativa.

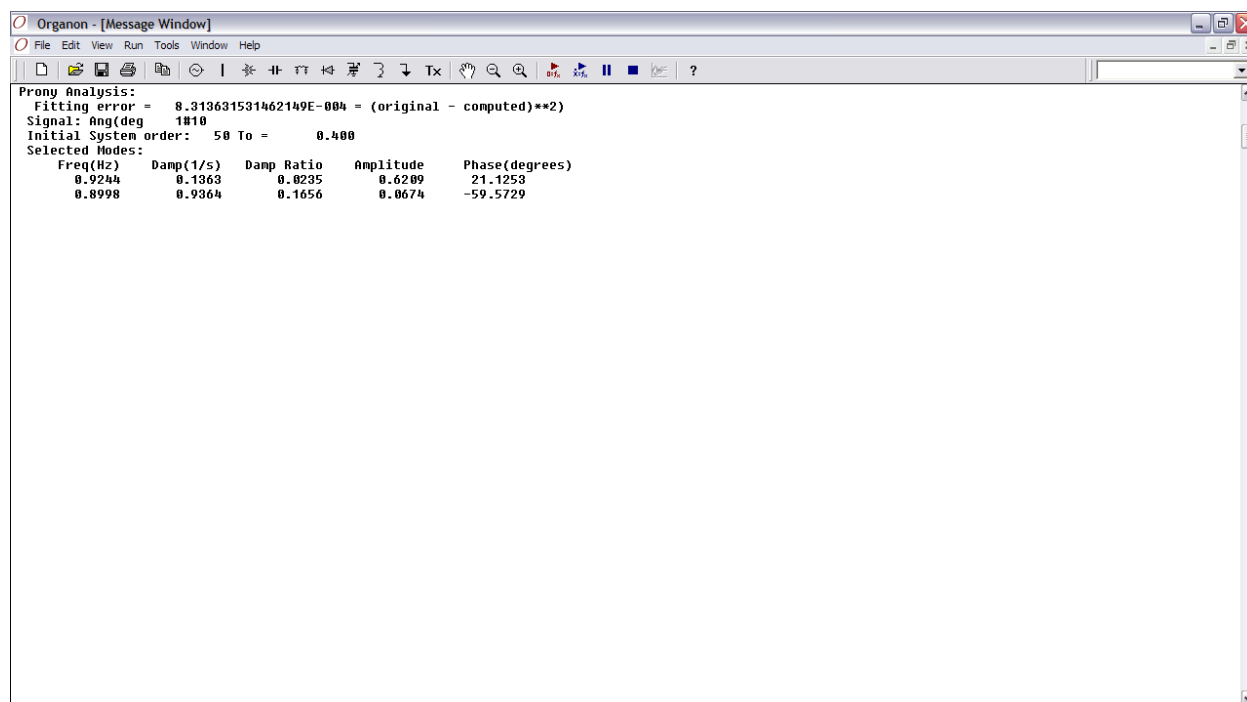


Figura III-43: Decomposição Individual do Ângulo do Rotor Gerador Usina1 Curto-Circuito na LT 5-7 Sem PSS

A vantagem do cálculo automático é que são identificadas, para a perturbação, as máquinas com o pior amortecimento de todo o sistema.

O cálculo individual é utilizado para aprimorar a análise feita no cálculo automático, pois eventualmente o cálculo individual pode apresentar um terceiro modo pouco amortecido que não é apresentado no cálculo automático.

Na Tabela III-4, é apresentado o sumário de violações de critérios de segurança da análise dinâmica da contingência de curto-circuito na LT 5-7 agora com o PSS ligado. A quinta linha da Tabela III-4 mostra que a contingência de curto-circuito na LT 5-7 considerando o PSS ligado não violou nenhum dos critérios.

A terceira linha da Tabela III-5 mostra, por exemplo, que para a contingência de curto-circuito na LT 5-7 com o PSS ligado, o gerador conectado à barra 3, pertencente à área 3 e à

zona 1, apresenta os valores de frequência 0,938 e 1,348 (Hz) e de amortecimento 0,764 e 2,525 (1/s), respectivamente, para os dois termos mais significativos do somatório de senóides amortecidas para o ângulo do rotor do gerador da usina 3.

O tempo necessário, por exemplo, para a amplitude do sinal do primeiro termo mais significativo do somatório de senóides amortecidas para o ângulo do rotor do gerador da usina 3 ser reduzida a 2% do valor inicial é igual a 5,24 s ($4/0,764 = 5,24$).

Tabela III-4 – Sumário da Simulação Dinâmica de Curto-Circuito na LT 5-7 – Com PSS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Contingency	Stable	Damped	Temp Vsag	Temp Vswell	Inst Vsag	Inst Vswell	Vdrop	Vlimit	Overload	Trans Ang	Steady Ang	Protection	OEL
Curto na LT 4-5	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked
Curto na LT 4-6	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked
Curto na LT 5-7	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 6-9	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked
Curto na LT 7-8	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked
Curto na LT 8-9	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked	Not Checked

Tabela III-5 – Amortecimento para a Simulação de Curto-Circuito na LT 5-7 – Com PSS

1	2	3	4	5	6	7	8
Contingency	Bus	Area	Zone	Freq1(Hz)	Damp1(1/s)	Freq2(Hz)	Damp2(1/s)
Curto na LT 5-7	3	3	1	0,938	0,764	1,348	2,525
Curto na LT 5-7	1	1	1	0,218	2,223	0,937	0,769
Curto na LT 5-7	2	2	1	0,94	0,758	0,21	1,488

A Figura III-44 mostra, por exemplo, a resposta do ângulo do rotor do gerador da usina 1 para essa contingência com o PSS ligado.

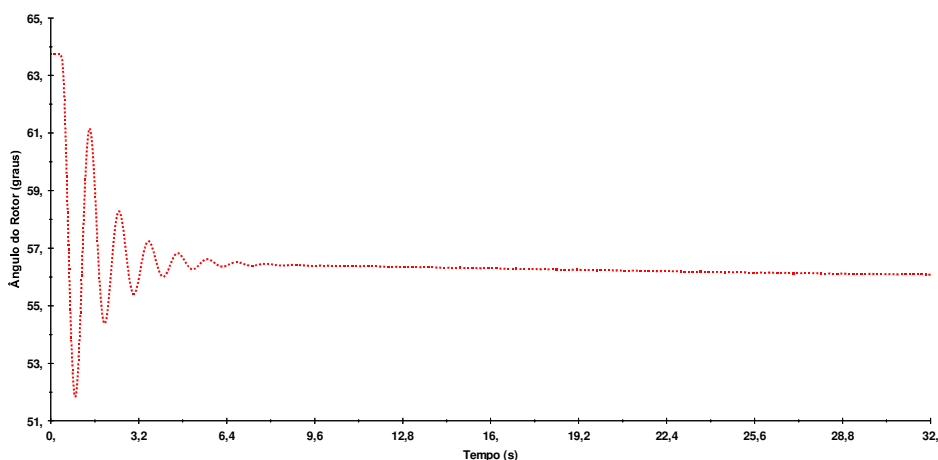


Figura III-44: Ângulo do Rotor do Gerador da Usina 1 para Curto-Circuito na LT 5-7 – Com PSS

Na Tabela III-6, é apresentado o valor da margem de energia dos geradores do sistema que estão operando em um ponto próximo da instabilidade. Essa margem corresponde ao valor de energia necessária para a máquina perder o sincronismo durante a análise dinâmica da contingência (selecionada pelo usuário de uma lista de contingência). As quatro primeiras colunas da Tabela III-6, da esquerda para direita, mostram: (1) a identificação da contingência; (2) o número da barra onde o gerador está conectado; os números (3) da área e (4) da zona do gerador. Nas colunas cinco e seis da Tabela III-6, da esquerda para direita, são apresentados, respectivamente, a margem de energia em % para perda de estabilidade (5) em avanço ou (6) em atraso. A perda da estabilidade em avanço acontece quando a máquina acelera mais do que as outras e perde o sincronismo porque o rotor apresenta uma abertura angular excessiva em relação ao resto do sistema. Na perda de estabilidade em atraso ocorre o oposto, ou seja, a máquina perde velocidade em relação às outras e o ângulo do rotor fica com uma defasagem excessiva em relação ao resto do sistema. Na coluna sete da Tabela III-6, da esquerda para direita, é reforçada a informação da perda da estabilidade em atraso.

A terceira linha da Tabela III-6 mostra, por exemplo, que para a contingência de curto-circuito na LT 5-7 com o PSS ligado, o gerador conectado à barra 2, pertencente à área 2 e à zona 1, apresenta margem de energia que poderia resultar em perda de estabilidade por excesso de velocidade de 1,2156%. Quando os valores de margem de energia forem iguais a 100% significa que não foi possível calcular a margem de energia para aquela unidade. Nesse caso, para identificar como o gerador perde a estabilidade, a coluna sete da Tabela III-6 deve ser consultada. Se a unidade perde a estabilidade por excesso de velocidade o resultado apresentado será “No”, mas se a unidade perde a estabilidade devido a baixa velocidade o resultado apresentado será “Yes”. No nosso caso, se a geração ativa da usina 2 antes da contingência for elevada em 1,2156%, quando ocorrer a contingência de curto-circuito na LT 5-7 o gerador da barra 2 poderá perder a estabilidade por excesso de velocidade.

Tabela III-6 – Margem de Energia para a Simulação de Curto-Circuito na LT 5-7 – Com PSS

1	2	3	4	5	6	7
Contingency	Bus/Group	Area	Zone	MarginF(%)	MarginB(%)	BackSwing
Curto na LT 5-7	2	2	1	1,2156	100	No

Para a contingência de curto-circuito na LT 5-7 a conclusão, obtida através da interpretação dos gráficos e das tabelas, é que com a inclusão do PSS as oscilações eletromecânicas são amortecidas, como era de se esperar.

III.5.4. Análise Dinâmica de Contingências

Na análise dinâmica de contingências, todas as contingências de uma lista de contingências são simuladas no domínio do tempo e seus resultados são armazenados em relatórios, ou seja, os resultados são disponibilizados no formato de tabelas. O ORGANON, portanto, oferece ao usuário a facilidade de analisar a estabilidade de um sistema através da interpretação dos dados dessas tabelas, não sendo necessária a inspeção visual das curvas criadas durante a análise dinâmica de cada contingência.

A Figura III-45 mostra os seis locais onde os curtos-circuitos monofásicos foram aplicados, com a abertura da linha em 100 ms, sem religamento e os valores das admitâncias utilizadas no ORGANON para a simulação dos curtos-circuitos..

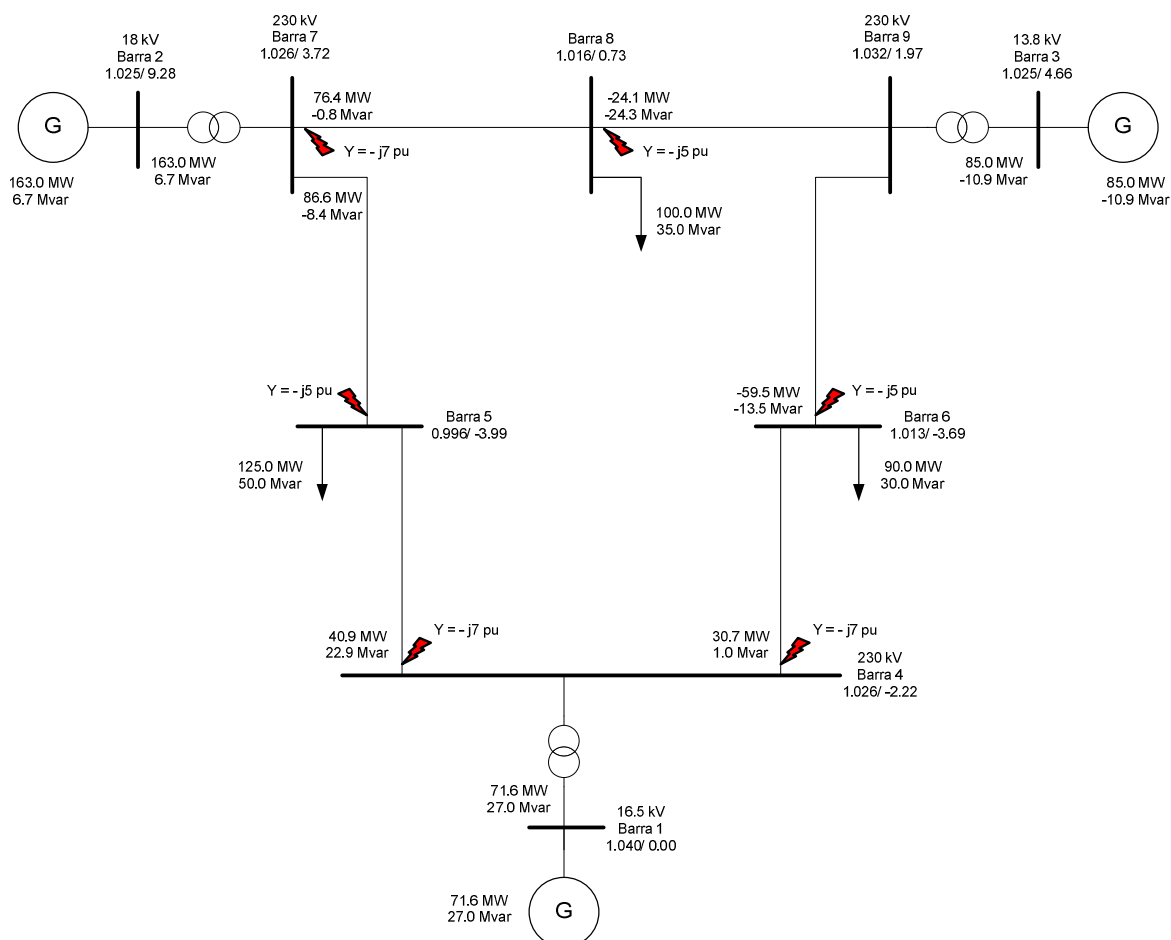


Figura III-45: Sistema de 9 Barras com os Pontos de Aplicação dos Defeitos

Na Tabela III-7, é apresentado um sumário da análise dinâmica de todas as contingências indicadas na Figura III-45 *considerando o PSS desligado*. Esse sumário informa se alguma contingência violou ou não algum critério de segurança.

As linhas de três a seis da Tabela III-7 mostram, respectivamente, que as contingências de curto-circuito nas LTs 4-5, 4-6, 5-7 e 6-9, com o PSS desligado, violaram apenas o critério de amortecimento.

Tabela III-7 – Sumário das Simulações Dinâmicas de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Sem PSS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Contingency	Stable	Damped	Temp Vsag	Temp Vswell	Inst Vsag	Inst Vswell	Vdrop	Vlimit	Overload	Trans Ang	Steady Ang	Protection	OEL
Curto na LT 4-5	Ok	Not OK	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 4-6	Ok	Not OK	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 5-7	Ok	Not OK	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 6-9	Ok	Not OK	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 7-8	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 8-9	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation

Na Tabela III-8, é apresentado o amortecimento de cada unidade do sistema elétrico resultante da análise dinâmica de todas as contingências indicadas na Figura III-45 considerando o PSS desligado.

A nona linha da Tabela III-8 mostra, por exemplo, que para a contingência de curto-circuito na LT 5-7 com o PSS desligado, o gerador conectado à barra 1, pertencente à área 1 e à zona 1, apresenta os valores de frequência 0,925 e 0,938 (Hz) e de amortecimento 0,134 e 1,821 (1/s), respectivamente, para os dois termos mais significativos do somatório de senóides amortecidas para o ângulo do rotor do gerador da usina 1. Como era de se esperar, esses resultados são iguais aos da Tabela III-3, onde foram apresentados o amortecimento de cada unidade do sistema elétrico resultante da análise dinâmica de uma contingência selecionada (o curto-circuito na LT 5-7 com o PSS desligado) de uma lista de contingência.

Na Tabela III-9, é apresentado o valor da margem de energia dos geradores do sistema que estão operando em um ponto próximo da instabilidade durante a análise dinâmica de todas as contingências indicadas na Figura III-45, considerando o PSS desligado.

A terceira linha da Tabela III-9 mostra, por exemplo, que para a contingência de curto-circuito na LT 4-5 com o PSS desligado, o gerador conectado à barra 1, pertencente à área 1 e à zona 1, apresenta margem de energia que poderia acarretar em perda de estabilidade por excesso de velocidade de 24,6168% . Portanto, se a geração da usina 1 antes da contingência for elevada

em 24,6168% quando ocorrer a contingência de curto-circuito na LT 4-5 o gerador da barra 1 poderá perder a estabilidade por excesso de velocidade.

Tabela III-8 – Amortecimento para Simulações de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Sem PSS

1	2	3	4	5	6	7	8
Contingency	Bus	Area	Zone	Freq1(Hz)	Damp1(1/s)	Freq2(Hz)	Damp2(1/s)
Curto na LT 4-5	1	1	1	0,206	1,011	0,969	0,256
Curto na LT 4-5	3	3	1	0,185	0,706	0,969	0,257
Curto na LT 4-5	2	2	1	0,167	1,226	0,968	0,248
Curto na LT 4-6	3	3	1	0,981	0,314	0,196	1,523
Curto na LT 4-6	1	1	1	0,981	0,318	0,212	1,097
Curto na LT 4-6	2	2	1	0,147	0,805	0,983	0,32
Curto na LT 5-7	1	1	1	0,925	0,134	0,938	1,821
Curto na LT 5-7	2	2	1	0,234	4,814	0,774	4,368
Curto na LT 5-7	3	3	1	1,124	3,256	0,607	2,795
Curto na LT 6-9	1	1	1	0,952	0,255	0,92	0,216
Curto na LT 6-9	2	2	1	0,347	1,9	0,862	1,738
Curto na LT 6-9	3	3	1	0,412	2,665	0,841	2,457
Curto na LT 7-8	2	2	1	0,473	2,284	0,923	2,713
Curto na LT 7-8	3	3	1	0,47	3,024	0,911	3,315
Curto na LT 7-8	1	1	1	2,651	12,26	0,994	0,385
Curto na LT 8-9	3	3	1	0,149	0,822	1,038	0,438
Curto na LT 8-9	1	1	1	1,155	0,4	0,158	1,009
Curto na LT 8-9	2	2	1	1,039	0,437	1,158	0,405

Tabela III-9 – Margem de Energia para Simulações de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Sem PSS

1	2	3	4	5	6	7
Contingency	Bus/Group	Area	Zone	MarginF(%)	MarginB(%)	BackSwing
Curto na LT 4-5	1	1	1	24,6168	100	No
Curto na LT 4-6	1	1	1	26,588	100	No

Na Tabela III-10, é apresentado um sumário da análise dinâmica de todas as contingências indicadas na Figura III-45 *considerando o PSS ligado*. Como se pode observar nenhuma contingência violou os critérios.

Tabela III-10 – Sumário das Simulações Dinâmicas de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Com PSS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Contingency	Stable	Damped	Temp Vsag	Temp Vswell	Inst Vsag	Inst Vswell	Vdrop	Vlimit	Overload	Trans Ang	Steady Ang	Protection	OEL
Curto na LT 4-5	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 4-6	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 5-7	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 6-9	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 7-8	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 8-9	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation

Na Tabela III-11, é apresentado o amortecimento de cada unidade do sistema elétrico resultante da análise dinâmica de todas as contingências indicadas na Figura III-45, considerando o PSS ligado.

A nona linha da Tabela III-11 mostra, por exemplo, que para a contingência de curto-circuito na LT 5-7 com o PSS desligado, o gerador conectado à barra 3, pertencente à área 3 e à zona 1, apresenta os valores de frequência 0,938 e 1,348 (Hz) e de amortecimento 0,764 e 2,525 (1/s), respectivamente, para os dois termos mais significativos do somatório de senóides amortecidas para o ângulo do rotor do gerador da usina 3. Como era de se esperar, esses resultados são iguais aos da Tabela III-5, onde foram apresentados o amortecimento de cada unidade do sistema elétrico resultante da análise dinâmica de uma contingência selecionada (o curto-circuito na LT 5-7 com o PSS ligado) de uma lista de contingência.

Tabela III-11 – Amortecimento para Simulações de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Com PSS

1	2	3	4	5	6	7	8
Contingency	Bus	Area	Zone	Freq1(Hz)	Damp1(1/s)	Freq2(Hz)	Damp2(1/s)
Curto na LT 4-5	3	3	1	0,976	0,951	1,362	2,201
Curto na LT 4-5	1	1	1	0,241	2,127	0,979	0,951
Curto na LT 4-5	2	2	1	0,171	2,353	0,974	0,936
Curto na LT 4-6	3	3	1	0,98	0,772	0,138	0,575
Curto na LT 4-6	1	1	1	0,979	0,796	0,198	1,435
Curto na LT 4-6	2	2	1	0,98	0,788	1,619	4,713
Curto na LT 5-7	3	3	1	0,938	0,764	1,348	2,525
Curto na LT 5-7	1	1	1	0,218	2,223	0,937	0,769
Curto na LT 5-7	2	2	1	0,94	0,758	0,21	1,488
Curto na LT 6-9	2	2	1	0,957	0,654	1,41	2,32
Curto na LT 6-9	1	1	1	0,957	0,654	0,373	1,537
Curto na LT 6-9	3	3	1	0,957	0,648	1,528	3,129
Curto na LT 7-8	1	1	1	0,202	1,481	1,166	0,937
Curto na LT 7-8	3	3	1	1,148	1,024	1,021	1,509
Curto na LT 7-8	2	2	1	1,121	1,468	0,165	1,108
Curto na LT 8-9	3	3	1	0,125	0,752	1,09	1,437
Curto na LT 8-9	1	1	1	0,142	1,853	0,772	4,083
Curto na LT 8-9	2	2	1	1,101	1,53	1,153	0,984

Na Tabela III-12, é apresentado o valor da margem de energia dos geradores do sistema que estão operando em um ponto próximo da instabilidade durante a análise dinâmica de todas as contingências indicadas na Figura III-45, considerando o PSS ligado.

A quinta linha da Tabela III-12 mostra, por exemplo, que para a contingência de curto-circuito na LT 5-7 com o PSS ligado, o gerador conectado à barra 2, pertencente à área 2 e à zona 1, apresenta margem de energia que poderia acarretar em perda de estabilidade por excesso de velocidade de 1,2156%. Portanto, se a geração da usina 2 antes da contingência for elevada em 1,2156% quando ocorrer a contingência de curto-circuito na LT 5-7 o gerador da barra 2

poderá perder a estabilidade por excesso de velocidade. Como era de se esperar, esses resultados são iguais aos da Tabela III-6, onde foram apresentadas as margens de energia dos geradores do sistema que estão operando em um ponto próximo da instabilidade durante a análise dinâmica de uma contingência selecionada (o curto-circuito na LT 5-7 com o PSS ligado) de uma lista de contingência.

Tabela III-12 – Margem de Energia para Simulações de Contingência nas LTs do Sistema 9 Barras – Com PSS

1	2	3	4	5	6	7
Contingency	Bus/Group	Area	Zone	MarginF(%)	MarginB(%)	BackSwing
Curto na LT 4-5	1	1	1	8,162	100	No
Curto na LT 4-6	1	1	1	8,6002	100	No
Curto na LT 5-7	2	2	1	1,2156	100	No
Curto na LT 7-8	2	2	1	2,0302	100	No

Para todas as contingências indicadas na Figura III-45 a conclusão, obtida através da interpretação das tabelas, é que com a inclusão do PSS as oscilações eletromecânicas mal amortecidas em algumas contingências passam a ser amortecidas, como era de se esperar.

III.6. Sumário

Este capítulo apresentou as formulações conceituais, exemplos e interpretações dos resultados obtidos com as funcionalidades para análise dinâmica disponíveis no ORGANON: **(i)** *Testes de degrau no gerador síncrono*; **(ii)** *Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo*; **(iii)** *Análise Dinâmica de Contingências*.

Todas as análises dinâmicas foram realizadas com o sistema-teste de nove barras de Anderson e Fouad [4]. Os dados dinâmicos desse sistema-teste encontram-se no ANEXO A.

* * *

Avaliação de Segurança

IV.1. Introdução

Este capítulo descreve as metodologias de avaliação de segurança existentes no aplicativo estudado, sendo apresentados resultados para os quatro tipos de avaliação de segurança disponíveis, quais sejam: **(i)** *Análise Estática de Contingências para o Ponto de Operação*; **(ii)** *Região de Segurança Estática em torno do Ponto de Operação*; **(iii)** *Análise Dinâmica de Contingências para o Ponto de Operação*; **(iv)** *Região de Segurança Dinâmica em torno do Ponto de Operação*.

Para realizar as avaliações de segurança, novamente foi utilizado o sistema-teste de nove barras de Anderson e Fouad [4], com a inclusão de mais uma barra de geração. Os dados da topologia e dos modelos dinâmicos do gerador, regulador de tensão, sinal adicional estabilizador, limitador de subexcitação, limitador de sobreexcitação e regulador de velocidade encontram-se no ANEXO A.

O capítulo está dividido em mais quatro seções, a saber: a seção IV.2 apresenta a arquitetura do processamento distribuído, que é utilizada na avaliação de segurança; a seção IV.3 explora as formulações conceituais, exemplos e interpretações dos resultados da avaliação de segurança estática; na seção IV.4, são apresentados as formulações conceituais, exemplos e interpretações dos resultados da avaliação de segurança dinâmica. Finalmente, na seção IV.5, comentários sucintos são reunidos.

IV.2. Arquitetura do Processamento Distribuído

A avaliação de segurança é baseada em processamento distribuído, utilizando uma arquitetura do tipo Mestre – Escravo, onde cada Escravo processa uma tarefa designada pelo Mestre e depois encaminha ao Mestre o diagnóstico dessa tarefa e se coloca a disposição para processar uma nova tarefa. A Figura IV-1 apresenta essa arquitetura Mestre – Escravo.

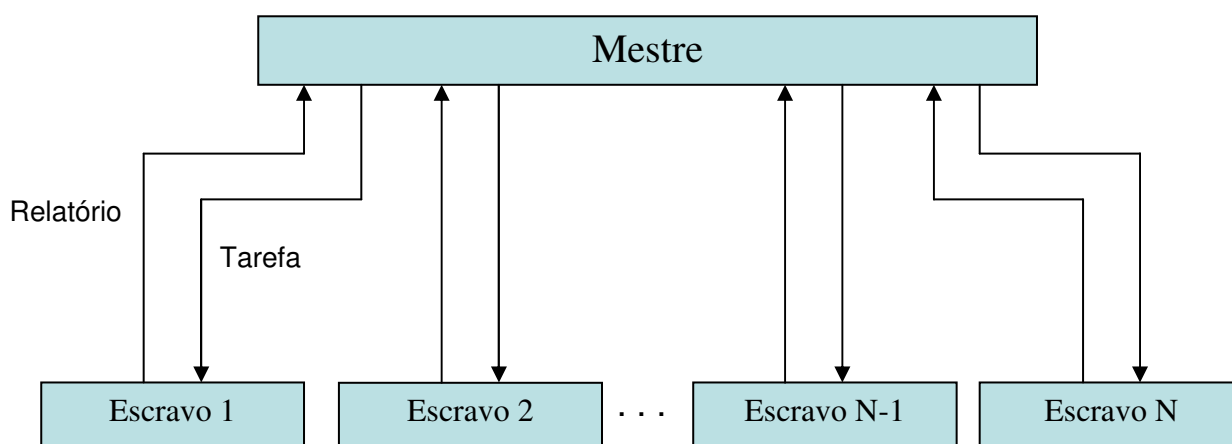


Figura IV-1: Arquitetura Mestre – Escravo do Processamento Distribuído

O processamento distribuído deve ser realizado, preferencialmente, em uma rede local (“cluster”) de computadores, entretanto não há nenhum impedimento de ser realizado em uma máquina apenas.

Quando o sistema de processamento é formado por apenas um computador, o Mestre e o Escravo utilizam o mesmo processador. Nesse caso, o Mestre designa as tarefas de uma forma seqüencial ao Escravo, que processa cada tarefa e encaminha um relatório com o resultado ao Mestre. Baseado nos resultados de todas as tarefas, o Mestre gera um diagnóstico de avaliação de segurança para o sistema elétrico analisado, Jardim [3].

Quando o sistema de processamento é formado por um conjunto de computadores (rede local), um processador é destinado ao Mestre e cada um dos demais processadores é utilizado por um Escravo. Nesse caso, o Mestre designa uma tarefa para cada Escravo, que processa a tarefa e encaminha ao Mestre um relatório com o resultado e aguarda a designação de uma nova tarefa para processar. Como nessa situação existem vários Escravos operando em paralelo, o tempo total para o Mestre obter os resultados de todas as tarefas tende a ser menor do que quando se tem um sistema de processamento composto por apenas um processador.

A Figura IV-2 mostra a arquitetura do sistema de processamento distribuído para o ambiente de planejamento. O usuário fornece ao processo Mestre os arquivos com a topologia, a lista de contingências a serem analisadas e os dados dinâmicos do sistema elétrico (caso deseje realizar uma avaliação de segurança do tipo dinâmica). A leitura desses arquivos é feita a partir de um filtro que identifica o formato adequado.

O usuário informa ao Mestre, através da interface gráfica, qual o tipo de avaliação de segurança que deseja realizar. No ORGANON, estão disponíveis quatro tipos de avaliação de segurança:

- *Análise Estática de Contingências para o Ponto de Operação;*
- *Região de Segurança Estática em torno do Ponto de Operação;*
- *Análise Dinâmica de Contingências para o Ponto de Operação;*
- *Região de Segurança Dinâmica em torno do Ponto de Operação.*

O Mestre gera um caso base, através de um fluxo de potência convencional (Método de Newton-Raphson) e o grava juntamente com os outros dados lidos no Arquivo Binário. O ponto de operação do caso base é o ponto de partida para todo o processo da avaliação de segurança.

O Mestre designa para cada Escravo uma tarefa, que especifica uma contingência que deve ser processada e qual ferramenta deve ser utilizada para obter a solução dessa contingência. As ferramentas disponíveis nos Escravos são os métodos de fluxo de potência convencional (Método de Newton-Raphson) para avaliação de segurança estática, simulação no domínio do tempo para avaliação de segurança dinâmica e fluxo de potência continuado para avaliação de segurança estática ou dinâmica.

O Escravo a partir do ponto de operação gravado no Arquivo Binário processa a contingência com a ferramenta especificada e encaminha um relatório com o resultado ao Mestre e se coloca à disposição para uma nova tarefa.

Quando todas as contingências fornecidas pelo usuário ao Mestre já tiverem sido processadas, o Mestre gera um diagnóstico de avaliação de segurança para o sistema elétrico analisado e o apresenta ao usuário através da interface gráfica, como é mostrado na Figura IV-2.

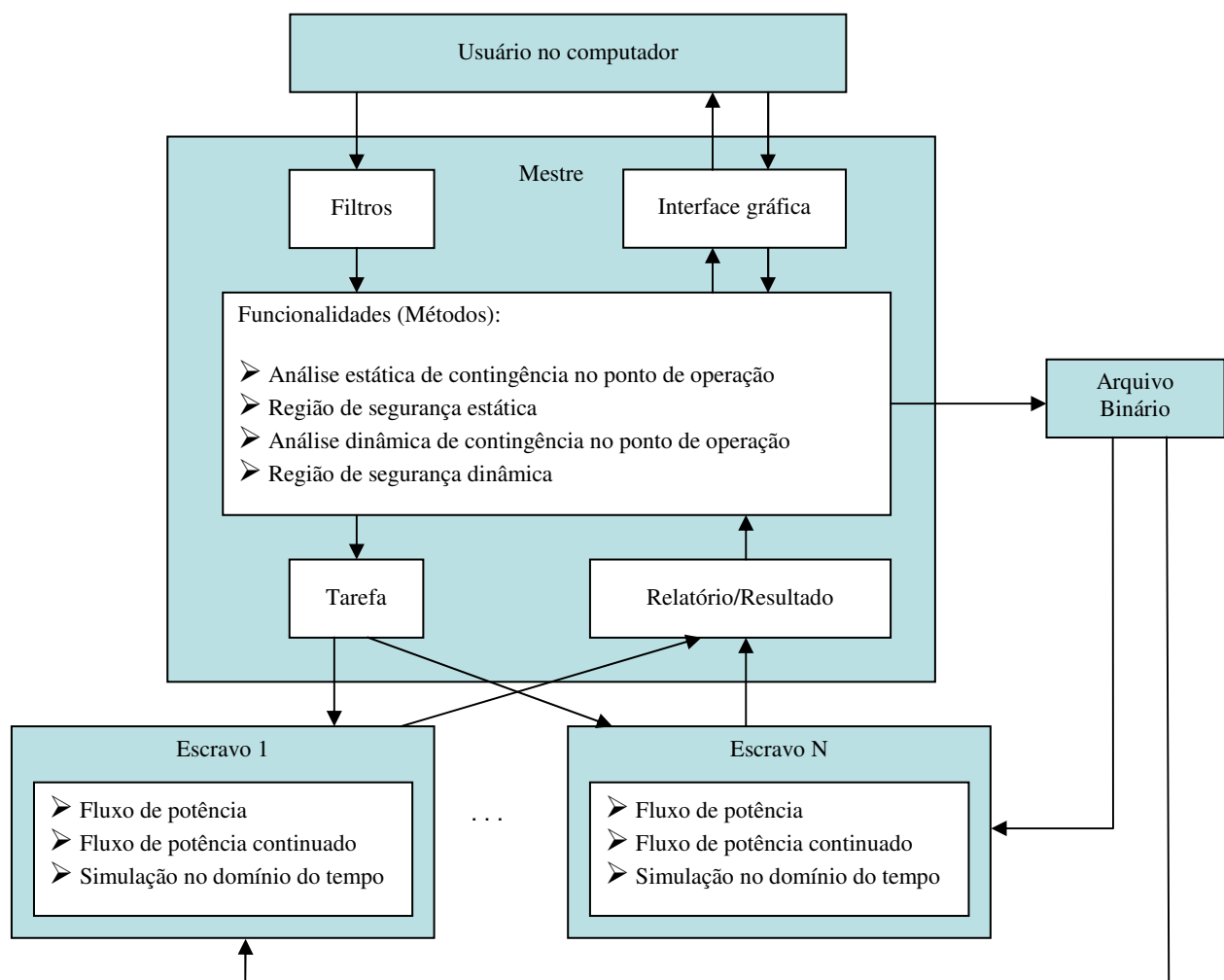


Figura IV-2: Arquitetura Mestre – Escravo do Processamento Distribuído para o Ambiente de Planejamento

A Figura IV-3 mostra a arquitetura do sistema de processamento distribuído para o ambiente de tempo real. Existem duas diferenças entre a arquitetura para o tempo real e para o planejamento. A primeira delas é que para o tempo real, normalmente, o caso base é gerado por um sistema gerenciador de energia (EMS – Energy Management System) através do estimador de estado. A lista de contingências pode ser criada pelo próprio EMS ou fornecida pelo usuário. Caso se queira realizar uma avaliação do tipo dinâmica, o arquivo de modelos dinâmicos pode ser fornecido da mesma forma que a lista de contingência. A segunda diferença é que, normalmente, o resultado da avaliação de segurança pode ser apresentado em uma interface gráfica no próprio processo Mestre ou ser enviado ao sistema EMS para que este permita a visualização desse resultado, como mostra a Figura IV-3.

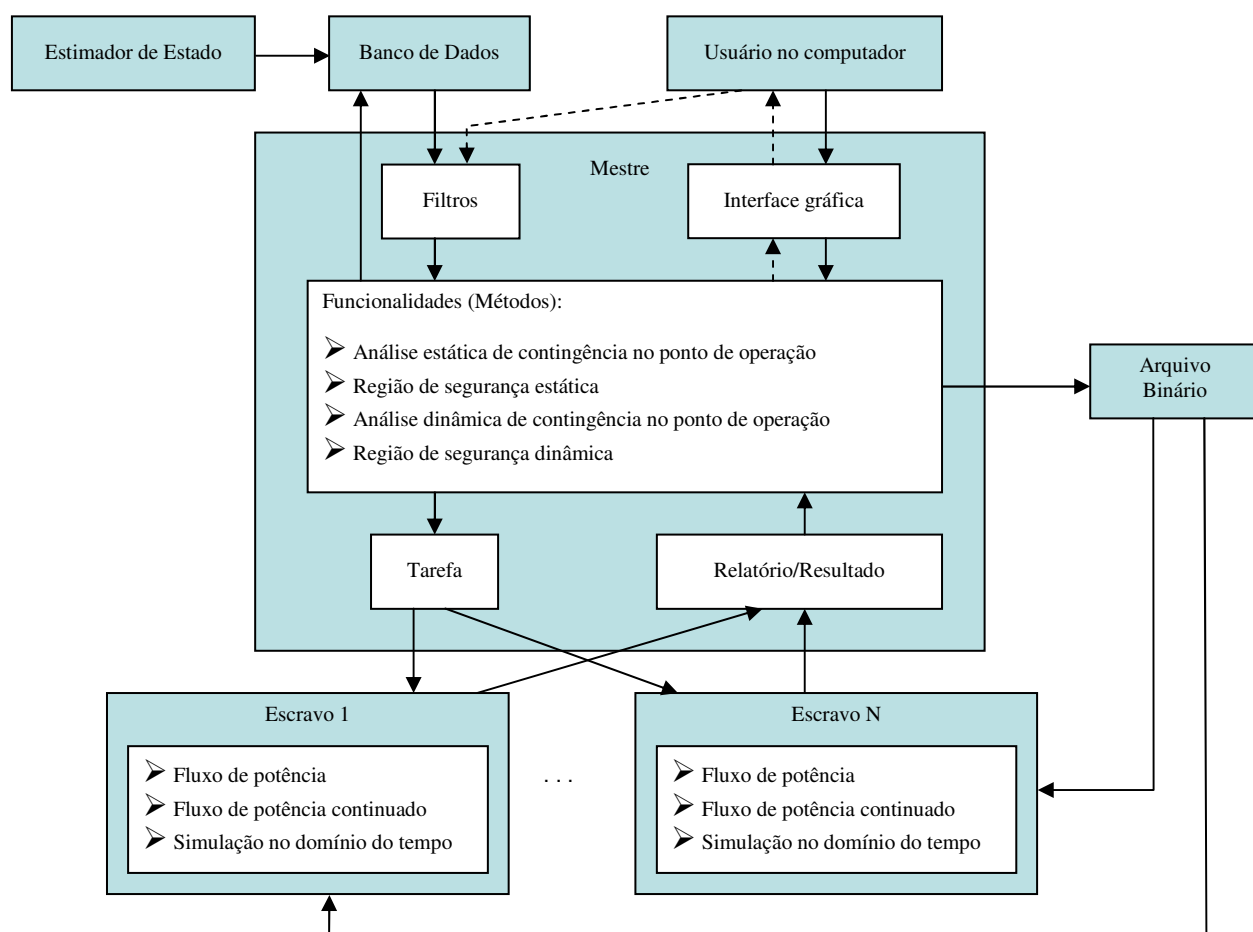


Figura IV-3: Arquitetura Mestre – Escravo do Processamento Distribuído para o Ambiente do Tempo Real

IV.3. Avaliação de Segurança Estática

Existem dois tipos de avaliação de segurança estática no ORGANON:

- *Análise Estática de Contingências para o Ponto de Operação;*
- *Região de Segurança Estática em torno do Ponto de Operação.*

A seguir, são apresentadas as formulações conceituais, exemplos e interpretações dos resultados para os dois tipos de avaliação de segurança estática do ORGANON.

Esses resultados foram obtidos utilizando apenas um computador.

IV.3.1. Análise Estática de Contingências para o Ponto de Operação

Na análise estática de contingências para o ponto de operação, todas as contingências de uma lista de contingências são simuladas com o fluxo de potência para um ponto de operação e seus resultados são armazenados em relatórios, ou seja, os resultados são disponibilizados no formato de tabelas. O ORGANON, portanto, oferece ao usuário a facilidade de identificar, através da interpretação dos dados dessas tabelas, se alguma contingência violou ou não os critérios de sobretensão, subtensão e sobrecarga. *A análise estática de contingências para o ponto de operação realiza a análise de contingências apresentada no item II.2.5 utilizando o processamento distribuído.*

Na análise estática de contingências para o ponto de operação, o Mestre designa uma contingência da lista de contingências a cada Escravo, que utiliza o fluxo de potência convencional (Método de Newton-Raphson) para obter a solução da contingência e encaminha um relatório com o resultado ao Mestre e se coloca a disposição para uma nova tarefa.

O sistema-teste utilizado neste item será adotado posteriormente para exemplificar o cálculo da região de segurança, que será apresentado nos itens IV.3.2 e IV.4.2. Nesse sistema, a barra 10 é uma barra “swing” artificial. A necessidade da criação dessa barra será explicada no item IV.3.2.

Para exemplificar a análise estática de contingências, são realizadas as simulações de *abertura das linhas de transmissão* 4-5, 4-6, 5-7, 6-9, 7-8 e 8-9 do sistema-teste de 10 barras.

A Figura IV-4 apresenta o ponto de operação do sistema-teste de 10 barras gravado no Arquivo Binário, a partir do qual serão simuladas as contingências simples de abertura das linhas de transmissão.

O arquivo com os dados de entrada do sistema de 10 barras utilizado na análise de contingências estática para o ponto de operação encontra-se no ANEXO A.

Os passos necessários para realizar a análise de contingência estática no ORGANON apresentadas a seguir estão descritos no ANEXO B.

A terceira coluna da terceira linha da Tabela IV-1, por exemplo, apresenta o resultado “Not Ok” que significa que para a contingência de abertura do circuito da barra 4 para a barra 5 houve violação de subtensão. Os resultados “Ok” da segunda e quarta colunas da terceira linha da Tabela IV-1 indicam que não houve violação de sobre-tensão e sobrecarga durante essa contingência.

Tabela IV-1 – Sumário de Violações para Contingências Simples de Abertura das LTs do Sistema

1	2	3	4
Ctg ID	Overvolt	Undervolt	Overload
LT45	Ok	Not Ok	Ok
LT46	Ok	Not Ok	Ok
LT57	Ok	Not Ok	Ok
LT69	Ok	Ok	Ok
LT78	Ok	Ok	Ok
LT89	Ok	Ok	Ok

A Tabela IV-2 mostra as variações de potência reativa nas barras com controle de tensão durante cada contingência. As colunas da Tabela IV-2, da esquerda para direita, mostram: **(1)** a identificação da contingência; **(2)** o número e **(3)** o nome da barra que apresentou mudança na potência reativa durante a contingência; os números **(4)** de área e **(5)** de zona dessa barra; e **(6)** o valor da mudança na potência reativa durante a contingência.

A terceira linha da Tabela IV-2, por exemplo, mostra que, durante a contingência de *abertura do circuito* da barra 4 para a barra 5, a barra 2, que pertence a área 2 e a zona 1, apresentou uma variação de 72,27 Mvar no valor da potência reativa.

A Tabela IV-3 mostra quais barras do sistema apresentaram subtensão durante cada contingência. As colunas da Tabela IV-3, da esquerda para direita, mostram: **(1)** a identificação da contingência; **(2)** o número e **(3)** o nome da barra que apresentou subtensão durante a contingência; os números **(4)** de área e **(5)** de zona dessa barra; **(6)** o valor da tensão base em kV da barra; **(7)** o valor da tensão na barra em pu durante a contingência; e os valores da tensão **(8)** mínima e **(9)** máxima da faixa em pu da barra.

A terceira linha da Tabela IV-3, por exemplo, mostra que, durante a contingência de *abertura do circuito* da barra 4 para a barra 5, a barra 5, que pertence a área 1 e a zona 1, apresentou uma tensão de 0,775 pu que é inferior à tensão mínima da faixa (0,9 pu).

Tabela IV-2 – Mudança na Potência Reativa para Contingências Simples de Abertura das LTs do Sistema

1	2	3	4	5	6
Ctg ID	Bus	Bus Name	Area	Zone	MVAR Change
LT45	2	Barra 2	2	1	72,27
LT45	3	Barra 3	3	1	34,62
LT45	10	Barra10	1	1	0
LT45	1	Barra 1	1	1	-8,29
LT46	3	Barra 3	3	1	29,99
LT46	2	Barra 2	2	1	14,1
LT46	1	Barra 1	1	1	7,39
LT46	10	Barra10	1	1	0
LT57	1	Barra 1	1	1	42,92
LT57	3	Barra 3	3	1	6,5
LT57	2	Barra 2	2	1	0,21
LT57	10	Barra10	1	1	0
LT69	1	Barra 1	1	1	31,93
LT69	3	Barra 3	3	1	8,67
LT69	2	Barra 2	2	1	8,31
LT69	10	Barra10	1	1	0
LT78	3	Barra 3	3	1	34,07
LT78	1	Barra 1	1	1	8,38
LT78	10	Barra10	1	1	0
LT78	2	Barra 2	2	1	-2,63
LT89	2	Barra 2	2	1	33,77
LT89	1	Barra 1	1	1	14,82
LT89	10	Barra10	1	1	0
LT89	3	Barra 3	3	1	-2,63

Tabela IV-3 – Subtensão para Contingências Simples de Abertura das LTs do Sistema

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ctg ID	Bus	Bus Name	Area	Zone	VBase(kV)	Volt(pu)	VMin(pu)	VMax(pu)
LT45	5	Barra 5	1	1	230	0,775	0,9	1,1
LT46	6	Barra 6	3	1	230	0,879	0,9	1,1
LT57	5	Barra 5	1	1	230	0,881	0,9	1,1

A Tabela IV-4 apresenta que barras do sistema apresentaram variações na tensão durante cada contingência. As colunas da Tabela IV-4, da esquerda para direita, mostram: **(1)** a identificação da contingência; **(2)** o número e **(3)** o nome da barra que apresentou mudança na tensão durante a contingência; os números **(4)** de área e **(5)** de zona dessa barra; e **(6)** o valor da mudança na tensão durante a contingência.

A terceira linha da Tabela IV-4, por exemplo, mostra que, durante a contingência de *abertura do circuito* da barra 4 para a barra 5, a barra 5, que pertence a área 1 e a zona 1, apresentou uma variação de 0,166 pu no valor da tensão.

Tabela IV-4 – Mudança nas Tensões para Contingências Simples de Abertura das LTs do Sistema

1	2	3	4	5	6
Ctg ID	Bus	Bus Name	Area	Zone	Volt Change
LT45	5	Barra 5	1	1	0,166
LT45	7	Barra 7	2	1	0,046
LT45	8	Barra 8	2	1	0,041
LT45	9	Barra 9	3	1	0,021
LT45	6	Barra 6	3	1	0,009
LT45	4	Barra 4	1	1	0,005
LT46	6	Barra 6	3	1	0,078
LT46	9	Barra 9	3	1	0,018
LT46	8	Barra 8	2	1	0,014
LT46	7	Barra 7	2	1	0,009
LT46	5	Barra 5	1	1	0,007
LT46	4	Barra 4	1	1	0,004
LT57	5	Barra 5	1	1	0,06
LT57	4	Barra 4	1	1	0,025
LT57	6	Barra 6	3	1	0,021
LT57	9	Barra 9	3	1	0,004
LT57	8	Barra 8	2	1	0,002
LT57	7	Barra 7	2	1	0
LT69	6	Barra 6	3	1	0,051
LT69	4	Barra 4	1	1	0,019
LT69	5	Barra 5	1	1	0,017
LT69	8	Barra 8	2	1	0,006
LT69	7	Barra 7	2	1	0,005
LT69	9	Barra 9	3	1	0,005
LT78	8	Barra 8	2	1	0,05
LT78	9	Barra 9	3	1	0,02
LT78	6	Barra 6	3	1	0,012
LT78	5	Barra 5	1	1	0,007
LT78	4	Barra 4	1	1	0,005
LT78	7	Barra 7	2	1	0,002
LT89	8	Barra 8	2	1	0,045
LT89	7	Barra 7	2	1	0,021
LT89	5	Barra 5	1	1	0,014
LT89	6	Barra 6	3	1	0,009
LT89	4	Barra 4	1	1	0,009
LT89	9	Barra 9	3	1	0,002

IV.3.2. Região de Segurança Estática em torno do Ponto de Operação

Para calcular a região de segurança estática em torno do ponto de operação é necessária a definição de três grupos geração. O primeiro (G1) e o segundo (G2) grupos são compostos pelas unidades geradoras dentro da área de estudo que terão o despacho de potência ativa alterado. O terceiro grupo (G3) é formado por um conjunto de geradores que pode estar ou não fora da área

de estudo e é utilizado para o fechamento de balanço de cargas do sistema, ou seja, é um grupo de geradores que se comporta como uma “swing”. O ideal é que, quando o G1 e o G2 tenham seus despachos reduzidos a uma geração mínima, G3 tenha capacidade de fornecer ao sistema esse montante de geração que foi reduzido no G1 e no G2. O conjunto de geradores de cada grupo gerador é fornecido ao ORGANON através de um arquivo texto com a extensão *.def*. A Figura IV-5 mostra esses três grupos de geração.

É importante ressaltar que o deslocamento na região de segurança é feito de tal forma que todos os geradores de um mesmo grupo cheguem à potência máxima simultaneamente. Para isso é necessário saber a potência ativa gerada antes de se fazer o cálculo do fator de crescimento, o que não é possível para a barra swing, onde a potência ativa gerada é calculada ao final do processo iterativo. Portanto, a barra swing do fluxo de potência não pode pertencer a nenhum desses três grupos, por isso foi necessário acrescentar ao sistema-teste de 9 barras, utilizado nos capítulos anteriores, uma barra com uma pequena geração para ser a nova “swing” do sistema (Barra 10 da Figura IV-4).

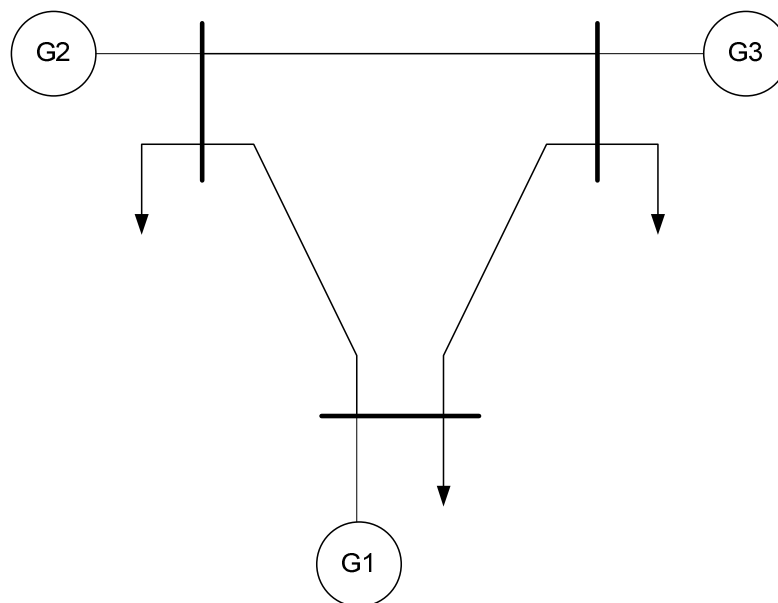


Figura IV-5: Grupos de Geração para o Cálculo da Região de Segurança Estática

A Figura IV-6 apresenta como a geração de potência ativa dos grupos de geração 1 e 2 variam no plano G1 x G2 durante o processo de cálculo da região de segurança estática em torno do ponto de operação. A região de segurança é calculada a partir do ponto de operação caminhando-se radialmente em diferentes direções no plano G1 x G2 procurando um ponto de limite de segurança ou até chegar a um ponto de limite de geração. O deslocamento no plano G1

x G2 com um ângulo de 45° , por exemplo, corresponde a uma condição em que as gerações de potência ativa dos grupos de geração 1 e 2 estão aumentando na mesma proporção. O excesso ou falta de geração de potência ativa resultante do redespacho dos grupos G1 e G2 é absorvido pelo grupo de geração 3 (G3), pois durante todo o processo de cálculo da região de segurança a carga do sistema é mantida praticamente constante, com exceção da variação das perdas.

O fluxo de potência continuado, apresentado no item II.3, é utilizado para realizar o deslocamento de geração no plano G1 x G2. Para cada novo ponto de operação obtido pelo fluxo de potência continuado processa-se um conjunto de contingências para esse ponto. O limite de segurança é definido como sendo a interseção dos limites da região para todas as contingências, Jardim e outros [25].

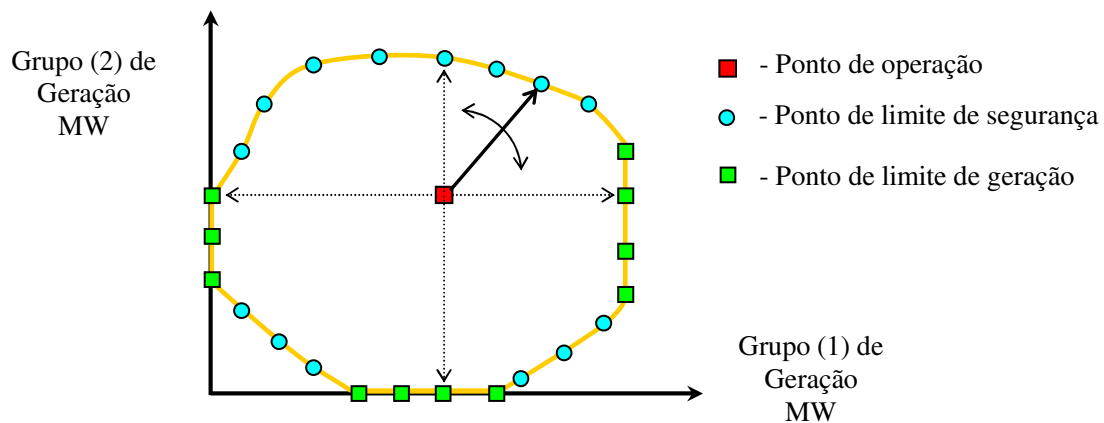


Figura IV-6: Processo de Cálculo da Região de Segurança Estática em torno do Ponto de Operação

Para calcular a região de segurança o usuário deve selecionar o número de direções que deseja. Esse número pode variar entre 4 e 40 direções sempre em múltiplos de 4.

No cálculo da região de segurança estática em torno do ponto de operação o Mestre designa uma contingência da lista de contingências e uma direção a cada Escravo. O Escravo utiliza o fluxo de potência continuado para obter cada novo ponto de operação (pré-contingência) no plano G1 x G2 e o fluxo de potência convencional (Método de Newton-Raphson) para obter a solução da contingência para cada novo ponto de operação no processo de procura de um ponto de limite de segurança. Quando o Escravo encontra dois pontos de operação consecutivos em que num ponto de operação a contingência converge e no outro a contingência não converge, o Escravo retorna ao ponto de operação em que a contingência convergiu e utiliza o método de busca binária para encontrar o limite da região de segurança,

analisando a contingência para cada novo ponto obtido. A busca binária é finalizada quando a distância entre os dois pontos de operação em que a contingência converge e que a contingência não converge é menor que 50 MW e o limite da região é dado pelo ponto de operação em que a contingência convergiu. Entretanto, o Escravo pode parar o processo de procura de um ponto de limite de segurança quando chegar a um ponto de limite de geração ou quando encontrar o ponto de operação de máximo carregamento, ou seja, a ponta do nariz para o sistema elétrico íntegro (colapso de tensão).

Ao término do processo de procura do ponto de operação limite o Escravo envia um relatório com o resultado ao Mestre e se coloca a disposição para uma nova tarefa.

Para o cálculo da região de segurança, em uma situação ideal, considera-se um número de processadores em paralelo igual ao número de contingências a serem processadas e que, além disso, a velocidade de processamento é tal que todos os Escravos concluem as análises de contingência praticamente ao mesmo tempo. O Mestre analisaria os relatórios dos Escravos e através da interseção dos limites para todas as contingências identificaria o limite de segurança de cada direção.

Entretanto para o cálculo da região de segurança, em uma situação real, como o número de processadores em paralelo pode ser diferente do número de contingências a serem processadas e, além disso, a velocidade de processamento dos Escravos pode ser diferente existe uma funcionalidade que faz com que o Mestre se comunique com cada Escravo durante a procura do ponto de limite de segurança para a contingência e direção designadas. Essa funcionalidade, implementada no ORGANON, tem por objetivo evitar que um Escravo continue a procura do ponto de limite de segurança para um ponto de operação além do ponto de limite de segurança já identificado por outro Escravo. Os Escravos, cujos pontos de operação sejam inferiores ao ponto de limite de segurança já identificado por outro Escravo, continuam a procura do ponto de limite de segurança até encontrar um ponto de limite de segurança menor que o atual ou até que o ponto de operação ultrapasse o ponto de limite de segurança atual.

Para demonstrar o resultado de quatro tipos de regiões de segurança estática para as contingências de abertura das linhas de transmissão 4-5, 4-6, 5-7, 6-9, 7-8 e 8-9 do sistema-teste de 10 barras são utilizados quatro cenários distintos. No primeiro cenário, as unidades geradoras controlam a tensão de suas barras em 1.085 pu. No segundo cenário, as unidades geradoras controlam a tensão de suas barras em 1.075 pu. No terceiro cenário, as unidades geradoras controlam a tensão de suas barras em 0.980 pu. No quarto cenário, as unidades geradoras das barras 1, 2, 3 e 10 controlam a tensão de suas barras em 1.040, 1.080, 1.070 e 1.040 pu, respectivamente.

Os arquivos com os dados de entrada do sistema de 10 barras para os quatro cenários e o arquivo com o conjunto de geradores de cada grupo gerador (arquivo texto com a extensão *.def*) encontram-se no ANEXO A.

Os passos necessários para obter a região de segurança estática no ORGANON apresentadas a seguir estão descritos no ANEXO B.

A Figura IV-7 apresenta o ponto de operação do sistema-teste de 10 barras para o **cenário 1**, gravado no Arquivo Binário, a partir do qual será calculada a região de segurança para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão e o conjunto de geradores definidos em cada grupo gerador.

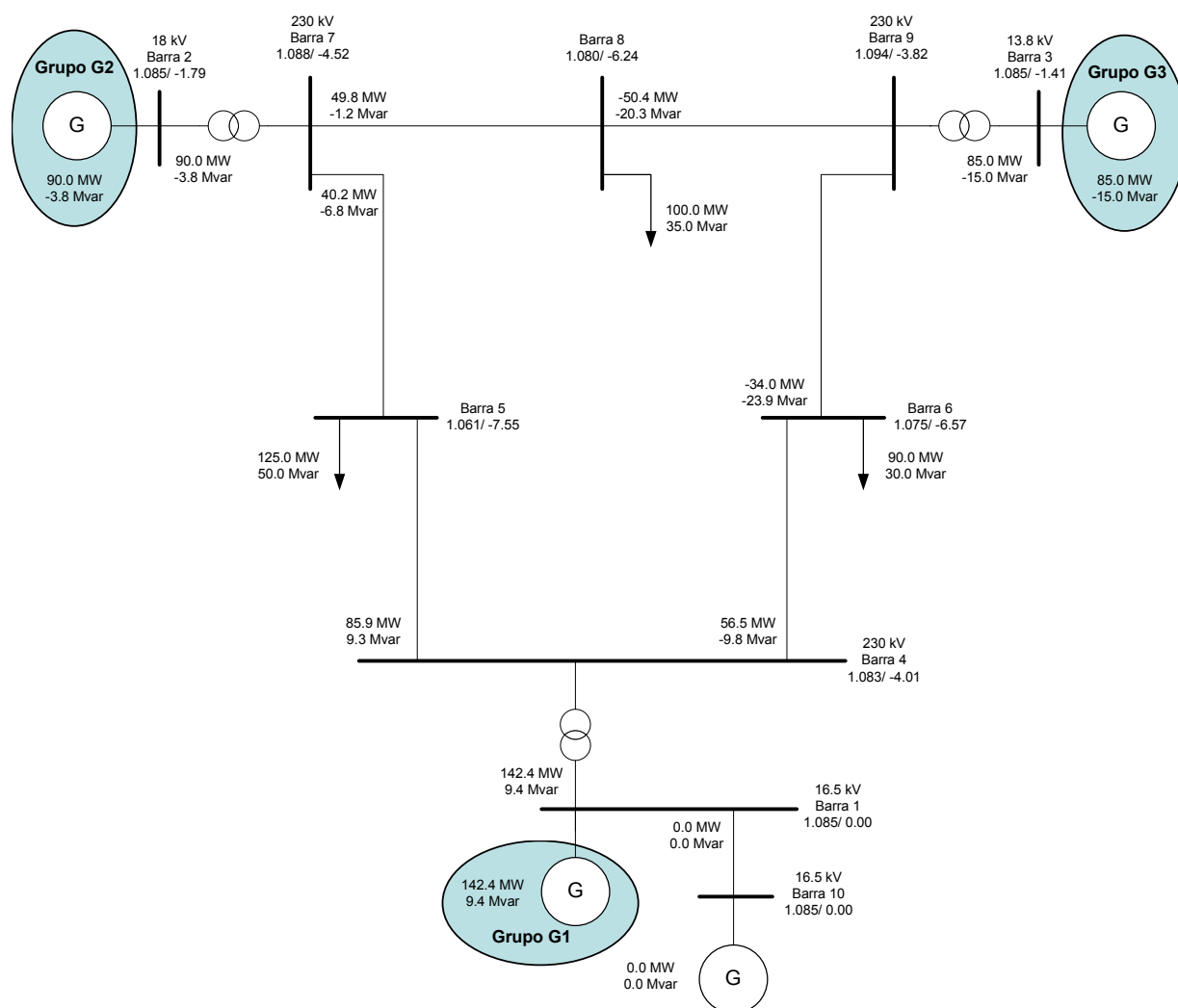


Figura IV-7: Ponto de Operação Inicial do Cenário 1 para a Região de Segurança Estática

As regiões de segurança apresentadas neste capítulo foram calculadas com 20 direções.

A Figura IV-8 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G1 x G2 para o **cenário 1**.

Na Figura IV-8, o sinal + em cinza (1) representa o ponto de operação, mostrado na Figura IV-7, a partir do qual foi calculada a região de segurança. Como se pode observar na Figura IV-8 existem três tipos de limites da região de segurança estática:

- **SR Limit** que é o limite da região de segurança. Esse limite pode estar associado ao limite de geração de um grupo gerador do sistema ou a capacidade máxima de transmissão (ponta do nariz) ou a convergência de alguma contingência (Security Limit - último ponto em que uma contingência converge). Quando um sistema ultrapassa esse limite significa que estará operando em uma região insegura. Na Figura IV-8 o contorno da região segura é apresentado com a cor preta (2) e a região insegura é preenchida com a cor vinho (3). Nessa região o contorno com a cor preta (2) coincide com o limite térmico (contorno dessa região é apresentado com a cor azul – 4). Em grande parte da região de segurança esses dois limites coincidem com o limite de tensão (contorno dessa região é apresentado com a cor vermelha – 6);
- **T Limit** que é o limite térmico (ramos em sobrecarga). Quando um sistema ultrapassa esse limite significa que na ocorrência de alguma contingência alguma linha ou transformador estará operando em sobrecarga. O ponto de limite térmico é calculado através da interpolação de dois pontos de operação consecutivos em que num ponto de operação a contingência não causa sobrecarga nos ramos e no outro a contingência provoca sobrecarga nos ramos do sistema. Na Figura IV-8 o contorno dessa região é apresentado com a cor azul (4) e para o preenchimento dessa região é utilizado a cor verde escuro (5);
- **V Limit** que é o limite de tensão. Quando um sistema ultrapassa esse limite significa que na ocorrência de alguma contingência alguma barra estará com a tensão violando a sua faixa de tensão. O ponto de limite de tensão é calculado através da interpolação de dois pontos de operação consecutivos em que num ponto de operação a contingência não causa violação das faixas de tensão e no outro a contingência provoca violações das faixas de tensão do sistema. Na Figura IV-8 o contorno dessa região é apresentado com a cor vermelha (6).

Quando os limites da região de segurança, térmico e de tensão estão sobrepostos, normalmente, significa que até aquele ponto de operação, que é um ponto limite da região de segurança, não houve violação dos limites térmico e de tensão.

Para identificar cada ponto de cada um dos limites da região de segurança (limite da região de segurança, limite térmico e limite de tensão), o usuário deve posicionar o “mouse” sobre o ponto (círculo) desejado e uma mensagem (“tip message”) semelhante à da Figura IV-8 aparecerá. Essa mensagem contém o número da direção, o que ocorreu além desse ponto para fazer com que o mesmo pertença a um dos limites da região de segurança, a contingência, caso esse ponto pertença a um dos limites da região de segurança por causa de alguma contingência, a distância em MW entre esse ponto e o ponto de operação (ponto + em cinza – 1), a partir do qual foi calculada a região de segurança, considerando G1, G2 e G3 como coordenadas.

Na Figura IV-8, a “tip message” está associada ao ponto azul logo acima. Esse ponto pertence ao limite da região de segurança (contorno em preto – 2). Nessa região de segurança os limites térmico (contorno em azul – 4 e preenchimento em verde escuro – 5) e da região de segurança (contorno em preto – 2) estão sobrepostos, o que significa que até aquele ponto não há sobrecarga nas linhas e transformadores na ocorrência de alguma contingência. Entretanto, esse ponto apresenta violação de tensão, pois está fora da região de limite de tensão (contorno em vermelho – 6). Esse ponto está na direção 1 da região de segurança, a informação Security Limit significa que além desse ponto alguma contingência não convergiu, a contingência que não convergiu foi a abertura da LT 4-5 e a distância entre esse ponto e o ponto de operação (ponto + em cinza) a partir do qual foi calculada a região de segurança é de 94.5 MW.

Na Figura IV-8, existem três tipos de regiões:

- ***Região Segura Sem Violação dos Limites Térmico e de Tensão*** que nesse exemplo é toda a área cujo contorno é apresentado com a cor vermelha (6);
- ***Região Segura Sem Violação do Limite Térmico e Com Violação do Limite de Tensão*** que nesse exemplo é toda a área fora do contorno com a cor vermelha (6), mas dentro do contorno com a cor azul (4);
- ***Região Insegura*** é toda a área preenchida com a cor vinho (3).

Como se pode observar, na Figura IV-8, o valor mínimo de potência ativa no eixo G1, por exemplo, é diferente de zero (43.1205 MW). Isso acontece porque os valores mínimo e máximo dos eixos são calculados de forma a otimizar a área de desenho do gráfico. O valor mínimo de potência ativa ($P_{G1 \min}$) apresentado no eixo do grupo G1 é o maior valor obtido pelas equações (IV-1) e (IV-2).

$$P_{G1 \min} = \sum P_{\min} \text{ dos geradores do grupo } G1 \quad (\text{IV-1})$$

$$P_{G1 \min} = 0.95 \cdot (P_{G1} - (X_2 + X_3)) \quad (\text{IV-2})$$

Onde:

P_{G1} - é a potência ativa do grupo 1 no ponto de operação (ponto + em cinza na Figura IV-8);

X_2 - é o somatório da potência máxima das unidades do grupo 2 ($P_{G2 \max} = \sum P_{\max}$ dos geradores do grupo 2) menos a potência ativa do grupo 2 no ponto de operação (ponto + em cinza na Figura IV-8);

X_3 - é o somatório da potência máxima das unidades do grupo 3 ($P_{G3 \max} = \sum P_{\max}$ dos geradores do grupo 3) menos a potência ativa do grupo 3 no ponto de operação (ponto + em cinza na Figura IV-8).

Os valores mínimos de potência ativa nos eixos G2 e G3 são calculados utilizando a mesma filosofia apresentada acima para o eixo G1.

O valor máximo de potência ativa no eixo G1, por exemplo, é o menor valor obtido pelas equações (IV-3) e (IV-4).

$$P_{G1 \max} = \sum P_{\max} \text{ dos geradores do grupo } G1 \quad (\text{IV-3})$$

$$P_{G1 \max} = 1.05 \cdot (P_{G1} + P_{G2} + P_{G3}) \quad (\text{IV-4})$$

Onde:

P_{G1} - é a potência ativa do grupo 1 no ponto de operação (ponto + em cinza na Figura IV-8);

P_{G2} - é a potência ativa do grupo 2 no ponto de operação (ponto + em cinza na Figura IV-8);

P_{G3} - é a potência ativa do grupo 3 no ponto de operação (ponto + em cinza na Figura IV-8).

Os valores máximos de potência ativa nos eixos G2 e G3 são calculados utilizando a mesma filosofia apresentada acima para o eixo G1.

A Figura IV-9 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G1 x G3 para o **cenário 1**. Na Figura IV-9, a “tip message” identifica o mesmo ponto azul apresentado na Figura IV-8.

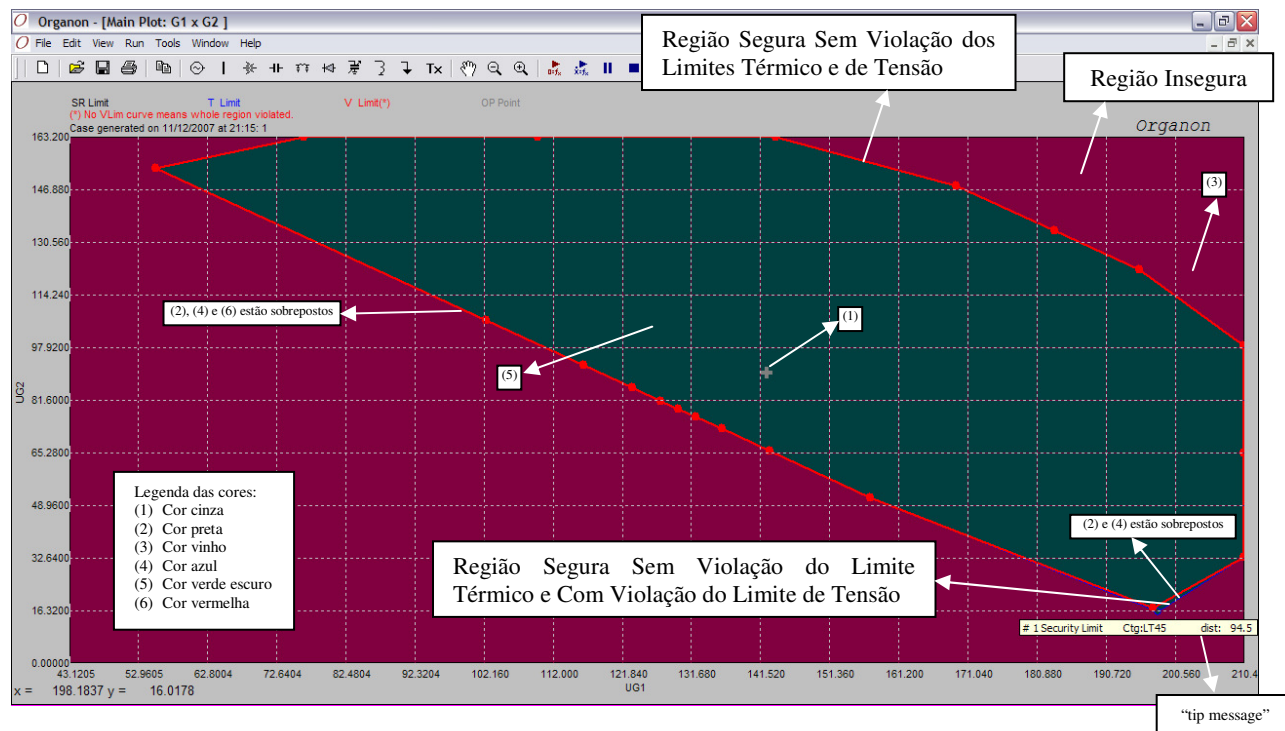


Figura IV-8: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G2 para o Cenário 1

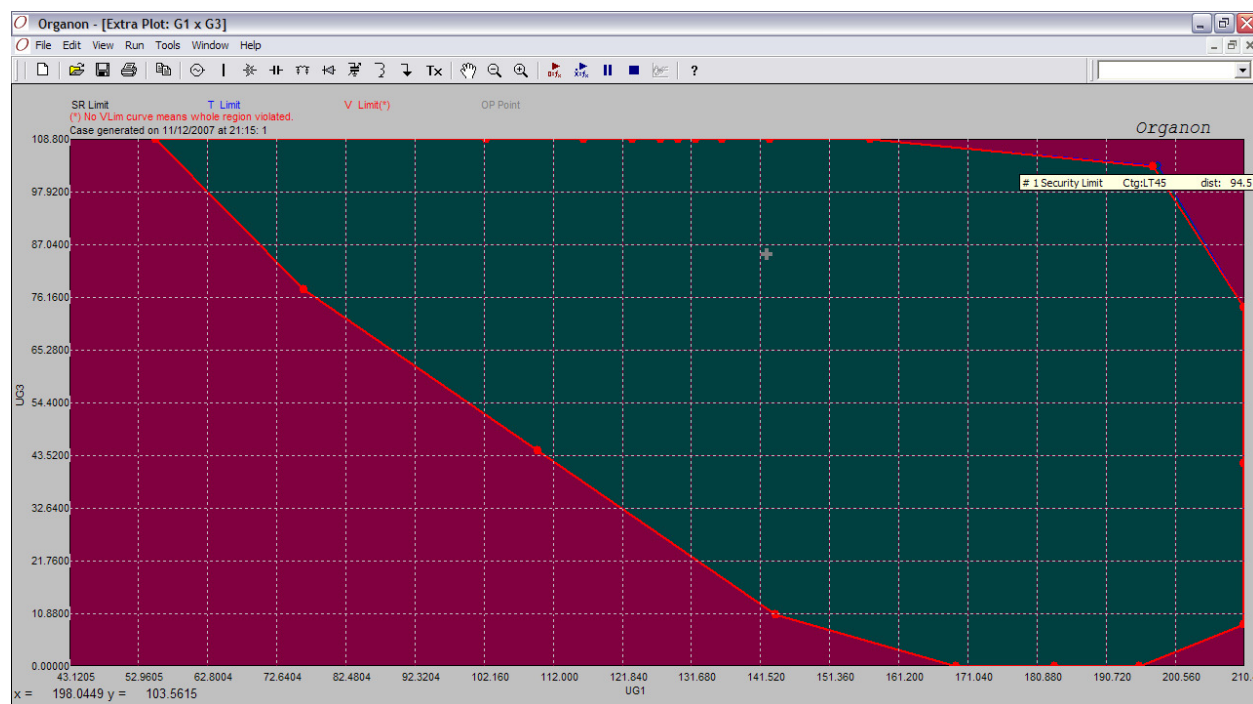


Figura IV-9: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G3 para o Cenário 1

A Figura IV-10 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G2 x G3 para o **cenário 1**. Na Figura IV-10, a “tip message” identifica o mesmo ponto azul apresentado na Figura IV-8 e na Figura IV-9.

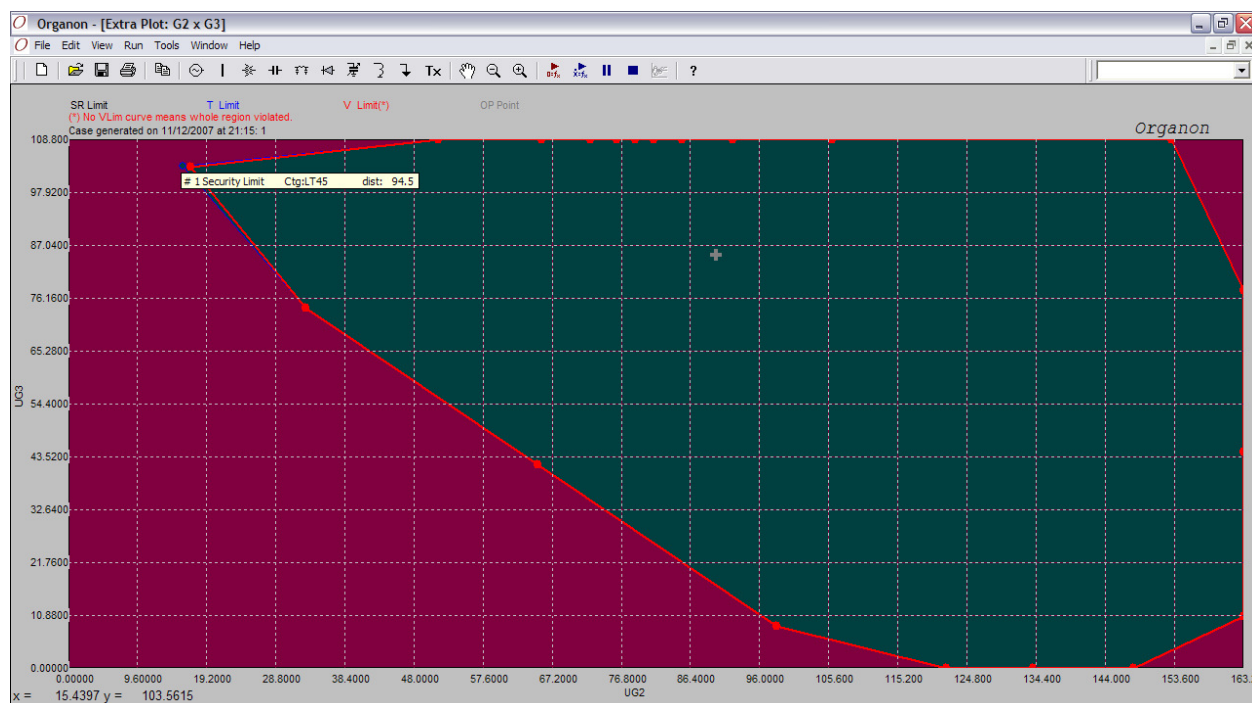


Figura IV-10: Região de Segurança Estática no Plano G2 x G3 para o Cenário 1

Na Tabela IV-5, é apresentado um sumário da região de segurança estática para as contingências de abertura das linhas de transmissão do sistema-teste de 10 barras para o Cenário 1. Os identificadores “0”, “OpPoint” e “Operating” das três primeiras colunas, da esquerda para a direita, da terceira linha da Tabela IV-5 se referem ao ponto de operação a partir do qual é calculada a região de segurança (ponto + em cinza apresentado na Figura IV-8).

Nas colunas de seis a oito da terceira linha da Tabela IV-5, é apresentado quanto os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando de potência ativa em MW, respectivamente, nesse ponto de operação. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da terceira linha da Tabela IV-5 os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 142,4 MW, 90 MW e 85 MW nesse ponto de operação. Esses valores de potência ativa são iguais aos apresentados na Figura IV-7.

Os identificadores “0”, “MaxGen” e “Maximum Gener” das três primeiras colunas, da esquerda para a direita, da quarta linha da Tabela IV-5 se referem ao despacho máximo para cada grupo gerador. O despacho máximo de um grupo gerador é o somatório das potências ativas máximas das unidades geradoras que compõe aquele grupo gerador.

Nas colunas de seis a oito da quarta linha da Tabela IV-5, são apresentados os despachos máximos de potência ativa em MW nos grupos geradores G1, G2 e G3, respectivamente. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da quarta linha da Tabela IV-5 os grupos geradores G1, G2 e G3 podem despachar no máximo 210,4 MW, 163,2 MW e 108,8 MW.

Os identificadores “0”, “MinGen” e “Minimum Gener” das três primeiras colunas, da esquerda para a direita, da quinta linha da Tabela IV-5 se referem ao despacho mínimo para cada grupo gerador. Nas colunas de seis a oito da quinta linha da Tabela IV-5, são apresentados os despachos mínimos de potência ativa em MW nos grupos geradores G1, G2 e G3, respectivamente. Os valores nas colunas de seis a oito da quinta linha da Tabela IV-5 mostram que os grupos geradores G1, G2 e G3 podem despachar no mínimo 43,1 MW, 0 MW e 0 MW. Como se pode observar a geração mínima do grupo gerador G1 é diferente de zero, pois a geração mínima é o maior valor obtido pelas equações (IV-1) e (IV-2).

Para o ponto de operação apresentado na terceira linha da Tabela IV-5, por exemplo, como a potência ativa mínima da unidade geradora do grupo G1 é igual a 0 MW, a geração mínima do grupo gerador I é igual a $0,95 \cdot (142,4 - ((163,2 - 90) + (108,8 - 85))) = 43,13$ MW.

Tabela IV-5 – Sumário da Região de Segurança Estática do Sistema – Cenário 1

1	2	3	4	5	6	7	8
Direction	Limit Type	VS Code	Contingency	Distance in G1xG2 (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)
0	OpPoint	Operating		0	142,4	90	85
0	MaxGen	Maximum Gener		0	210,4	163,2	108,8
0	MinGen	Minimum Gener		0	43,1	0	0
1	VS_Out	Security Limit	LT45	94,5	198,2	16	103,2
1	VL_Out	5 Barra	LT45	93,2	197,4	17	103
2	VS_Out	Generation Limi	None	89,5	210,4	32,9	74,1
3	VS_Out	Generation Limi	None	84,3	210,4	65,2	41,7
4	VS_Out	Generation Limi	None	102,6	210,4	98,4	8,6
5	VS_Out	Generation Limi	None	105,2	195,5	121,9	0
6	VS_Out	Generation Limi	None	104,1	183,4	134	0
7	VS_Out	Generation Limi	None	106,4	169,4	148	0
8	VS_Out	Generation Limi	None	104,4	143,7	163,2	10,5
9	VS_Out	Generation Limi	None	89,8	109,8	163,2	44,4
10	VS_Out	Generation Limi	None	98,8	76,5	163,2	77,7
11	VS_Out	Generation Limi	None	110,2	55,4	153,2	108,8
12	VS_Out	Generation Limi	None	49,2	102,5	106,1	108,8
13	VS_Out	Generation Limi	None	35,4	116,3	92,3	108,8
14	VS_Out	Generation Limi	None	30,9	123,3	85,3	108,8
15	VS_Out	Generation Limi	None	29,5	127,3	81,3	108,8
16	VS_Out	Generation Limi	None	29,2	129,9	78,7	108,8
17	VS_Out	Generation Limi	None	29,3	132,4	76,2	108,8
18	VS_Out	Generation Limi	None	30,2	136	72,6	108,8
19	VS_Out	Generation Limi	None	34	142,8	65,8	108,8
20	VS_Out	Generation Limi	None	47,7	157,2	51,4	108,8

Da sexta linha da Tabela IV-5 para baixo são apresentadas informações de cada ponto limite da região de segurança. A primeira coluna da sexta linha para baixo da Tabela IV-5 mostra o número da direção de cada ponto limite.

A segunda coluna da sexta linha para baixo da Tabela IV-5 apresenta qual é o tipo de limite desse ponto. Na região de segurança estática existem seis tipos de limites que são apresentados a seguir:

- **VS_OUT** que significa que além desse ponto estaremos cruzando o limite da região de segurança estática de dentro para fora, ou seja, o sistema estava em uma região segura e além desse ponto o sistema passa a operar em uma região insegura;
- **VS_IN** que significa que a partir desse ponto estaremos cruzando o limite da região de segurança estática de fora para dentro, ou seja, o sistema estava em uma região insegura e a partir desse ponto o sistema passa a operar em uma região segura;
- **TL_OUT** que significa que além desse ponto estaremos cruzando o limite térmico de dentro para fora, ou seja, o sistema estava em uma região com todos as linhas e transformadores sem sobrecarga e além desse ponto o sistema passa a operar com linhas e transformadores em sobrecarga em alguma contingência;
- **TL_IN** que significa que a partir desse ponto estaremos cruzando o limite térmico de fora para dentro, ou seja, o sistema estava em uma região com linhas e transformadores em sobrecarga e a partir desse ponto o sistema passa a operar com todos as linhas e transformadores sem sobrecarga;
- **VL_OUT** que significa que além desse ponto estaremos cruzando o limite de tensão de dentro para fora, ou seja, o sistema estava em uma região em que a tensão de todas as barras do sistema estavam dentro da faixa de tensão e além desse ponto a tensão de alguma barra do sistema passa a violar a sua faixa de tensão em alguma contingência;
- **VL_IN** que significa que a partir desse ponto estaremos cruzando o limite de tensão de fora para dentro, ou seja, o sistema estava em uma região em que a tensão de alguma barra do sistema violava a sua faixa de tensão e a partir desse ponto todas as barras do sistema operam com tensões dentro das faixas de tensão.

A terceira coluna da sexta linha para baixo da Tabela IV-5 apresenta qual é o código dos limites da região de segurança estática, ou seja, o que ocorreu além desse ponto para fazer com

que o mesmo pertença a um limite da região de segurança. A seguir, são apresentados os códigos associados ao limite da região de segurança estática (VS):

- **Generation Limit** que significa que o sistema chegou ao limite de geração de um dos grupos geradores;
- **Nose Curve** que significa que o sistema chegou à capacidade máxima de transmissão (ponta do nariz);
- **Security Limit** que significa que além desse ponto alguma contingência não converge.

O código associado ao limite térmico (TL) é a identificação de qual ramo apresentou sobrecarga na ocorrência de alguma contingência e o código associado ao limite de tensão (VL) é a identificação de qual barra do sistema violou a sua faixa de tensão na ocorrência de alguma contingência.

A quarta coluna da sexta linha para baixo da Tabela IV-5 apresenta qual é a contingência que fez o ponto de operação pertencer a algum dos limites da região de segurança, caso esse ponto pertença a um dos limites por causa de alguma contingência.

A quinta coluna da sexta linha para baixo da Tabela IV-5 apresenta qual é a distância em MW entre esse ponto de operação e aquele a partir do qual foi calculada a região de segurança (ponto de operação da terceira linha da Tabela IV-5), considerando G1, G2 e G3 como coordenadas.

Nas colunas de seis a oito da sexta linha para baixo da Tabela IV-5, são apresentados os despachos de potência ativa em MW nos grupos geradores G1, G2 e G3, respectivamente, nesse ponto de operação.

Os resultados da sexta linha da Tabela IV-5 mostram que na direção 1 da região de segurança estática existe um ponto de limite de segurança. Caso o sistema opere além desse ponto estará cruzando o limite da região de segurança estática de dentro para fora, ou seja, o sistema estará saindo de uma região segura e passará a operar em uma região insegura. Esse ponto de operação pertence ao limite da região de segurança estática porque além desse ponto a contingência de abertura da LT 4-5 não converge. A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada a região de segurança (ponto de operação da terceira linha da Tabela IV-5) é de 94,5 MW. Esse valor de distância é obtido da seguinte forma:

$$\text{Distância} = \sqrt{(P_{G1} - P_{G1_0})^2 + (P_{G2} - P_{G2_0})^2 + (P_{G3} - P_{G3_0})^2} \quad (\text{IV-5})$$

Onde:

P_{G1} - é a potência ativa em MW do grupo gerador G1 no ponto de limite de segurança (valor da coluna seis da sexta linha da Tabela IV-5);

P_{G2} - é a potência ativa em MW do grupo gerador G2 no ponto de limite de segurança (valor da coluna sete da sexta linha da Tabela IV-5);

P_{G3} - é a potência ativa em MW do grupo gerador G3 no ponto de limite de segurança (valor da coluna oito da sexta linha da Tabela IV-5);

P_{G1_0} - é a potência ativa em MW do grupo gerador G1 no ponto operação a partir do qual foi calculada a região de segurança (valor da coluna seis da terceira linha da Tabela IV-5);

P_{G2_0} - é a potência ativa em MW do grupo gerador G2 no ponto operação a partir do qual foi calculada a região de segurança (valor da coluna sete da terceira linha da Tabela IV-5);

P_{G3_0} - é a potência ativa em MW do grupo gerador G3 no ponto operação a partir do qual foi calculada a região de segurança (valor da coluna oito da terceira linha da Tabela IV-5).

O resultado da distância entre o ponto da sexta linha da Tabela IV-5 e o ponto de operação da terceira linha da Tabela IV-5) é calculado da seguinte forma: distância = $\sqrt{(198,2 - 142,4)^2 + (16 - 90)^2 + (103,2 - 85)^2} = 94,5 MW$.

Como se pode observar nas colunas de seis a oito da sexta linha da Tabela IV-5 os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 198,2 MW, 16 MW e 103,2 MW nesse ponto de operação. Esse ponto de operação é o ponto azul apresentado na Figura IV-8, na Figura IV-9 e na Figura IV-10.

Os resultados da sétima linha da Tabela IV-5 mostram que na direção 1 da região de segurança estática também existe um ponto de limite de tensão. Caso o sistema opere além desse ponto estará cruzando o limite de tensão de dentro para fora, ou seja, o sistema estará saindo de uma região em que a tensão de todas as suas barras estavam dentro da faixa de tensão e passará a operar em uma região onde a tensão da barra 5 do sistema passa a violar a sua faixa de tensão para alguma contingência. Esse ponto de operação pertence ao limite de tensão porque além desse ponto a contingência de abertura da LT 4-5 faz com que a tensão da barra 5 viole a sua faixa de tensão. A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada

a região de segurança (ponto de operação da terceira linha da Tabela IV-5) é de 93,2 MW. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da sétima linha da Tabela IV-5 os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 197,4 MW, 17 MW e 103 MW nesse ponto de operação. Esse ponto de operação é o ponto vermelho que está perto do ponto azul apresentado na Figura IV-8, na Figura IV-9 e na Figura IV-10.

Os resultados da oitava linha da Tabela IV-5 mostram que na direção 2 da região de segurança estática existe um ponto de limite de segurança. Esse ponto de operação pertence ao limite da região de segurança estática porque o sistema chegou ao limite de geração do grupo gerador G1, ou seja, o grupo gerador G1 está com um despacho igual ao seu despacho máximo (210,4 MW) e, portanto, o sistema não pode operar além desse ponto. A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada a região de segurança é de 89,5 MW. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da oitava linha da Tabela IV-5 os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 210,4 MW, 32,9 MW e 74,1 MW nesse ponto de operação.

A Figura IV-11 apresenta o ponto de operação do sistema-teste de 10 barras para o **cenário 2**, gravado no Arquivo Binário, a partir do qual será calculada a região de segurança para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão.

A Figura IV-12 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G1 x G2 para o **cenário 2**.

Na Figura IV-12, existem três tipos de regiões que são apresentadas a seguir:

- ***Região Segura Sem Violação dos Limites Térmico e de Tensão*** que nesse exemplo é toda a área cujo contorno apresenta-se em cor vermelha (6). Nessa região, o contorno com a cor vermelha (6) coincide em alguns pontos com o limite térmico (contorno dessa região é apresentado com a cor azul – 4) e com o limite da região de segurança (contorno dessa região é apresentado com a cor preta – 2);
- ***Região Segura Sem Violação do Limite Térmico e Com Violação do Limite de Tensão*** que nesse exemplo é toda a área preenchida com a cor verde escuro (5) que está fora do contorno com a cor vermelha (6), mas dentro do contorno com a cor azul (4). Nessa região o limite térmico (contorno dessa região é apresentado com a cor azul – 4) coincide com o limite da região de segurança (contorno dessa região é apresentado com a cor preta – 2);
- ***Região Insegura*** é toda a área preenchida com a cor vinho (3).

Na Figura IV-12, a “tip message” identifica o ponto vermelho acima do canto superior esquerdo da janela. Esse ponto pertence ao limite de tensão (contorno em vermelho – 6). Esse ponto está na direção 1 da região de segurança, a informação 5 Barra 5 significa que além desse ponto a tensão da barra 5 viola a sua faixa de tensão na ocorrência de alguma contingência, a contingência que causa essa violação de tensão na barra 5 é a de abertura da LT 4-5 e a distância entre esse ponto e o ponto de operação (ponto + em cinza – 1) a partir do qual foi calculada a região de segurança é de 33.3 MW.

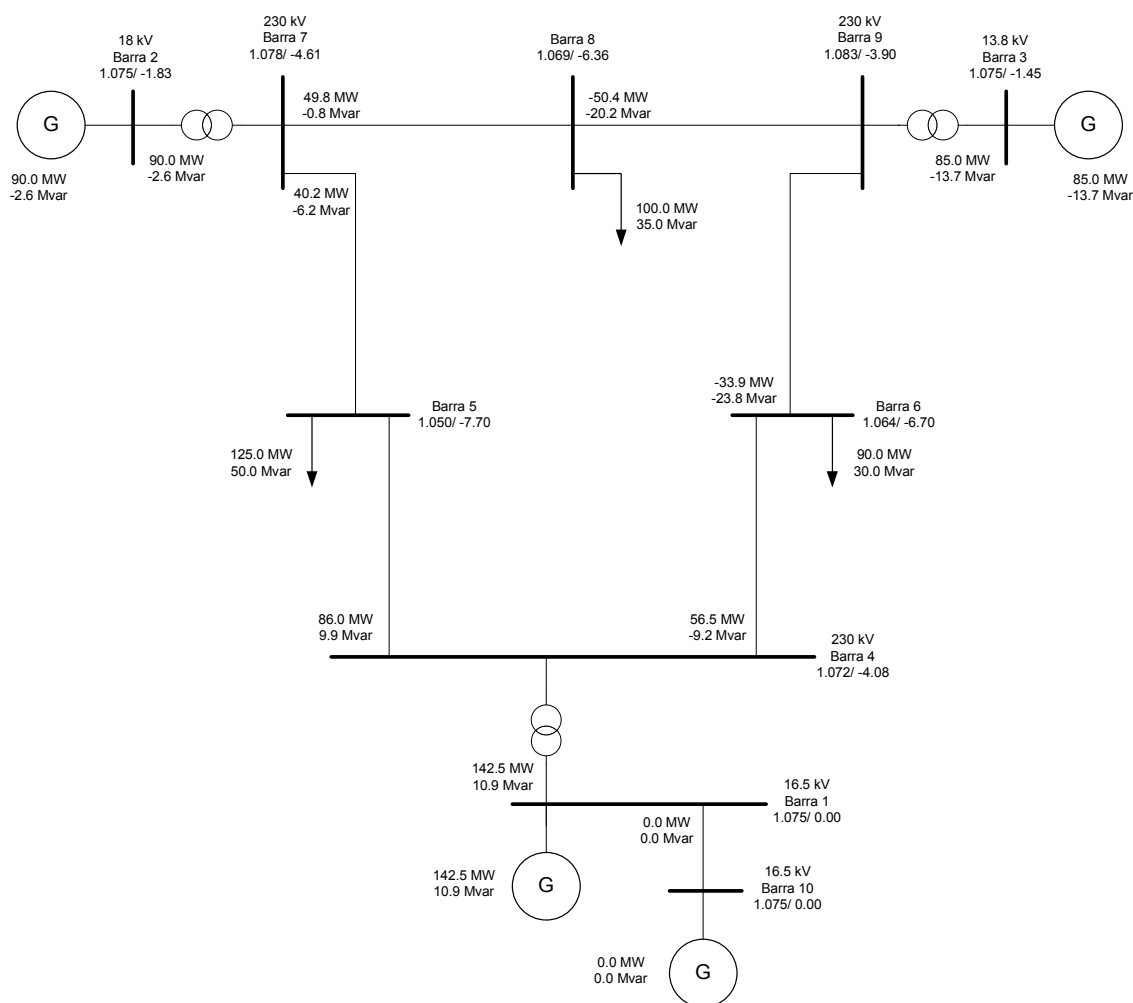


Figura IV-11: Ponto de Operação Inicial do Cenário 2 para a Região de Segurança Estática

A Figura IV-13 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G1 x G3 para o **cenário 2**. Na Figura IV-13, a “tip message” identifica o mesmo ponto vermelho apresentado na Figura IV-12.

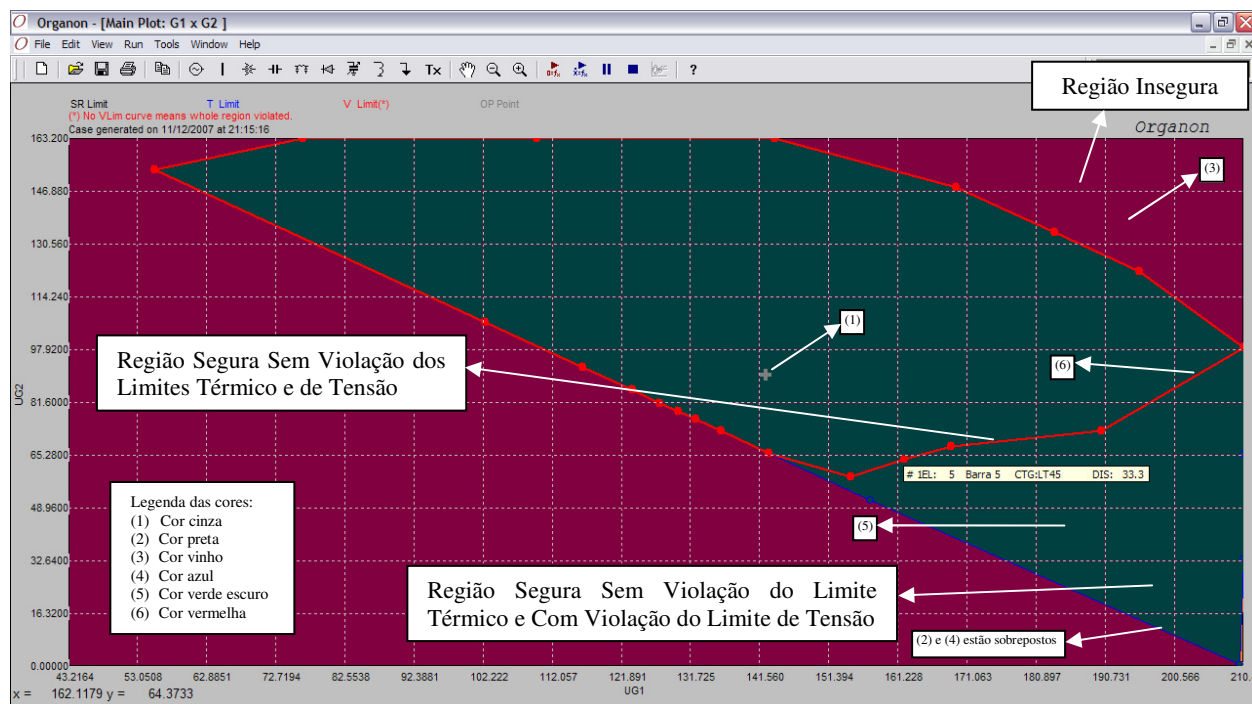


Figura IV-12: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G2 para o Cenário 2

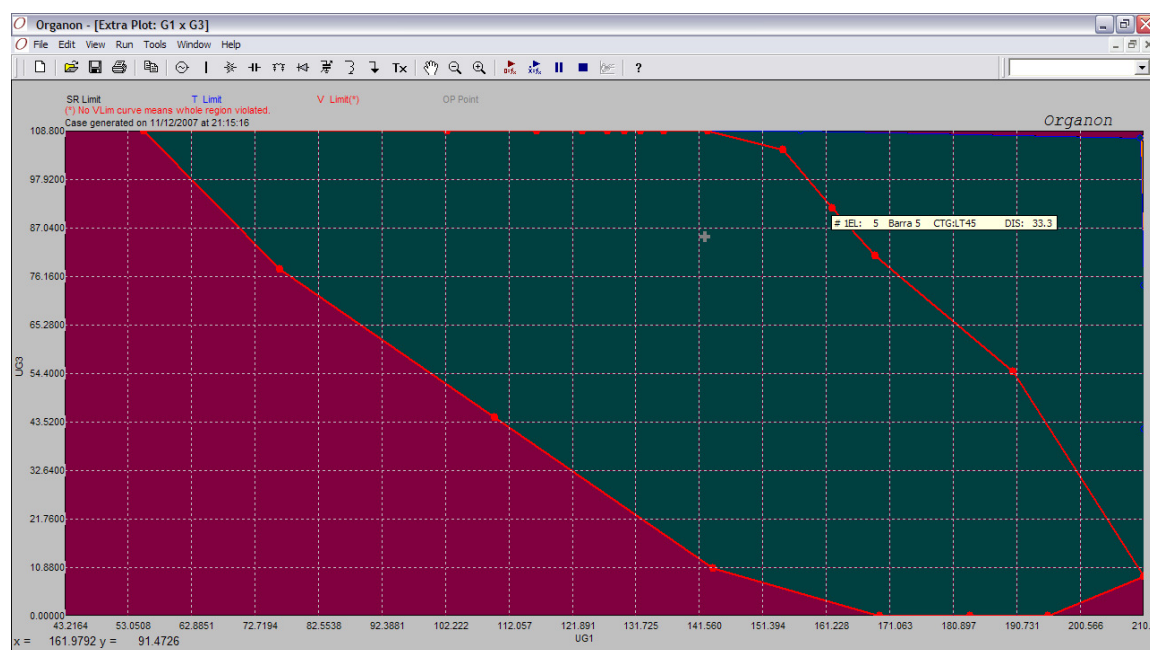


Figura IV-13: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G3 para o Cenário 2

A Figura IV-14 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G2 x G3 para o **cenário 2**. Na Figura IV-14, a “tip message” identifica o mesmo ponto vermelho apresentado na Figura IV-12 e na Figura IV-13.

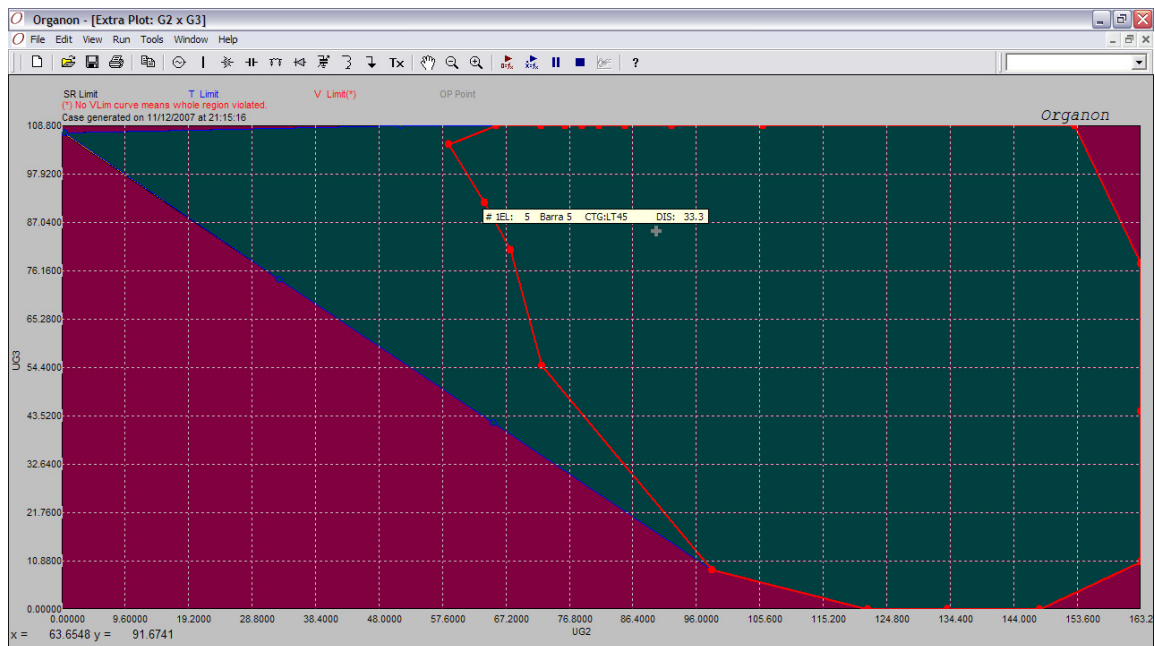


Figura IV-14: Região de Segurança Estática no Plano G2 x G3 para o Cenário 2

Na Tabela IV-6, é apresentado um sumário da região de segurança estática para as contingências de abertura das linhas de transmissão do sistema-teste de 10 barras para o Cenário 2. Os resultados da terceira linha da Tabela IV-6 mostram que no ponto de operação a partir do qual é calculada a região de segurança (ponto + em cinza apresentado na Figura IV-12) os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 142,5 MW, 90 MW e 85 MW. Esses valores de potência ativa são iguais aos apresentados na Figura IV-11.

Os resultados da quarta linha da Tabela IV-6 mostram que os grupos geradores G1, G2 e G3 podem despachar no máximo 210,4 MW, 163,2 MW e 108,8 MW, respectivamente. Os resultados da quinta linha da Tabela IV-6 mostram que os grupos geradores G1, G2 e G3 podem alcançar um despacho mínimo igual a 43,2 MW, 0 MW e 0 MW, respectivamente.

Os resultados da sexta linha da Tabela IV-6 mostram que na direção 1 da região de segurança estática existe um ponto de limite de segurança. Esse ponto de operação pertence ao limite da região de segurança estática porque o sistema chegou ao limite de geração do grupo gerador G2, ou seja, o grupo gerador G2 está com um despacho igual ao seu despacho mínimo (0 MW) e, portanto, o sistema não pode operar além desse ponto. A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada a região de segurança (ponto de operação da terceira linha da Tabela IV-6) é de 114,9 MW. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da sexta linha da Tabela IV-6 os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 210,3 MW, 0 MW e 107,2 MW nesse ponto de operação.

Tabela IV-6 – Sumário da Região de Segurança Estática do Sistema – Cenário 2

1	2	3	4	5	6	7	8
Direction	Limit Type	VS Code	Contingency	Distance in G1xG2 (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)
0	OpPoint	Operating		0	142,5	90	85
0	MaxGen	Maximum Gener		0	210,4	163,2	108,8
0	MinGen	Minimum Gener		0	43,2	0	0
1	VS_Out	Generation Limi	None	114,9	210,3	0	107,2
1	TL_Out	3-9#1	LT45	114,2	209,9	0,5	107
1	VL_Out	5 Barra	LT45	33,3	162,1	63,9	91,4
2	VS_Out	Generation Limi	None	89,3	210,4	33	74,1
2	VL_Out	5 Barra	LT45	34,7	168,9	67,9	80,8
3	VS_Out	Generation Limi	None	84,2	210,4	65,3	41,8
3	VL_Out	5 Barra	LT45	59,1	190,2	72,7	54,7
4	VS_Out	Generation Limi	None	102,4	210,4	98,3	8,8
5	VS_Out	Generation Limi	None	105,2	195,6	121,9	0
6	VS_Out	Generation Limi	None	104,1	183,5	134	0
7	VS_Out	Generation Limi	None	106,4	169,5	148	0
8	VS_Out	Generation Limi	None	104,4	143,8	163,2	10,5
9	VS_Out	Generation Limi	None	89,8	109,9	163,2	44,4
10	VS_Out	Generation Limi	None	98,8	76,6	163,2	77,7
11	VS_Out	Generation Limi	None	110,2	55,5	153,2	108,8
12	VS_Out	Generation Limi	None	49,2	102,6	106,1	108,8
13	VS_Out	Generation Limi	None	35,4	116,4	92,3	108,8
14	VS_Out	Generation Limi	None	30,9	123,4	85,3	108,8
15	VS_Out	Generation Limi	None	29,5	127,4	81,3	108,8
16	VS_Out	Generation Limi	None	29,2	130	78,7	108,8
17	VS_Out	Generation Limi	None	29,3	132,5	76,2	108,8
18	VS_Out	Generation Limi	None	30,2	136,1	72,6	108,8
19	VS_Out	Generation Limi	None	34	142,9	65,8	108,8
20	VS_Out	Generation Limi	None	47,7	157,3	51,4	108,8
20	VL_Out	5 Barra	LT45	38,9	154,6	58,5	104,4

Os resultados da sétima linha da Tabela IV-6 mostram que na direção 1 da região de segurança estática também existe um ponto de limite térmico. Caso o sistema opere além desse ponto estará cruzando o limite térmico de dentro para fora, ou seja, o sistema estará saindo de uma região em que todos as linhas e transformadores estão sem sobrecarga e passará a operar em uma região com o transformador 1 da barra 3 para a barra 9 em sobrecarga para alguma contingência. Esse ponto de operação pertence ao limite térmico porque além desse ponto a contingência de abertura da LT 4-5 faz com que o transformador 1 da barra 3 para a barra 9 opere em sobrecarga. A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada a região de segurança é de 114,2 MW. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da sétima linha da Tabela IV-6 os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 209,9 MW, 0,5 MW e 107 MW nesse ponto de operação.

Os resultados da oitava linha da Tabela IV-6 mostram que na direção 1 da região de segurança estática também existe um ponto de limite de tensão. Caso o sistema opere além desse ponto estará cruzando o limite de tensão de dentro para fora, ou seja, o sistema estará saindo de uma região em que a tensão de todas as suas barras estavam dentro da faixa de tensão e passará a

operar em uma região onde a tensão da barra 5 do sistema passa a violar a sua faixa de tensão para alguma contingência. Esse ponto de operação pertence ao limite de tensão porque além desse ponto a contingência de abertura da LT 4-5 faz com que a tensão da barra 5 viole a sua faixa de tensão. A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada a região de segurança é de 33,3 MW. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da oitava linha da Tabela IV-6 os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 162,1 MW, 63,9 MW e 91,4 MW nesse ponto de operação. Esse ponto de operação é o ponto vermelho apresentado na Figura IV-12, na Figura IV-13 e na Figura IV-14.

A Figura IV-15 apresenta o ponto de operação do sistema-teste de 10 barras para o **cenário 3**, gravado no Arquivo Binário, a partir do qual será calculada a região de segurança para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão. Esse ponto de operação é o mesmo apresentado na Figura IV-4 do item IV.3.1 de Análise Estática de Contingências para o Ponto de Operação.

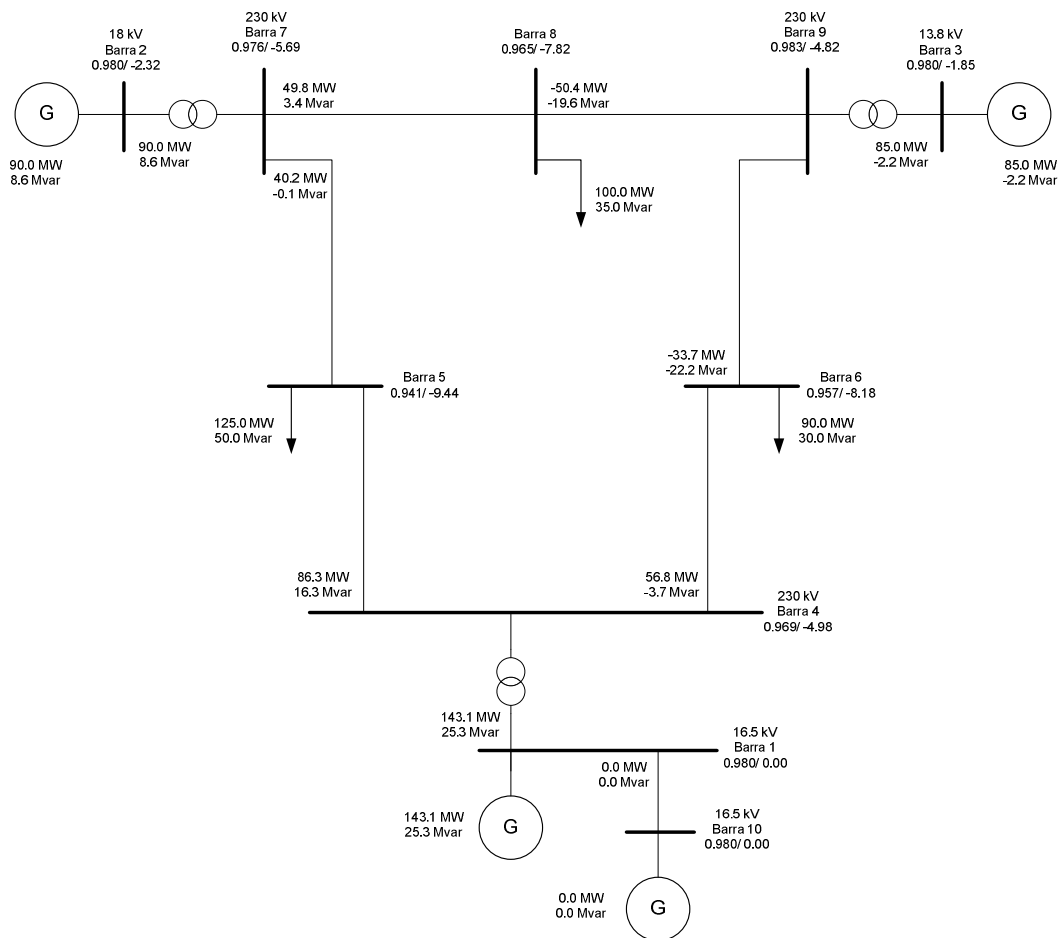


Figura IV-15: Ponto de Operação Inicial do Cenário 3 para a Região de Segurança Estática

A Figura IV-16 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G1 x G2 para o **cenário 3**. Na Figura IV-16, existem três tipos de regiões que são apresentadas a seguir:

- **Região Segura Sem Violação do Limite Térmico e Com Violação do Limite de Tensão** que nesse exemplo é toda a área cujo contorno é apresentado com a cor azul (4) e preenchido com a cor verde escuro (5). Nessa região o limite térmico (contorno dessa região é apresentado com a cor azul – 4) coincide em alguns pontos com o limite da região de segurança (contorno dessa região é apresentado com a cor preta – 2). Como se pode observar na Figura IV-16 não há nenhuma região com contorno com a cor vermelha (6), o que significa que em todos os pontos de operação dessa região de segurança estática existem barras com tensões violando as suas faixas de tensão em situações de contingência;
- **Região Segura Com Violação dos Limites Térmico e de Tensão** que nesse exemplo é toda a área fora do contorno com a cor azul (4), mas dentro do contorno com a cor preta (2). O preenchimento dessa região é apresentado com a cor laranja (7);
- **Região Insegura** é toda a área preenchida com a cor vinho (3).

Na Figura IV-16, a “tip message” identifica o ponto azul logo acima. Esse ponto pertence ao limite térmico (contorno em azul – 4 e preenchimento em verde escuro – 5). Esse ponto está na direção 1 da região de segurança, a informação 3 – 9 #1 significa que além desse ponto o transformador 1 da barra 3 para a barra 9 passa a operar em sobrecarga na ocorrência de alguma contingência, a contingência que causa a sobrecarga nesse transformador é a de abertura da LT 4-5 e a distância entre esse ponto e o ponto de operação (ponto + em cinza – 1) a partir do qual foi calculada a região de segurança é de 86.1 MW.

A Figura IV-17 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G1 x G3 para o **cenário 3**.

Na Figura IV-17, a “tip message” identifica o mesmo ponto azul apresentado na Figura IV-16.

A Figura IV-18 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G2 x G3 para o **cenário 3**.

Na Figura IV-18, a “tip message” identifica o mesmo ponto azul apresentado na Figura IV-16 e na Figura IV-17.

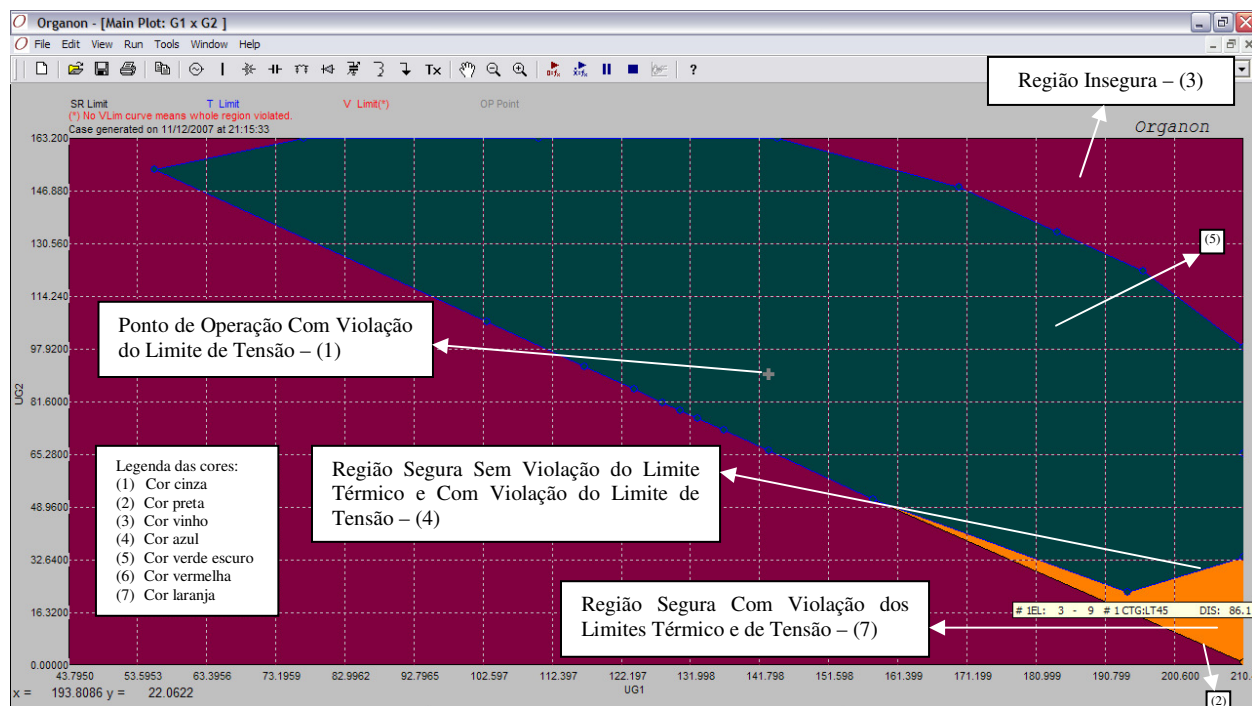


Figura IV-16: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G2 para o Cenário 3

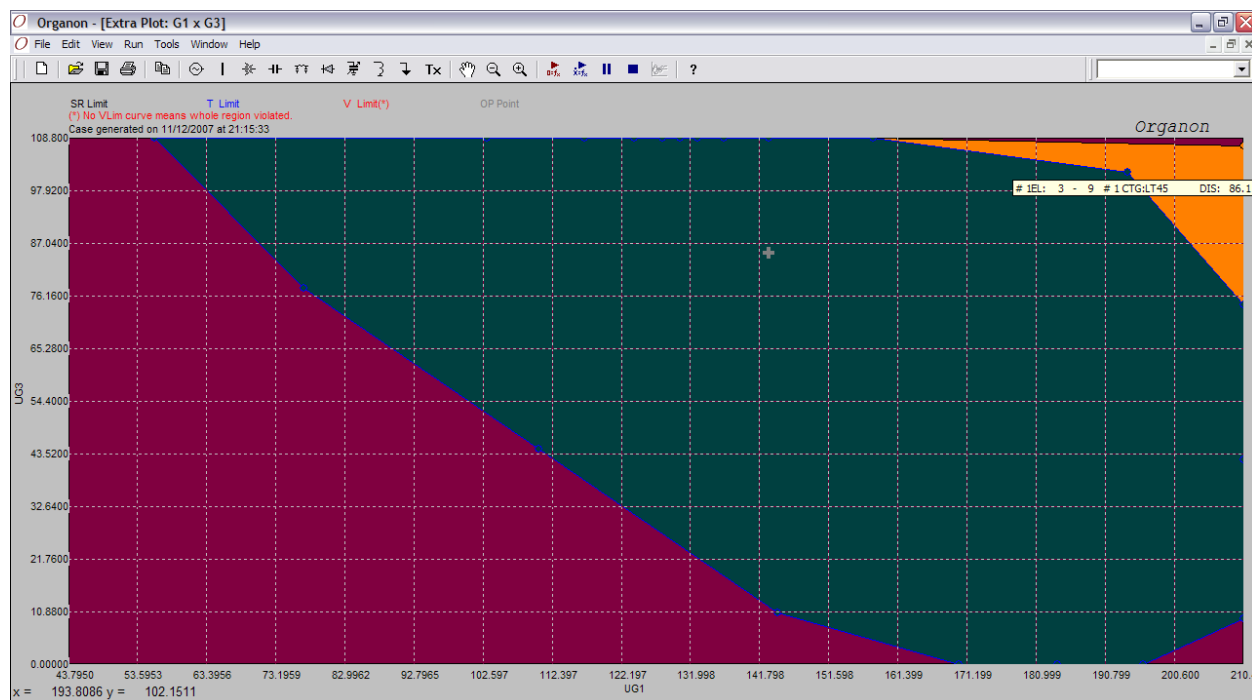


Figura IV-17: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G3 para o Cenário 3

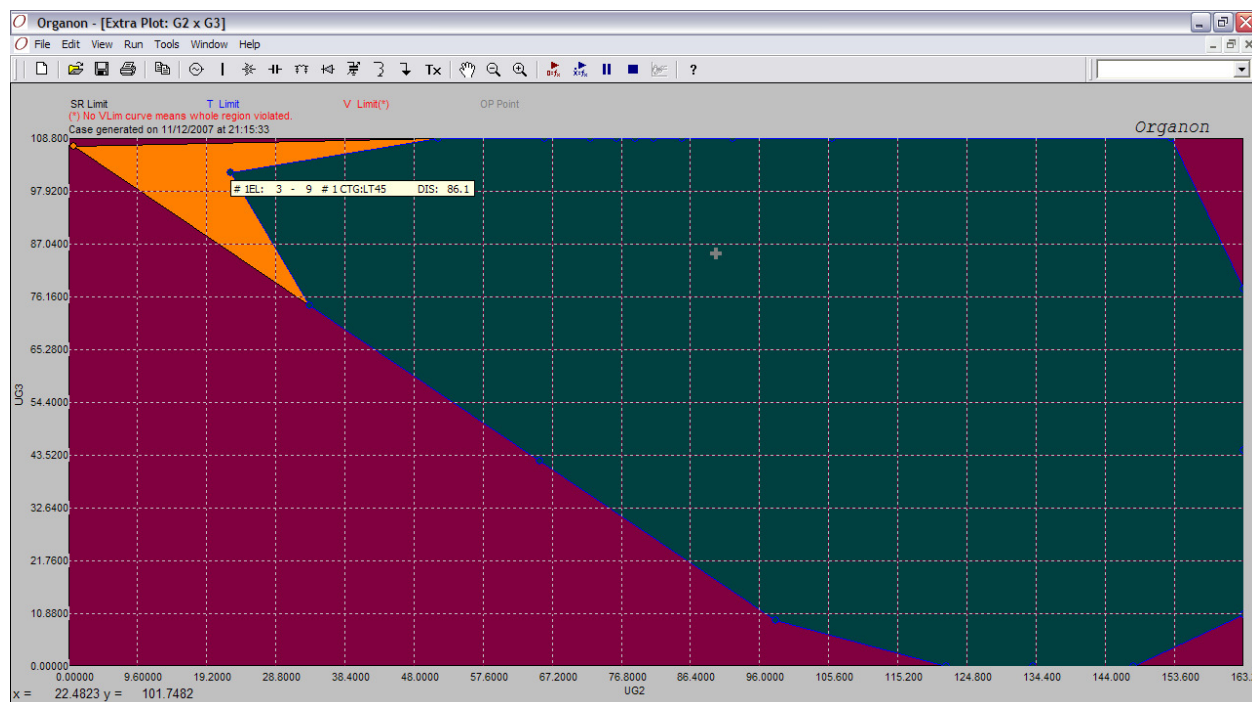


Figura IV-18: Região de Segurança Estática no Plano G2 x G3 para o Cenário 3

Na Tabela IV-7, é apresentado um sumário da região de segurança estática para as contingências de abertura das linhas de transmissão do sistema-teste de 10 barras para o Cenário 3. Os resultados da terceira linha da Tabela IV-7 mostram que no ponto de operação a partir do qual é calculada a região de segurança (ponto + em cinza apresentado na Figura IV-16) os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 143,1 MW, 90 MW e 85 MW. Esses valores de potência ativa são iguais aos apresentados na Figura IV-15.

Os resultados da quarta linha da Tabela IV-7 mostram que os grupos geradores G1, G2 e G3 podem despachar no máximo 210,4 MW, 163,2 MW e 108,8 MW, respectivamente. Os resultados da quinta linha da Tabela IV-7 mostram que os grupos geradores G1, G2 e G3 podem despachar no mínimo 43,8 MW, 0 MW e 0 MW, respectivamente.

Os resultados da sexta linha da Tabela IV-7 mostram que na direção 1 da região de segurança estática existe um ponto de limite de segurança. Esse ponto de operação pertence ao limite da região de segurança estática porque o sistema chegou ao limite de geração do grupo gerador G1, ou seja, o grupo gerador G1 está com um despacho igual ao seu despacho máximo (210,4 MW). A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada a região de segurança (ponto de operação da terceira linha da Tabela IV-7) é de 114 MW. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da sexta linha da Tabela IV-7 os grupos geradores G1,

G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 210,4 MW, 0,7 MW e 107 MW nesse ponto de operação.

Os resultados da sétima linha da Tabela IV-7 mostram que na direção 1 da região de segurança estática também existe um ponto de limite térmico. Caso o sistema opere além desse ponto estará cruzando o limite térmico de dentro para fora, ou seja, o sistema estará saindo de uma região em que todas as linhas e transformadores estão sem sobrecarga e passará a operar em uma região com o transformador 1 da barra 3 para a barra 9 em sobrecarga para alguma contingência. Esse ponto de operação pertence ao limite térmico porque além desse ponto a contingência de abertura da LT 4-5 faz com que o transformador 1 da barra 3 para a barra 9 opere em sobrecarga. A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada a região de segurança é de 86,1 MW. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da sétima linha da Tabela IV-7 os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 194 MW, 22,5 MW e 101,6 MW nesse ponto de operação. Esse ponto de operação é o ponto azul apresentado na Figura IV-16, na Figura IV-17 e na Figura IV-18.

Tabela IV-7 – Sumário da Região de Segurança Estática do Sistema – Cenário 3

1	2	3	4	5	6	7	8
Direction	Limit Type	VS Code	Contingency	Distance in G1xG2 (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)
0	OpPoint	Operating		0	143,1	90	85
0	MaxGen	Maximum Gener		0	210,4	163,2	108,8
0	MinGen	Minimum Gener		0	43,8	0	0
1	VS_Out	Generation Limi	None	114	210,4	0,7	107
1	TL_Out	3-9#1	LT45	86,1	194	22,5	101,6
2	VS_Out	Generation Limi	None	88,5	210,4	33,5	74,2
3	VS_Out	Generation Limi	None	83,4	210,4	65,5	42,2
4	VS_Out	Generation Limi	None	101,5	210,4	98,3	9,4
5	VS_Out	Generation Limi	None	105,2	196,2	121,9	0
6	VS_Out	Generation Limi	None	104,1	184,1	134	0
7	VS_Out	Generation Limi	None	106,4	170,1	148	0
8	VS_Out	Generation Limi	None	104,4	144,4	163,2	10,5
9	VS_Out	Generation Limi	None	89,8	110,5	163,2	44,4
10	VS_Out	Generation Limi	None	98,8	77,2	163,2	77,7
11	VS_Out	Generation Limi	None	110,2	56,1	153,2	108,8
12	VS_Out	Generation Limi	None	49,2	103,2	106,1	108,8
13	VS_Out	Generation Limi	None	35,4	117	92,3	108,8
14	VS_Out	Generation Limi	None	30,9	124	85,3	108,8
15	VS_Out	Generation Limi	None	29,5	128	81,3	108,8
16	VS_Out	Generation Limi	None	29,2	130,6	78,7	108,8
17	VS_Out	Generation Limi	None	29,3	133,1	76,2	108,8
18	VS_Out	Generation Limi	None	30,2	136,7	72,6	108,8
19	VS_Out	Generation Limi	None	33,7	143,1	66,2	108,8
20	VS_Out	Generation Limi	None	47,7	157,9	51,4	108,8

A Figura IV-19 apresenta o ponto de operação do sistema-teste de 10 barras para o **cenário 4**, gravado no Arquivo Binário, a partir do qual será calculada a região de segurança para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão.

A Figura IV-20 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G1 x G2 para o **cenário 4**.

Na Figura IV-20, existem quatro tipos de regiões que são apresentadas a seguir:

- ***Região Segura Sem Violação dos Limites Térmico e de Tensão*** que nesse exemplo é toda a área cujo contorno é apresentado com a cor vermelha (6). Nessa região o contorno com a cor vermelha (6) coincide em alguns pontos com o limite térmico (contorno dessa região é apresentado com a cor azul – 4) e com o limite da região de segurança (contorno dessa região é apresentado com a cor preta – 2);
- ***Região Segura Sem Violação do Limite Térmico e Com Violação do Limite de Tensão*** que nesse exemplo é toda a área preenchida com a cor verde escuro (5) que está fora do contorno com a cor vermelha (6), mas dentro do contorno com a cor azul (4). Nessa região o limite térmico (contorno dessa região é apresentado com a cor azul – 4) coincide em alguns pontos com o limite da região de segurança (contorno dessa região é apresentado com a cor preta – 2);
- ***Região Segura Com Violação dos Limites Térmico e de Tensão*** que nesse exemplo é toda a área fora do contorno com a cor azul (4), mas dentro do contorno com a cor preta (2). O preenchimento dessa região é apresentado com a cor laranja (7);
- ***Região Insegura*** é toda a área preenchida com a cor vinho (3).

Na Figura IV-20, a “tip message” identifica o ponto vermelho acima do canto superior esquerdo da janela. Esse ponto pertence ao limite de tensão (contorno em vermelho – 6). Esse ponto está na direção 1 da região de segurança, a informação 5 Barra 5 significa que além desse ponto a tensão da barra 5 viola a sua faixa de tensão na ocorrência de alguma contingência, a contingência que causa essa violação de tensão na barra 5 é a de abertura da LT 4-5 e a distância entre esse ponto e o ponto de operação (ponto + em cinza – 1) a partir do qual foi calculada a região de segurança é de 41.3 MW.

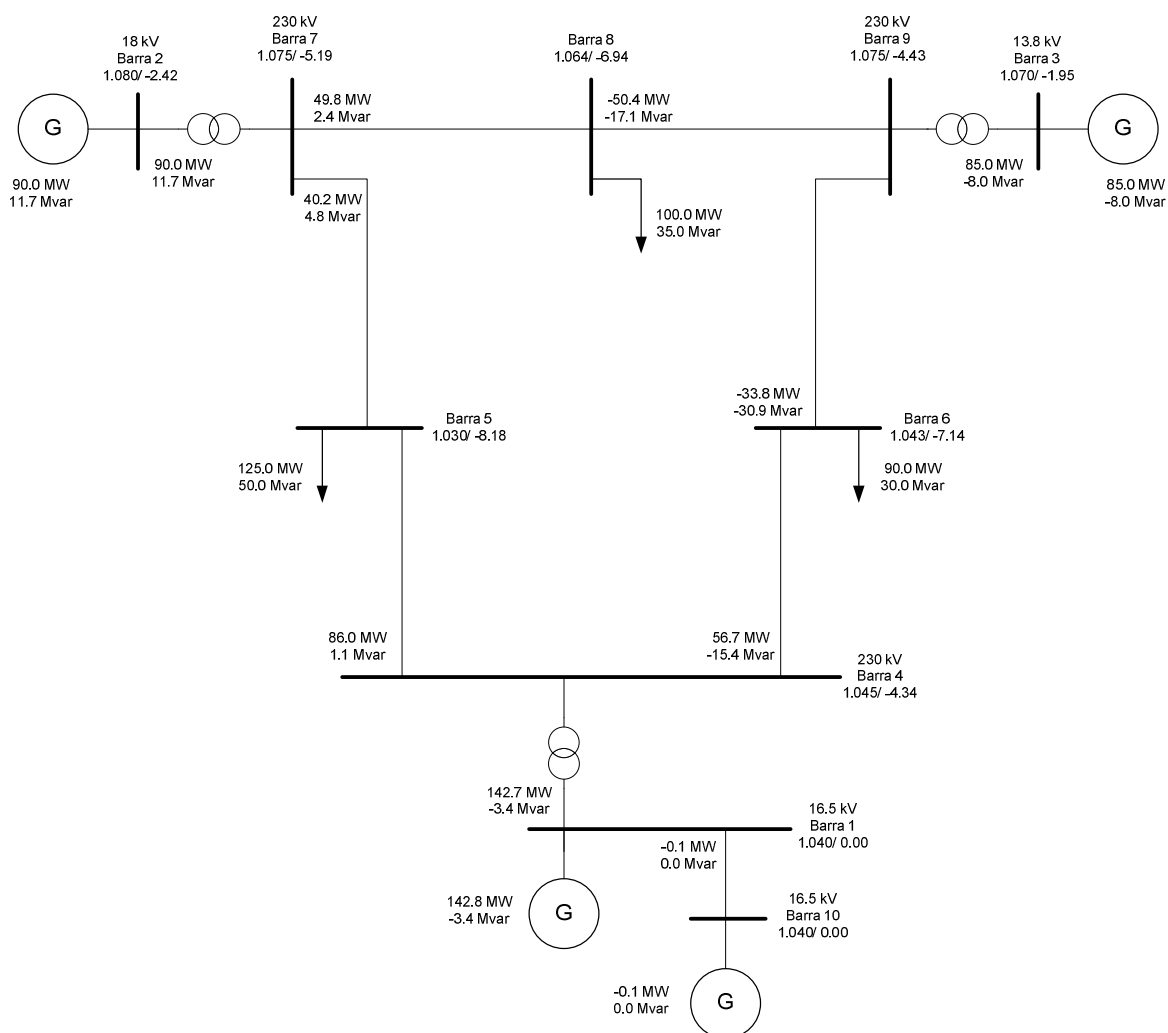


Figura IV-19: Ponto de Operação Inicial do Cenário 4 para a Região de Segurança Estática

A Figura IV-21 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G1 x G3 para o **cenário 4**.

Na Figura IV-21, a “tip message” identifica o mesmo ponto vermelho apresentado na Figura IV-20.

A Figura IV-22 apresenta a região de segurança estática do sistema para as contingências simples de abertura das linhas de transmissão no plano G2 x G3 para o **cenário 4**.

Na Figura IV-22, a “tip message” identifica o mesmo ponto vermelho apresentado na Figura IV-20 e na Figura IV-21.

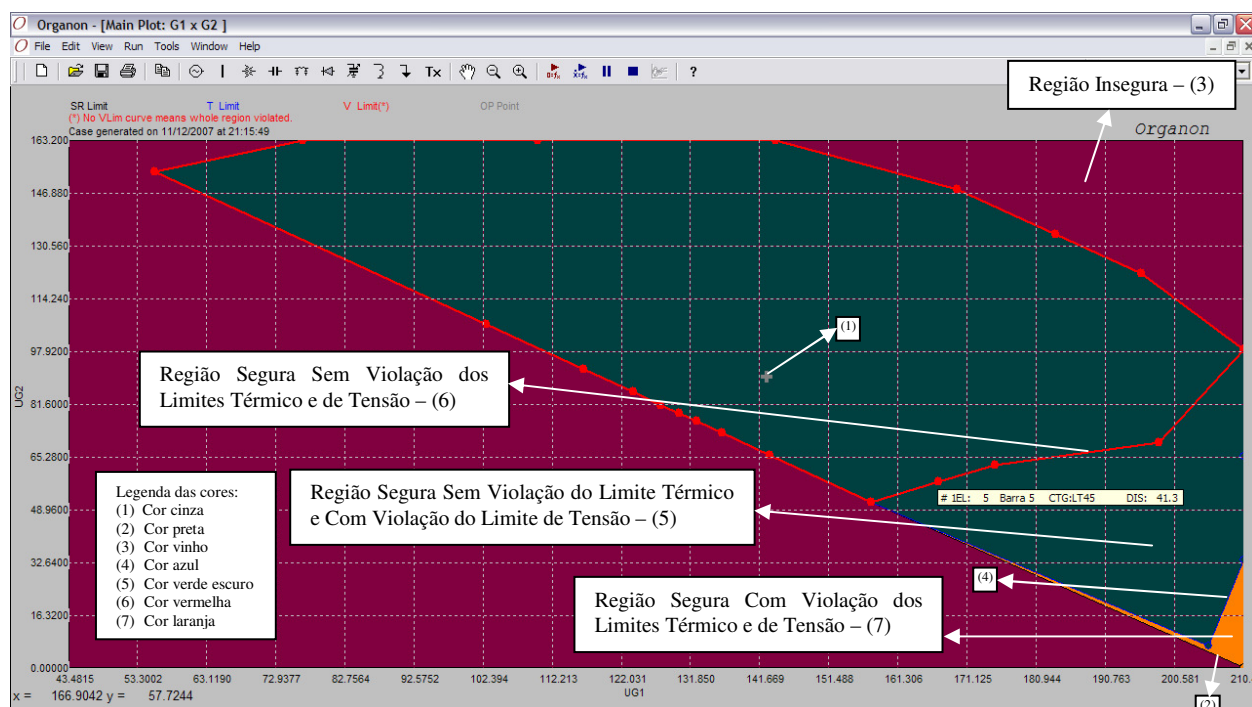


Figura IV-20: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G2 para o Cenário 4

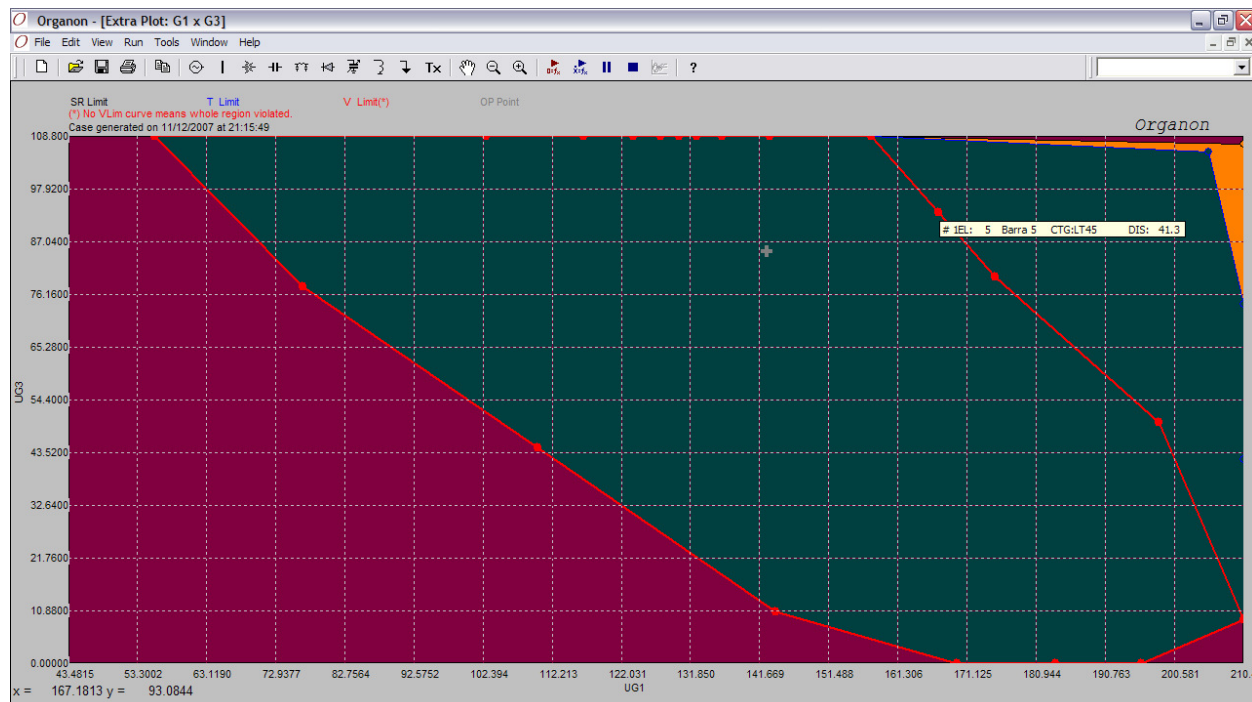


Figura IV-21: Região de Segurança Estática no Plano G1 x G3 para o Cenário 4

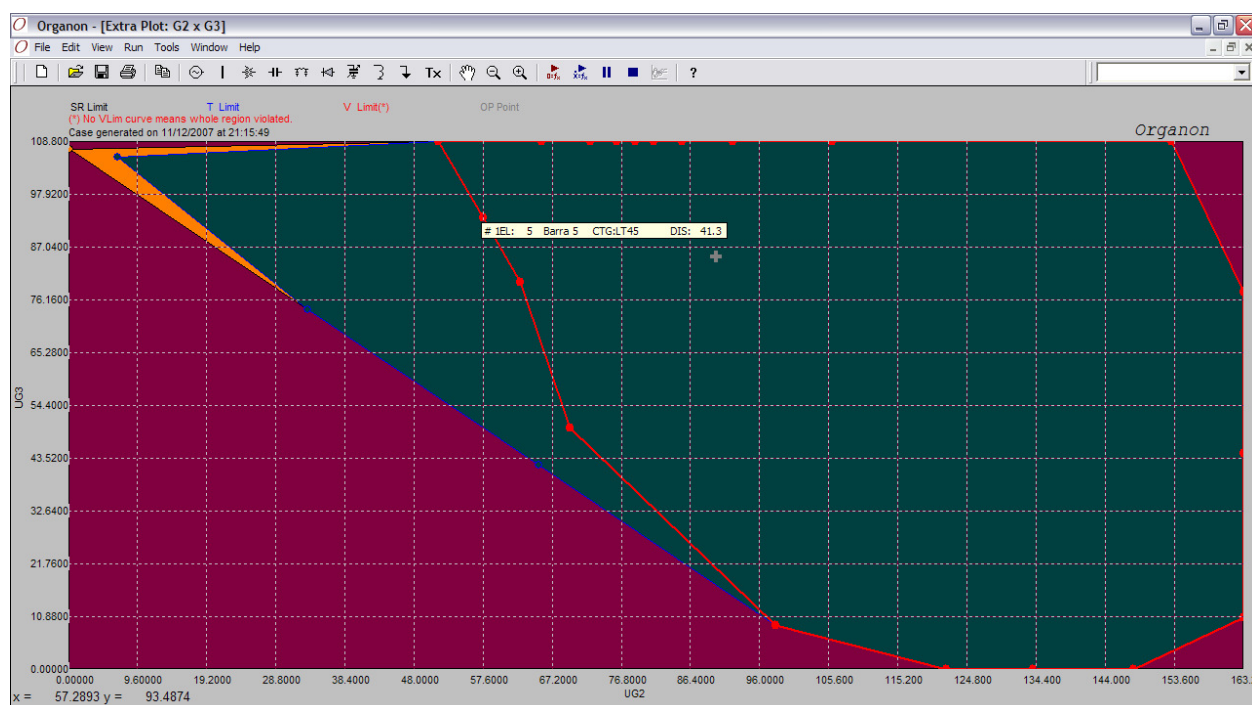


Figura IV-22: Região de Segurança Estática no Plano G2 x G3 para o Cenário 4

Na Tabela IV-8, é apresentado um sumário da região de segurança estática para as contingências de abertura das linhas de transmissão do sistema-teste de 10 barras para o Cenário 4. Os resultados da terceira linha da Tabela IV-8 mostram que no ponto de operação a partir do qual é calculada a região de segurança (ponto + em cinza apresentado na Figura IV-20) os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 142,8 MW, 90 MW e 85 MW. Esses valores de potência ativa são iguais aos apresentados na Figura IV-19.

Os resultados da quarta linha da Tabela IV-8 mostram que os grupos geradores G1, G2 e G3 podem despachar no máximo 210,4 MW, 163,2 MW e 108,8 MW, respectivamente. Os resultados da quinta linha da Tabela IV-8 mostram que os grupos geradores G1, G2 e G3 podem despachar no mínimo 43,5 MW, 0 MW e 0 MW, respectivamente.

Os resultados da sexta linha da Tabela IV-8 mostram que na direção 1 da região de segurança estática existe um ponto de limite de segurança. Esse ponto de operação pertence ao limite da região de segurança estática porque o sistema chegou ao limite de geração do grupo gerador G1, ou seja, o grupo gerador G1 está com um despacho igual ao seu despacho máximo (210,4 MW). A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada a região de segurança (ponto de operação da terceira linha da Tabela IV-8) é de 114,5 MW. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da sexta linha da Tabela IV-8 os grupos geradores

G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 210,4 MW, 0,3 MW e 107,1 MW nesse ponto de operação.

Tabela IV-8 – Sumário da Região de Segurança Estática do Sistema – Cenário 4

1	2	3	4	5	6	7	8
Direction	Limit Type	VS Code	Contingency	Distance in G1xG2 (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)
0	OpPoint	Operating		0	142,8	90	85
0	MaxGen	Maximum Gener		0	210,4	163,2	108,8
0	MinGen	Minimum Gener		0	43,5	0	0
1	VS_Out	Generation Limi	None	114,5	210,4	0,3	107,1
1	TL_Out	3-9#1	LT45	106,1	205,4	6,9	105,5
1	VL_Out	5 Barra	LT45	41,3	167,2	57,6	93
2	VS_Out	Generation Limi	None	89	210,4	33,3	74,1
2	VL_Out	5 Barra	LT45	42,6	175,2	62,8	79,8
3	VS_Out	Generation Limi	None	83,8	210,4	65,4	42
3	VL_Out	5 Barra	LT45	69	198,4	69,7	49,6
4	VS_Out	Generation Limi	None	102	210,4	98,3	9,1
5	VS_Out	Generation Limi	None	105,2	195,9	121,9	0
6	VS_Out	Generation Limi	None	104,1	183,8	134	0
7	VS_Out	Generation Limi	None	106,4	169,8	148	0
8	VS_Out	Generation Limi	None	104,4	144	163,2	10,5
9	VS_Out	Generation Limi	None	89,8	110,2	163,2	44,4
10	VS_Out	Generation Limi	None	98,8	76,9	163,2	77,7
11	VS_Out	Generation Limi	None	110,2	55,7	153,2	108,8
12	VS_Out	Generation Limi	None	49,2	102,8	106,1	108,8
13	VS_Out	Generation Limi	None	35,4	116,7	92,3	108,8
14	VS_Out	Generation Limi	None	30,9	123,7	85,3	108,8
15	VS_Out	Generation Limi	None	29,5	127,7	81,3	108,8
16	VS_Out	Generation Limi	None	29,2	130,2	78,7	108,8
17	VS_Out	Generation Limi	None	29,3	132,8	76,2	108,8
18	VS_Out	Generation Limi	None	30,2	136,4	72,6	108,8
19	VS_Out	Generation Limi	None	34	143,2	65,8	108,8
20	VS_Out	Generation Limi	None	47,7	157,6	51,4	108,8

Os resultados da sétima linha da Tabela IV-8 mostram que na direção 1 da região de segurança estática também existe um ponto de limite térmico. Caso o sistema opere além desse ponto estará cruzando o limite térmico de dentro para fora, ou seja, o sistema estará saindo de uma região em que todos as linhas e transformadores estão sem sobrecarga e passará a operar em uma região com o transformador 1 da barra 3 para a barra 9 em sobrecarga para alguma contingência. Esse ponto de operação pertence ao limite térmico porque além desse ponto a contingência de abertura da LT 4-5 faz com que o transformador 1 da barra 3 para a barra 9 opere em sobrecarga. A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada a região de segurança é de 106,1 MW. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da sétima linha da Tabela IV-8 os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 205,4 MW, 6,9 MW e 105,5 MW nesse ponto de operação.

Os resultados da oitava linha da Tabela IV-8 mostram que na direção 1 da região de segurança estática também existe um ponto de limite de tensão. Caso o sistema opere além desse ponto estará cruzando o limite de tensão de dentro para fora, ou seja, o sistema estará saindo de uma região em que a tensão de todas as suas barras estavam dentro da faixa de tensão e passará a operar em uma região onde a tensão da barra 5 do sistema passa a violar a sua faixa de tensão para alguma contingência. Esse ponto de operação pertence ao limite de tensão porque além desse ponto a contingência de abertura da LT 4-5 faz com que a tensão da barra 5 viole a sua faixa de tensão. A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada a região de segurança é de 41,3 MW. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da oitava linha da Tabela IV-8 os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 167,2 MW, 57,6 MW e 93 MW nesse ponto de operação. Esse ponto de operação é o ponto vermelho apresentado na Figura IV-20, na Figura IV-21 e na Figura IV-22.

IV.4. Avaliação de Segurança Dinâmica

Existem dois tipos de avaliação de segurança dinâmica no ORGANON:

- *Análise Dinâmica de Contingências para o Ponto de Operação;*
- *Região de Segurança Dinâmica em torno do Ponto de Operação.*

A seguir, são apresentadas as formulações conceituais, exemplos e interpretações dos resultados para os dois tipos de avaliação de segurança dinâmica do ORGANON.

Esses resultados foram obtidos utilizando apenas um computador.

IV.4.1. Análise Dinâmica de Contingências para o Ponto de Operação

Na análise dinâmica de contingências para o ponto de operação, todas as contingências de uma lista de contingências são simuladas no domínio do tempo para um ponto de operação e seus resultados são armazenados em relatórios, ou seja, os resultados são disponibilizados no formato de tabelas. O ORGANON, portanto, oferece ao usuário a facilidade de identificar, através da interpretação dos dados dessas tabelas, se alguma contingência violou ou não algum critério de segurança. A análise dinâmica de contingências para o ponto de operação é uma automatização do processo de análise de contingências dinâmica apresentado no item III.5.4.

Na análise dinâmica de contingências para o ponto de operação, o Mestre designa uma contingência da lista de contingências a cada Escravo, que utiliza a ferramenta de simulação no domínio do tempo para obter a solução da contingência e encaminha um relatório com o resultado ao Mestre e se coloca a disposição para uma nova tarefa.

Para a análise dinâmica de contingências são realizadas as simulações de curto-circuito em uma das extremidades das linhas de transmissão 4-5, 4-6, 5-7, 6-9, 7-8 e 8-9, com a abertura da linha com defeito em 100 ms, sem religamento. Durante a análise dinâmica de contingências o PSS está ligado.

A Figura IV-23 mostra o ponto de operação do sistema-teste de 10 barras gravado no Arquivo Binário, a partir do qual serão simuladas as contingências, e os locais onde os curtos-circuitos foram aplicados, com a abertura da linha em 100 ms, sem religamento.

O arquivo com os dados de entrada do sistema de 10 barras utilizado na análise dinâmica de contingências para o ponto de operação encontra-se no ANEXO A.

Os passos necessários para realizar a análise dinâmica de contingência no ORGANON apresentadas a seguir estão descritos no ANEXO B.

Os resultados da análise dinâmica de contingências para o ponto de operação são apresentados em tabelas iguais às obtidas no processo de análise dinâmica de contingências apresentado no item III.5.4.

Na Tabela IV-9, é apresentado um sumário da análise dinâmica de todas as contingências, apresentadas na Figura IV-23, para o ponto de operação. Esse sumário informa se alguma contingência violou ou não algum critério de segurança. Todos os parâmetros especificados para a verificação dos critérios de segurança são fornecidos pelo usuário. Os parâmetros utilizados nas análises dinâmicas estão no final do arquivo de dados dinâmicos que se encontra no ANEXO A.

Como se pode observar na Tabela IV-9 nenhuma contingência violou os critérios de segurança.

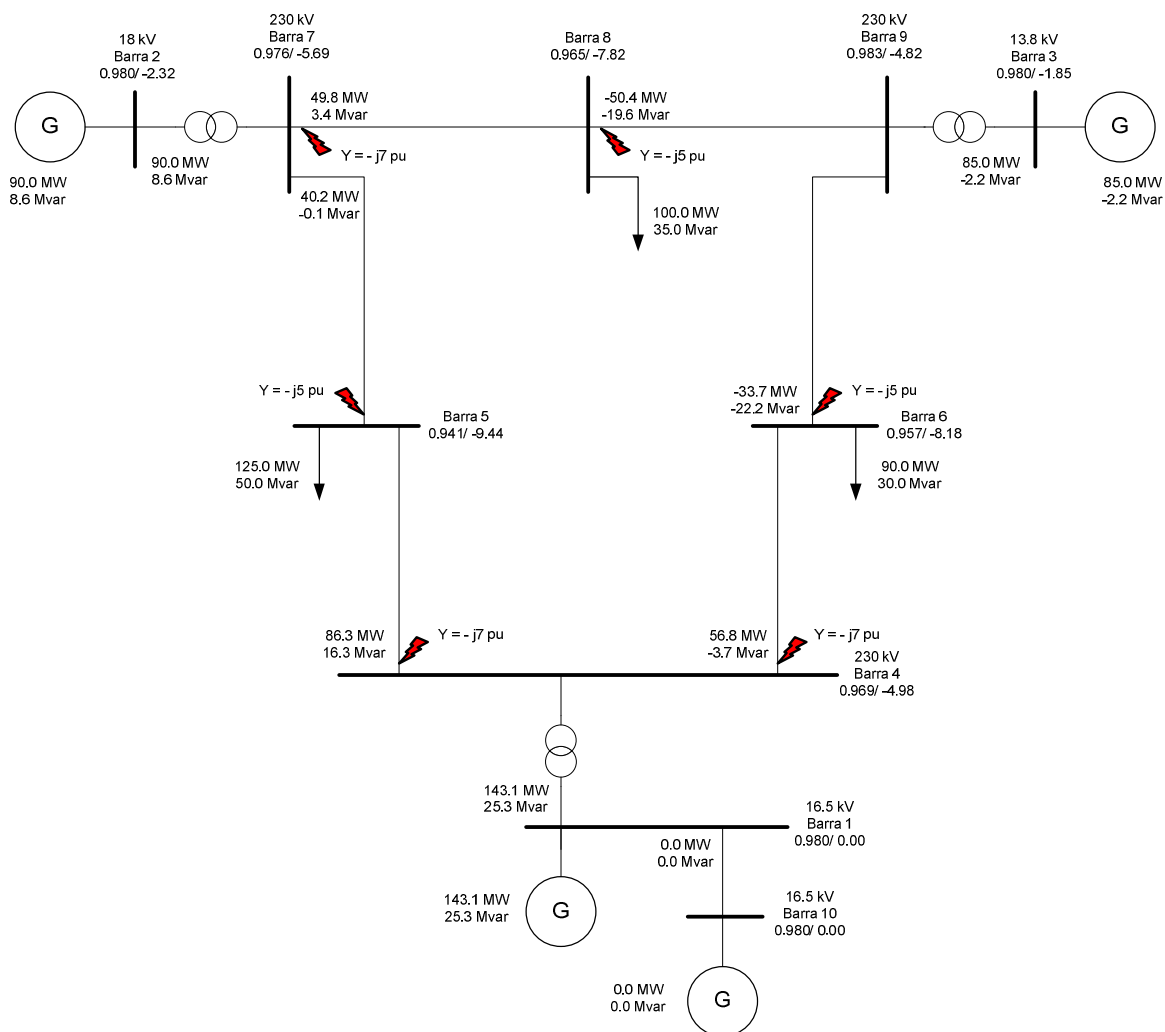


Figura IV-23: Pontos de Aplicação dos Defeitos para a Análise Dinâmica de Contingências

Tabela IV-9 – Sumário das Simulações Dinâmicas de Contingência nas LTs do Sistema

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Contingency	Stable	Damped	Temp Vsag	Temp Vswell	Inst Vsag	Inst Vswell	Vdrop	Vlimit	Overload	Trans Ang	Steady Ang	Protection	OEL
Curto na LT 4-5	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 4-6	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 5-7	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 6-9	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 7-8	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation
Curto na LT 8-9	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	No actuation	No actuation

Na Tabela IV-10, é apresentado o amortecimento das unidades do sistema elétrico, cujos modelos dinâmicos são representados, resultante da análise dinâmica de todas as contingências.

A terceira linha da Tabela IV-10 mostra, por exemplo, que para a contingência de curto-circuito na LT 4-5, o gerador conectado à barra 3, pertencente à área 3 e à zona 1, apresenta os

valores de frequência 0,913 e 0,145 (Hz) e de amortecimento 0,828 e 0,876 (1/s), respectivamente, para os dois termos mais significativos da decomposição do sinal original em um somatório de senóides amortecidas para o ângulo do rotor.

Através do amortecimento é possível estimar o tempo necessário, por exemplo, para a amplitude do sinal do primeiro termo mais significativo da decomposição do sinal do ângulo do rotor do gerador da usina 3 ser reduzida a 2% do valor inicial. Nesse exemplo esse tempo é igual a 4,83 s ($4/0,828 = 4,83$).

Tabela IV-10 – Amortecimento para Simulações Dinâmicas de Contingência nas LTs do Sistema

1	2	3	4	5	6	7	8
Contingency	Bus	Area	Zone	Freq1(Hz)	Damp1(1/s)	Freq2(Hz)	Damp2(1/s)
Curto na LT 4-5	3	3	1	0,913	0,828	0,145	0,876
Curto na LT 4-5	1	1	1	0,915	0,828	0,173	1,268
Curto na LT 4-5	2	2	1	0,913	0,823	0,196	0,953
Curto na LT 4-6	2	2	1	0,137	1,029	0,928	0,71
Curto na LT 4-6	1	1	1	0,926	0,728	0,227	1,25
Curto na LT 4-6	3	3	1	0,928	0,714	0,754	4,108
Curto na LT 5-7	3	3	1	0,925	0,759	1,318	2,214
Curto na LT 5-7	1	1	1	0,201	1,503	0,926	0,758
Curto na LT 5-7	2	2	1	0,927	0,753	1,352	1,908
Curto na LT 6-9	1	1	1	0,928	0,644	0,215	1,395
Curto na LT 6-9	2	2	1	0,218	1,432	0,927	0,646
Curto na LT 6-9	3	3	1	0,928	0,643	0,176	1,348
Curto na LT 7-8	1	1	1	0,177	1,363	1,108	0,894
Curto na LT 7-8	3	3	1	1,097	1,31	1,13	1,16
Curto na LT 7-8	2	2	1	0,143	0,99	1,046	1,604
Curto na LT 8-9	1	1	1	0,168	1,202	0,552	6,209
Curto na LT 8-9	2	2	1	1,061	1,572	0,13	0,373
Curto na LT 8-9	3	3	1	1,048	1,647	0,133	0,785

Na Tabela IV-11, é apresentado o valor da margem de energia dos geradores e dos grupos de geração do sistema que estão operando em um ponto próximo da instabilidade durante a análise dinâmica das contingências.

Na análise dinâmica de contingências para o ponto de operação o grupo de geração é utilizado para representar o comportamento equivalente de um conjunto de geradores. O grupo de geração possui um ângulo de rotor equivalente, uma frequência equivalente, uma inércia equivalente, ou seja, todas as grandezas eletromecânicas equivalentes do conjunto de geradores. Esse conceito de grupo de geração é diferente do apresentado na região de segurança.

A terceira linha da Tabela IV-11 mostra, por exemplo, que para a contingência de curto-circuito na LT 4-5, o gerador conectado à barra 1, pertencente à área 1 e à zona 1, apresenta margem de energia que poderia acarretar em perda de estabilidade por excesso de velocidade de 7,451%. Portanto, se a geração da usina 1 antes da contingência for elevada em 7,451% quando

ocorrer a contingência de curto-circuito na LT 4-5 o gerador da barra 1 poderá perder a estabilidade por excesso de velocidade.

A quarta linha da Tabela IV-11 mostra, por exemplo, que para a contingência de curto-circuito na LT 4-5, o grupo de geração 1 apresenta margem de energia que poderia acarretar em perda de estabilidade por excesso de velocidade de 7,451%. Portanto, se a geração do grupo de geração 1 antes da contingência for elevada em 7,451% quando ocorrer a contingência de curto-circuito na LT 4-5 o grupo de geração 1 poderá perder a estabilidade por excesso de velocidade.

A quinta linha da Tabela IV-11 mostra, por exemplo, que para a contingência de curto-circuito na LT 4-5, os grupos de geração 1 e 3 apresentam margem de energia que poderia acarretar em perda de estabilidade por excesso de velocidade de 1,8116%. Portanto, se a geração dos grupos de geração 1 e 3 antes da contingência for elevada em 1,8116% quando ocorrer a contingência de curto-circuito na LT 4-5 os grupos de geração 1 e 3 poderão perder a estabilidade por excesso de velocidade.

Tabela IV-11 – Margem de Energia para Simulações Dinâmicas de Contingência nas LTs do Sistema

1	2	3	4	5	6	7
Contingency	Bus/Group	Area	Zone	MarginF(%)	MarginB(%)	BackSwing
Curto na LT 4-5	1	1	1	7,451	100	No
Curto na LT 4-5	Group1	0	0	7,451	100	No
Curto na LT 4-5	Group1+3	0	0	1,8116	100	No
Curto na LT 4-6	1	1	1	8,0275	100	No
Curto na LT 4-6	Group1	0	0	8,0275	100	No
Curto na LT 4-6	Group1+2	0	0	3,1553	100	No
Curto na LT 7-8	Group1+2	0	0	1,7914	100	No
Curto na LT 8-9	Group1+3	0	0	1,7125	100	No

IV.4.2. Região de Segurança Dinâmica em torno do Ponto de Operação

O cálculo da região de segurança dinâmica em torno do ponto de operação adota a mesma filosofia utilizada para o cálculo da região de segurança estática em torno do ponto de operação, apresentada no item IV.3.2. Entretanto existe uma diferença na forma de analisar a contingência, pois no cálculo da região de segurança dinâmica utiliza-se a simulação no domínio do tempo para obter a solução da contingência enquanto que no cálculo da região de segurança estática emprega-se o fluxo de potência convencional (Método de Newton-Raphson) para obter a solução da contingência.

Portanto, no cálculo da região de segurança dinâmica em torno do ponto de operação, o Mestre designa uma contingência da lista de contingências e uma direção a cada Escravo. O

Escravo utiliza o fluxo de potência continuado para obter cada novo ponto de operação no plano $G1 \times G2$ e a simulação no domínio do tempo para obter a solução da contingência para cada novo ponto de operação no processo de procura de um ponto de limite de segurança.

Para exemplificar o resultado de uma região de segurança dinâmica utilizou-se o ponto de operação do sistema-teste de 10 barras apresentado na Figura IV-23 do item IV.4.1. Essa região de segurança dinâmica é calculada para aplicação de curto-circuito em uma das extremidades das linhas de transmissão 4-5, 4-6, 5-7, 6-9, 7-8 e 8-9, com a abertura da linha com defeito em 100 ms, sem religamento, do sistema-teste de 10 barras.

A Figura IV-23 mostra o ponto de operação do sistema-teste de 10 barras gravado no Arquivo Binário, a partir do qual será calculada a região de segurança para aplicação de curto-circuito em uma das extremidades das linhas de transmissão e os locais onde os curtos-circuitos foram aplicados.

A Figura IV-24 apresenta a região de segurança dinâmica do sistema para aplicação de curto-circuito em uma das extremidades das linhas de transmissão no plano $G1 \times G2$.

Na Figura IV-24, o sinal + em cinza (1) representa o ponto de operação, mostrado na Figura IV-23, a partir do qual foi calculada a região de segurança. Como se pode observar na Figura IV-24 existem três tipos de limites da região de segurança dinâmica, que são: ***SR Limit***, ***T Limit*** e ***V Limit***. Esses limites são iguais aos limites da região de segurança estática, apresentados no item IV.3.2. A única diferença é que na região de segurança estática o ***SR Limit*** pode estar associado à convergência de alguma contingência (Security Limit - último ponto em que uma contingência converge), enquanto que na região de segurança dinâmica esse limite pode estar associado à instabilidade de alguma contingência (Security Limit - último ponto em que uma contingência é estável).

Na Figura IV-24, a “tip message” identifica o ponto azul logo acima. Esse ponto pertence ao limite da região de segurança (contorno em preto – 2). Nessa região de segurança os limites térmico (contorno em azul – 4 e preenchimento em verde escuro – 5) e da região de segurança (contorno em preto – 2) estão sobrepostos o que significa que até aquele ponto não há sobrecarga nas linhas e transformadores na ocorrência de alguma contingência. Entretanto esse ponto apresenta violação de tensão, pois essa região de segurança não possui uma região de limite de tensão (contorno em vermelho – 6). Esse ponto está na direção 11 da região de segurança, a informação Generation Limit significa que o sistema chegou ao limite de geração de algum grupo gerador, a palavra None significa que nenhuma contingência fez com que esse ponto pertencesse aos limites da região de segurança e a distância entre esse ponto e o ponto de operação (ponto + em cinza) a partir do qual foi calculada a região de segurança é de 110.2 MW.

Na Figura IV-24, existem dois tipos de regiões que são apresentadas a seguir:

- **Região Segura Sem Violação do Limite Térmico e Com Violação do Limite de Tensão** que nesse exemplo é toda a área cujo contorno é apresentado com a cor azul (4) e preenchido com a cor verde escuro (5). Nessa região o limite térmico (contorno dessa região é apresentado com a cor azul – 4) coincide com o limite da região de segurança (contorno dessa região é apresentado com a cor preta – 2). Como se pode observar na Figura IV-24 não há nenhuma região com contorno com a cor vermelha (6), o que significa que em todos os pontos de operação dessa região de segurança dinâmica existem barras com tensões violando as suas faixas de tensão em situações de contingência;
- **Região Insegura** é toda a área preenchida com a cor vinho (3).

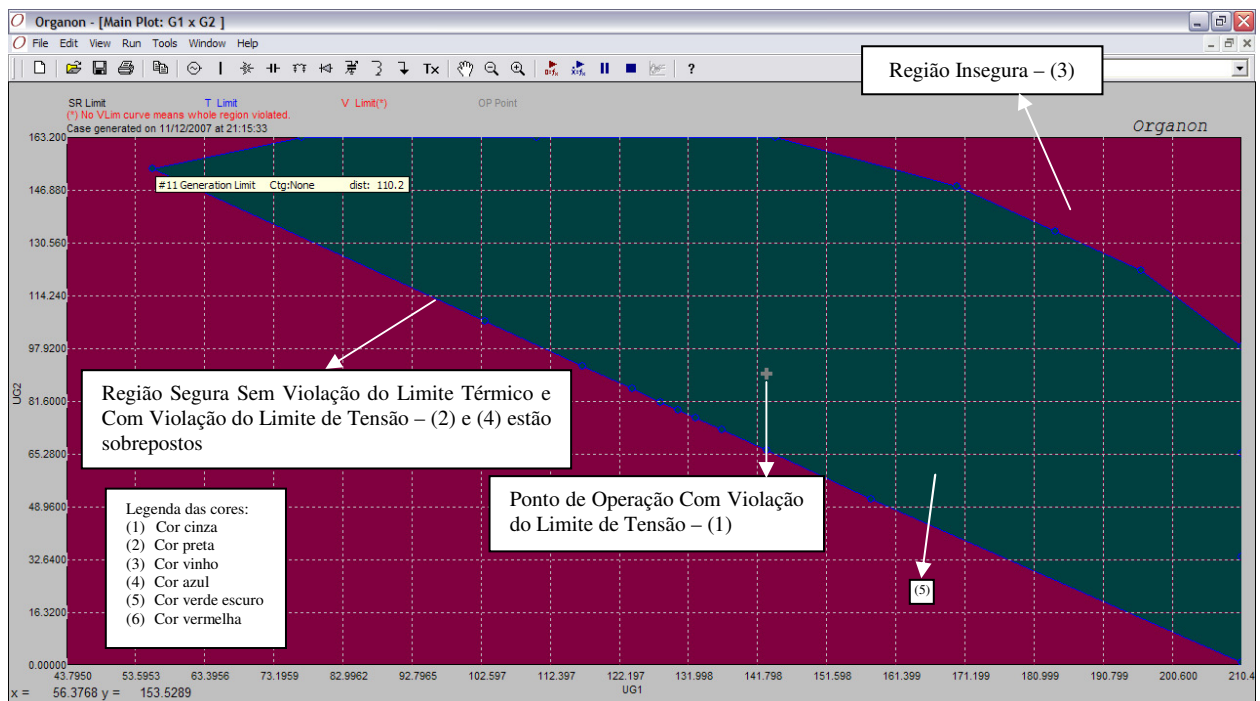


Figura IV-24: Região de Segurança Dinâmica no Plano G1 x G2

A Figura IV-25 apresenta a região de segurança dinâmica do sistema para aplicação de curto-circuito em uma das extremidades das linhas de transmissão no plano G1 x G3.

Na Figura IV-25, a “tip message” identifica o mesmo ponto azul apresentado na Figura IV-24.

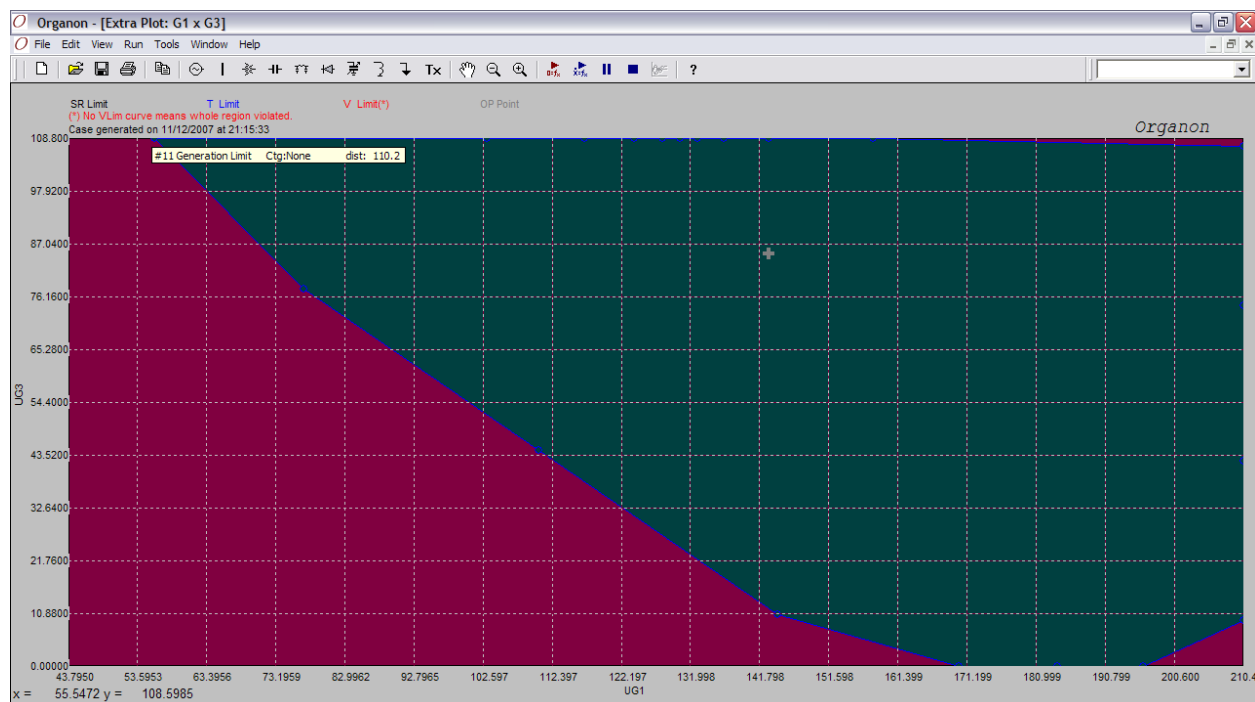


Figura IV-25: Região de Segurança Dinâmica no Plano G1 x G3

A Figura IV-26 apresenta a região de segurança dinâmica do sistema para aplicação de curto-circuito em uma das extremidades das linhas de transmissão no plano G2 x G3.

Na Figura IV-26, a “tip message” identifica o mesmo ponto azul apresentado na Figura IV-24 e na Figura IV-25.

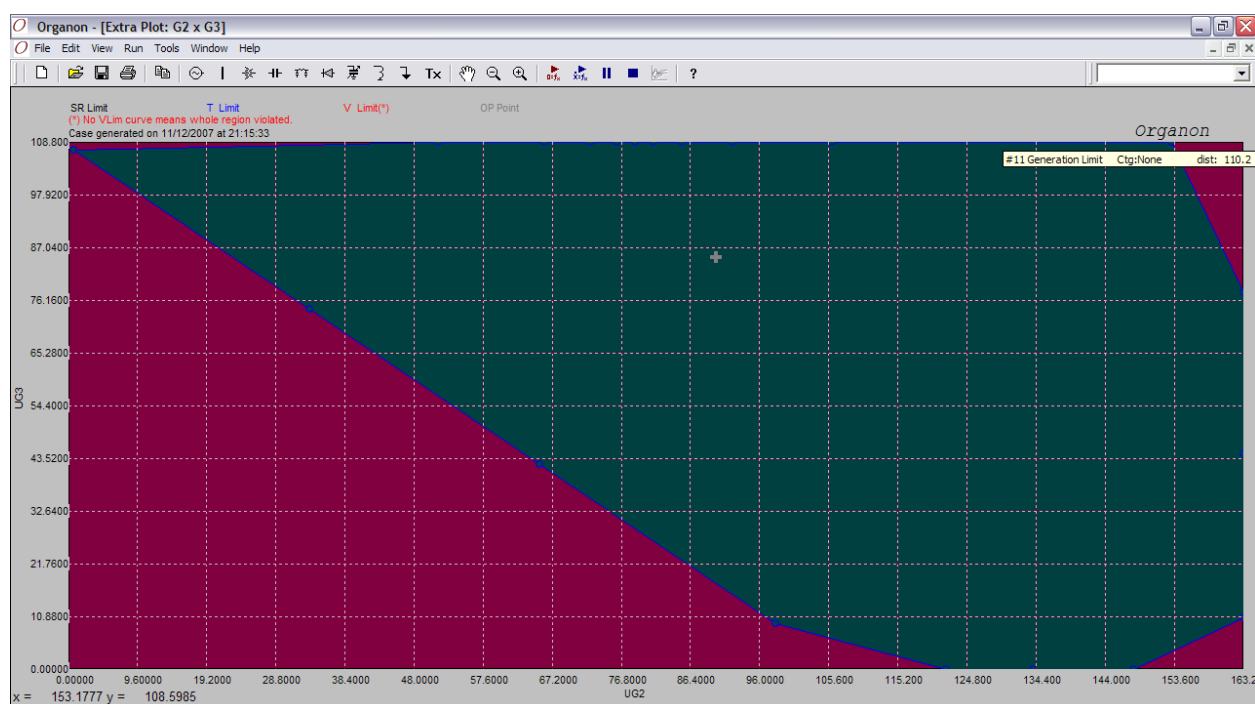


Figura IV-26: Região de Segurança Dinâmica no Plano G2 x G3

Na Tabela IV-12, é apresentado um sumário da região de segurança dinâmica para aplicação de curto-circuito em uma das extremidades das linhas de transmissão do sistema-teste de 10 barras.

O sumário da região de segurança dinâmica é semelhante aos sumários da região de segurança estática, apresentados no item IV.3.2. A primeira diferença, é que os limites *VS_OUT* e *VS_IN* dos sumários da região de segurança estática são substituídos pelos limites *DS_OUT* e *DS_IN* nos sumários da região de segurança dinâmica. A definição desses dois tipos de limites são apresentadas a seguir:

- *DS_OUT* que significa que além desse ponto estaremos cruzando o limite da região de segurança dinâmica de dentro para fora, ou seja, o sistema estava em uma região segura (estável) e além desse ponto o sistema passa a operar em uma região insegura (instável);
- *DS_IN* que significa que a partir desse ponto estaremos cruzando o limite da região de segurança dinâmica de fora para dentro, ou seja, o sistema estava em uma região insegura e a partir desse ponto o sistema passa a operar em uma região segura.

A outra diferença é no código *Security Limit* associado aos limites das regiões de segurança estática (VS) e dinâmica (DS), pois na região de segurança estática (VS) esse código significa que além desse ponto alguma contingência não converge, enquanto que na região de segurança dinâmica significa que além desse ponto alguma contingência é instável.

Os resultados da terceira linha da Tabela IV-12 mostram que no ponto de operação a partir do qual é calculada a região de segurança (ponto + em cinza apresentado na Figura IV-24) os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 143,1 MW, 90 MW e 85 MW. Esses valores de potência ativa são iguais aos apresentados na Figura IV-23.

Os resultados da quarta linha da Tabela IV-12 mostram que os grupos geradores G1, G2 e G3 podem despachar no máximo 210,4 MW, 163,2 MW e 108,8 MW, respectivamente. Os resultados da quinta linha da Tabela IV-12 mostram que os grupos geradores G1, G2 e G3 podem despachar no mínimo 43,8 MW, 0 MW e 0 MW, respectivamente.

Os resultados da linha onze da Tabela IV-12 mostram que na direção 11 da região de segurança dinâmica existe um ponto de limite de segurança. Esse ponto de operação pertence ao limite da região de segurança dinâmica porque o sistema chegou ao limite de geração do grupo gerador G3, ou seja, o grupo gerador G3 está com um despacho igual ao seu despacho máximo (108,8 MW). A distância entre esse ponto e o ponto de operação a partir do qual foi calculada a

região de segurança (ponto de operação da terceira linha da Tabela IV-12) é de 110,2 MW. Como se pode observar nas colunas de seis a oito da linha onze da Tabela IV-12 os grupos geradores G1, G2 e G3 estão despachando, respectivamente, 56,1 MW, 153,2 MW e 108,8 MW nesse ponto de operação. Esse ponto de operação é o ponto azul apresentado na Figura IV-24, na Figura IV-25 e na Figura IV-26.

Tabela IV-12 – Sumário da Região de Segurança Dinâmica do Sistema

1	2	3	4	5	6	7	8
Direction	Limit Type	DS Code	Contingency	Distance in G1xG2 (MW)	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)
0	OpPoint	Operating		0	143,1	90	85
0	MaxGen	Maximum Gener		0	210,4	163,2	108,8
0	MinGen	Minimum Gener		0	43,8	0	0
1	DS_Out	Generation Limi	None	114	210,4	0,7	107
2	DS_Out	Generation Limi	None	88,5	210,4	33,5	74,2
3	DS_Out	Generation Limi	None	83,4	210,4	65,5	42,2
4	DS_Out	Generation Limi	None	101,5	210,4	98,3	9,4
5	DS_Out	Generation Limi	None	105,2	196,2	121,9	0
6	DS_Out	Generation Limi	None	104,1	184,1	134	0
7	DS_Out	Generation Limi	None	106,4	170,1	148	0
8	DS_Out	Generation Limi	None	104,4	144,4	163,2	10,5
9	DS_Out	Generation Limi	None	89,8	110,5	163,2	44,4
10	DS_Out	Generation Limi	None	98,8	77,2	163,2	77,7
11	DS_Out	Generation Limi	None	110,2	56,1	153,2	108,8
12	DS_Out	Generation Limi	None	49,2	103,2	106,1	108,8
13	DS_Out	Generation Limi	None	35,4	117	92,3	108,8
14	DS_Out	Generation Limi	None	30,9	124	85,3	108,8
15	DS_Out	Generation Limi	None	29,5	128	81,3	108,8
16	DS_Out	Generation Limi	None	29,2	130,6	78,7	108,8
17	DS_Out	Generation Limi	None	29,3	133,1	76,2	108,8
18	DS_Out	Generation Limi	None	30,2	136,7	72,6	108,8
19	DS_Out	Generation Limi	None	33,7	143,1	66,2	108,8
20	DS_Out	Generation Limi	None	47,7	157,9	51,4	108,8

IV.5. Sumário

Este capítulo apresentou as formulações conceituais, exemplos e interpretações dos resultados obtidos com os tipos de para avaliação de segurança disponíveis no ORGANON: **(i) Análise Estática de Contingências para o Ponto de Operação;** **(ii) Região de Segurança Estática em torno do Ponto de Operação;** **(iii) Análise Dinâmica de Contingências para o Ponto de Operação;** **(iv) Região de Segurança Dinâmica em torno do Ponto de Operação.**

Todas as avaliações de segurança foram realizadas com o sistema-teste de dez barras. Os dados da topologia e dos modelos dinâmicos utilizados encontram-se no ANEXO A.

* * *

Conclusões

Esta Dissertação apresentou diversos exemplos de aplicação do programa ORGANON destinado a análise de redes elétricas, em ambiente computacional integrado. Buscou-se caracterizar aspectos relevantes de tais análises, considerando-se notadamente: método de solução utilizado; regime de operação dos sistemas em estudo; confiabilidade de resultados obtidos; facilidade de utilização da ferramenta usada para a análise pretendida; abrangência de estudos de simulação levados a efeito.

Assim sendo, o presente trabalho se coloca como uma referência didática para os interessados em realizar estudos de análise estática e dinâmica de redes elétricas, uma vez que:

- Adota um aplicativo computacional que encontra-se em apenso, disponível em versão acadêmica para livre uso em pesquisa;
- Apresenta um conjunto de dados a partir dos quais os resultados obtidos aqui poderão ser reproduzidos e novos estudos de simulação realizados;
- Aborda métodos computacionais de desenvolvimento relativamente recente, tais como: fluxo de potência continuado e por dinâmica sintética; análise de Prony; função de energia; região de segurança; etc.;
- Trata de importantes elementos de análise de redes, como: fluxo de potência; análise de contingências; análise de sensibilidade de grandezas de interesse; análise de regime dinâmico com ações de controle; análise de segurança.

Por fim, sugere-se como extensão do aplicativo utilizado a incorporação de módulos para a análise de curto-circuito e fluxo de potência ótimo.

Sistemas-teste

Conforme mencionado no corpo desta Dissertação, apresentam-se neste Anexo os arquivos com os dados de entrada da topologia e dos modelos dinâmicos dos sistemas-teste, bem como os de valores dos critérios de segurança utilizados nas diversas análises desta Dissertação.

A.1. Dados de Entrada da Topologia dos Sistemas-teste

Nesta Dissertação, os dados de entrada da topologia dos sistemas-teste foram fornecidos ao ORGANON através de arquivos com as extensões *.pwf* e *.ntw*.

A.1.1. Arquivo 1 com Dados de Entrada da Topologia

O arquivo com os dados de entrada da topologia do sistema-teste (arquivo com extensão *.pwf*) mostrado a seguir foi utilizado nesta Dissertação para obter os seguintes pontos de operação:

- Foi utilizado esse arquivo sem processar o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson para obter os pontos de operação apresentados na Figura II-1 do item II.2 e na Figura II-19 do item II.4.7;
- Foi utilizado esse arquivo, processou-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson para obter o ponto de operação apresentado no item II.2.3.

```

TITU
Caso do Anderson - Página 38
DCTE
BASE 100.
TEPA .1
TEPR .1
VFLD 70.
ACIT      30
9999
DBAR
  1  2 Barra 1      10400.  71.6 27.  -130.130.4    1      11000
  2  1 Barra 2      10259.3 163. 6.7  -101.101.2    2      21000
  3  1 Barra 3      10254.7 85.  -10.9-67.467.4    3      31000
  4  0 Barra 4      1026-2.2                                11000
  5  0 Barra 5          996-4.                                125. 50.  11000
  6  0 Barra 6      1013-3.7                                90.  30.  31000
  7  0 Barra 7      10263.7                                21000
  8  0 Barra 8      1016.7                                100. 35.  21000
  9  0 Barra 9      10322.                                31000
9999
DLIN
  4      5 1 T 1.      8.5  17.6                                300 300
  4      6 1 T 1.7     9.2  15.8                                300 300
  6      9 1 T 3.9     17.  35.8                                200 200
  8      9 1 T 1.19   10.08 20.9                                300 300
  7      8 1 T .85     7.2  14.9                                300 300
  7      5 1 T 3.2     16.1 30.6                                200 200
  2      7 1 T          6.25                                1.  192 192
  3      9 1 T          5.86                                1.  128 128
  1      4 1 T          5.76                                1.  247 247
9999
DARE
  1      Areal
  2      Area2
  3      Area3
9999
DGER
  1      210.4
  2      163.2
  3      108.8
9999
FIM

```

A.1.2. Arquivo 2 com Dados de Entrada da Topologia

O arquivo com os dados de entrada da topologia do sistema-teste (arquivo com extensão *.ntw*) mostrado adiante foi utilizado nesta Dissertação para obter os seguintes pontos de operação:

- Foi utilizado esse arquivo sem processar o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson para obter o ponto de operação apresentado no item II.2.1;

- Foi utilizado esse arquivo, processou-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson para obter os pontos de operação apresentados no item II.2.2, na Figura II-2 do item II.2.4, na Figura II-6 do item II.3.1, na Figura III-5 para os itens III.5.1 e III.5.2, na Figura III-24 do item III.5.3 e na Figura III-45 do item III.5.4.

```

1
00      0000  100.0
Caso do Anderson - Página 38
1 , 'Barra 1 ' , 16.5000, 3, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.04000, 0.0000, 1.10000, 0.90000, 1
2 , 'Barra 2 ' , 18.0000, 2, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.02500, 9.3000, 1.10000, 0.90000, 1
3 , 'Barra 3 ' , 13.8000, 2, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.02500, 4.7000, 1.10000, 0.90000, 1
4 , 'Barra 4 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.02600, -2.2000, 1.10000, 0.90000, 1
5 , 'Barra 5 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.99600, -4.0000, 1.10000, 0.90000, 1
6 , 'Barra 6 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.01300, -3.7000, 1.10000, 0.90000, 1
7 , 'Barra 7 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.02600, 3.7000, 1.10000, 0.90000, 1
8 , 'Barra 8 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.01600, 0.7000, 1.10000, 0.90000, 1
9 , 'Barra 9 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.03200, 2.0000, 1.10000, 0.90000, 1
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
5 , '1 ' , 1, 1, 1, 125.000, 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
6 , '1 ' , 1, 3, 1, 90.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
8 , '1 ' , 1, 2, 1, 100.000, 35.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA
1 , '1 ' , 71.600, 27.000, 130.400, -130.400, 1.04000, 1 , 247.500, 0.00000, 0.05760, 1.00000,
1, 100.0, 210.400, 0.000, 10
2 , '1 ' , 163.000, 6.700, 101.200, -101.200, 1.02500, 2 , 192.000, 0.00000, 0.06250, 1.00000,
1, 100.0, 163.200, 0.000, 10
3 , '1 ' , 85.000, -10.900, 67.400, -67.400, 1.02500, 3 , 128.000, 0.00000, 0.05860, 1.00000,
1, 100.0, 108.800, 0.000, 10
0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN TRANSMISSION LINE DATA
4 , 5 , ' 1', 0.01000, 0.08500, 17.60, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0
4 , 6 , ' 1', 0.01700, 0.09200, 15.80, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
6 , 9 , ' 1', 0.03900, 0.17000, 35.80, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
8 , 9 , ' 1', 0.01190, 0.10080, 20.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
7 , 8 , ' 1', 0.00850, 0.07200, 14.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 2, 0, 0,0
7 , 5 , ' 1', 0.03200, 0.16100, 30.60, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0
0 / END OF TRANSMISSION LINE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA
2 , 7 , ' 1', 1, 0.00000, 0.06250, 192.00, 192.00, 192.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 2, 0, 0
3 , 9 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05860, 128.00, 128.00, 128.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 3, 0, 0
1 , 4 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05760, 247.00, 247.00, 247.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 1, 0, 0
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN SERIES CAPACITOR DATA
0 / END OF SERIES CAPACITOR DATA, BEGIN DCLINK DATA
0 / END OF DCLINK DATA, BEGIN AREA DATA
1, 0 , 0.000, 0.000, ' Area1 '
2, 0 , 0.000, 0.000, ' Area2 '
3, 0 , 0.000, 0.000, ' Area3 '
0 / END OF AREA DATA, BEGIN AREA INTERCHANGE DATA
1, 'No Name '
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA

```

A.1.3. Arquivo 3 com Dados de Entrada da Topologia

O arquivo com extensão *.ntw* mostrado a seguir foi utilizado para obter o seguinte ponto de operação:

- Foi utilizado esse arquivo, processou-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson para obter o ponto de operação apresentado na Figura II-3 do item II.2.5.

```
1
00      0000  100.0
Caso do Anderson - Página 38
1  , 'Barra 1  ', 16.5000, 3, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.04000, 0.0000, 1.10000, 0.90000, 1
2  , 'Barra 2  ', 18.0000, 2, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.02500, 9.3000, 1.10000, 0.90000, 1
3  , 'Barra 3  ', 13.8000, 2, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.02500, 4.7000, 1.10000, 0.90000, 1
4  , 'Barra 4  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.02600, -2.2000, 1.10000, 0.90000, 1
5  , 'Barra 5  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.99600, -4.0000, 1.10000, 0.90000, 1
6  , 'Barra 6  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.01300, -3.7000, 1.10000, 0.90000, 1
7  , 'Barra 7  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.02600, 3.7000, 1.10000, 0.90000, 1
8  , 'Barra 8  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.01600, 0.7000, 1.10000, 0.90000, 1
9  , 'Barra 9  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.03200, 2.0000, 1.10000, 0.90000, 1
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
5  , '1 ', 1, 1, 1, 125.000, 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
6  , '1 ', 1, 3, 1, 90.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
8  , '1 ', 1, 2, 1, 100.000, 35.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA
1  , '1 ', 71.600, 27.000, 130.400, -130.400, 1.05000, 1 , 247.500, 0.00000, 0.05760, 1.00000,
1, 1.0, 210.400, 0.000, 10
2  , '1 ', 163.000, 6.700, 101.200, -101.200, 1.05000, 2 , 192.000, 0.00000, 0.06250, 1.00000,
1, 1.0, 163.200, 0.000, 10
3  , '1 ', 85.000, -10.900, 67.400, -67.400, 1.05000, 3 , 128.000, 0.00000, 0.05860, 1.00000,
1, 1.0, 108.800, 0.000, 10
0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN TRANSMISSION LINE DATA
4  , 5 , ' 1', 0.01000, 0.08500, 17.60, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0
4  , 6 , ' 1', 0.01700, 0.09200, 15.80, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
6  , 9 , ' 1', 0.03900, 0.17000, 35.80, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
8  , 9 , ' 1', 0.01190, 0.10080, 20.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
7  , 8 , ' 1', 0.00850, 0.07200, 14.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 2, 0, 0,0
7  , 5 , ' 1', 0.03200, 0.16100, 30.60, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0
0 / END OF TRANSMISSION LINE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA
2  , 7 , ' 1', 1, 0.00000, 0.06250, 192.00, 192.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 1, 1, 1, 2, 0, 0
3  , 9 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05860, 128.00, 128.00, 128.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 1, 1, 1, 3, 0, 0
1  , 4 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05760, 247.00, 247.00, 247.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 1, 1, 1, 1, 0, 0
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN SERIES CAPACITOR DATA
0 / END OF SERIES CAPACITOR DATA, BEGIN DCLINK DATA
0 / END OF DCLINK DATA, BEGIN AREA DATA
1, 0 , 0.000, 0.000, ' Area '
2, 0 , 0.000, 0.000, ' Area '
3, 0 , 0.000, 0.000, ' Area '
0 / END OF AREA DATA, BEGIN AREA INTERCHANGE DATA
1, 'No Name '
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA
```


A.1.4. Arquivo 4 com Dados de Entrada da Topologia

Este arquivo com extensão *.ntw* mostrado adiante foi utilizado para obter o seguinte ponto de operação:

- Foi utilizado esse arquivo, processou-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson para obter o ponto de operação apresentado na Figura II-4 do item II.2.5.

```
1
00      0000  100.0
Caso do Anderson - Página 38
1  , 'Barra 1  ', 16.5000, 3, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.04000, 0.0000, 1.10000, 0.90000, 1
2  , 'Barra 2  ', 18.0000, 2, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.02500, 9.3000, 1.10000, 0.90000, 1
3  , 'Barra 3  ', 13.8000, 2, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.02500, 4.7000, 1.10000, 0.90000, 1
4  , 'Barra 4  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.02600, -2.2000, 1.10000, 0.90000, 1
5  , 'Barra 5  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.99600, -4.0000, 1.10000, 0.90000, 1
6  , 'Barra 6  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.01300, -3.7000, 1.10000, 0.90000, 1
7  , 'Barra 7  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.02600, 3.7000, 1.10000, 0.90000, 1
8  , 'Barra 8  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.01600, 0.7000, 1.10000, 0.90000, 1
9  , 'Barra 9  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.03200, 2.0000, 1.10000, 0.90000, 1
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
5  , '1 ', 1, 1, 1, 125.000, 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
6  , '1 ', 1, 3, 1, 90.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
8  , '1 ', 1, 2, 1, 100.000, 35.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA
1  , '1 ', 71.600, 27.000, 130.400, -130.400, 0.95300, 1 , 247.500, 0.00000, 0.05760, 1.00000,
1, 100.0, 210.400, 0.000, 10
2  , '1 ', 163.000, 6.700, 101.200, -101.200, 0.95000, 2 , 192.000, 0.00000, 0.06250, 1.00000,
1, 100.0, 163.200, 0.000, 10
3  , '1 ', 85.000, -10.900, 67.400, -67.400, 0.95000, 3 , 128.000, 0.00000, 0.05860, 1.00000,
1, 100.0, 108.800, 0.000, 10
0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN TRANSMISSION LINE DATA
4  , 5 , ' 1', 0.01000, 0.08500, 17.60, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0
4  , 6 , ' 1', 0.01700, 0.09200, 15.80, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
6  , 9 , ' 1', 0.03900, 0.17000, 35.80, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
8  , 9 , ' 1', 0.01190, 0.10080, 20.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
7  , 8 , ' 1', 0.00850, 0.07200, 14.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 2, 0, 0,0
7  , 5 , ' 1', 0.03200, 0.16100, 30.60, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0
0 / END OF TRANSMISSION LINE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA
2  , 7 , ' 1', 1, 0.00000, 0.06250, 192.00, 192.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 1, 1, 1, 2, 0, 0
3  , 9 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05860, 128.00, 128.00, 128.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 1, 1, 1, 3, 0, 0
1  , 4 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05760, 247.00, 247.00, 247.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 1, 1, 1, 1, 0, 0
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN SERIES CAPACITOR DATA
0 / END OF SERIES CAPACITOR DATA, BEGIN DCLINK DATA
0 / END OF DCLINK DATA, BEGIN AREA DATA
1, 0 , 0.000, 0.000, ' Area1 '
2, 0 , 0.000, 0.000, ' Area2 '
3, 0 , 0.000, 0.000, ' Area3 '
0 / END OF AREA DATA, BEGIN AREA INTERCHANGE DATA
1, 'No Name '
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA
```

A.1.5. Arquivo 5 com Dados de Entrada da Topologia

O arquivo com os dados de entrada da topologia do sistema-teste (arquivo com extensão .pwf) mostrado a seguir foi utilizado nesta Dissertação para obter os seguintes pontos de operação:

- Foi utilizado esse arquivo sem processar o fluxo de potência por dinâmica sintética (FPDS) para obter o ponto de operação apresentado na Figura II-20 do item II.4.7;
- Foi utilizado esse arquivo, processou-se o fluxo de potência por dinâmica sintética (FPDS) para obter o ponto de operação apresentado na Figura II-21 do item II.4.7.

```
TITU
Cenario 2 - Sistema-teste 9 barras
DCTE
BASE 100.
TEPA .1
TEPR .1
VFLD 70.
ACIT 30
9999
DBAR
  1 2 Barra 1      10400.  71.6 27.  -130.130.4  1      11000
  2 1 Barra 2      1025180.163.  6.7  -101.101.2  2      21000
  3 1 Barra 3      10250.   85.  -10.9-67.467.4  3      31000
  4 0 Barra 4      1026180.                                11000
  5 0 Barra 5      9960.                                125. 50.  11000
  6 0 Barra 6      10130.                                90.  30.  31000
  7 0 Barra 7      10260.                                21000
  8 0 Barra 8      10160.                                100. 35.  21000
  9 0 Barra 9      1032180.                                31000
9999
DLIN
  4 5 1 T 1.      8.5  17.6                                300 300
  4 6 1 T 1.7     9.2  15.8                                300 300
  6 9 1 T 3.9     17.  35.8                                200 200
  8 9 1 T 1.19    10.08 20.9                               300 300
  7 8 1 T .85     7.2  14.9                                300 300
  7 5 1 T 3.2     16.1 30.6                                200 200
  2 7 1 T         6.25 1.                                192 192
  3 9 1 T         5.86 1.                                128 128
  1 4 1 T         5.76 1.                                247 247
9999
DARE
  1 Area1
  2 Area2
  3 Area3
9999
DGER
  1 210.4
  2 163.2
  3 108.8
9999
FIM
```

A.1.6. Arquivo 6 com Dados de Entrada da Topologia

O arquivo com extensão *.pwf* apresentado adiante foi utilizado para obter os seguintes pontos de operação:

- Foi utilizado esse arquivo sem processar o fluxo de potência por dinâmica sintética (*FPDS*) para obter o ponto de operação apresentado na Figura II-22 do item II.4.7;
- Foi utilizado esse arquivo, processou-se o fluxo de potência por dinâmica sintética (*FPDS*) para obter o ponto de operação apresentado na Figura II-23 do item II.4.7.

```
TITU
Cenario 3 - Sistema-teste 9 barras
DCTE
BASE 100.
TEPA .1
TEPR .1
VFLD 70.
ACIT      30
9999
DBAR
(No) O TB(  nome  )G( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc)( Pl)( Ql)( Sh)(A(Vf)
  1  2 Barra 1      10400.  71.6 27.  -130.130.4  1  11000
  2  1 Barra 2      10259.3 163. 6.7  -101.101.2  2  21000
  3  1 Barra 3      10254.7 85.  -10.9-67.467.4  3  31000
  4  0 Barra 4      1026-2.2  11000
  5  0 Barra 5      996-4.  200. 140.  11000
  6  0 Barra 6      1013-3.7  144. 84.  31000
  7  0 Barra 7      10263.7  21000
  8  0 Barra 8      1016.7  160. 98.  21000
  9  0 Barra 9      10322.  31000
9999
DLIN
  4      5 1 T 1.  8.5  17.6  300 300
  4      6 1 T 1.7  9.2  15.8  300 300
  6      9 1 T 3.9  17.  35.8  200 200
  8      9 1 T 1.19 10.08 20.9  300 300
  7      8 1 T .85  7.2  14.9  300 300
  7      5 1 T 3.2  16.1 30.6  200 200
  2      7 1 T      6.25      1.  192 192
  3      9 1 T      5.86      1.  128 128
  1      4 1 T      5.76      1.  247 247
9999
DARE
  1      Area1
  2      Area2
  3      Area3
9999
DGER
  1      210.4
  2      163.2
  3      108.8
9999
FIM
```

A.1.7. Arquivo 7 com Dados de Entrada da Topologia

Este arquivo com extensão *.pwf* mostrado a seguir foi utilizado para obter os seguintes pontos de operação:

- Foi utilizado esse arquivo sem processar o fluxo de potência por dinâmica sintética (*FPDS*) para obter o ponto de operação apresentado na Figura II-24 do item II.4.7;
- Foi utilizado esse arquivo, processou-se o fluxo de potência por dinâmica sintética (*FPDS*) para obter o ponto de operação apresentado na Figura II-25 do item II.4.7.

```
TITU
Cenario 4 - Sistema-teste 9 barras
DCTE
BASE 100.
TEPA .1
TEPR .1
VFLD 70.
ACIT      30
9999
DBAR
(No) O TB(  nome )G( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc)( Pl)( Ql)( Sh)(A(Vf)
  1  2 Barra 1      1040  0.71.6 27.  -130.130.4      1      11000
  2  1 Barra 2      1025180.163. 6.7  -101.101.2      2      21000
  3  1 Barra 3      1025  0.85.  -10.9-67.467.4      3      31000
  4  0 Barra 4      1026180.      11000
  5  0 Barra 5        996  0.      200. 140.      11000
  6  0 Barra 6      1013  0.      144. 84.      31000
  7  0 Barra 7      1026  0.      21000
  8  0 Barra 8      1016  0.      160. 98.      21000
  9  0 Barra 9      1032180.      31000
9999
DLIN
  4      5 1 T 1.      8.5  17.6      300 300
  4      6 1 T 1.7      9.2  15.8      300 300
  6      9 1 T 3.9      17.  35.8      200 200
  8      9 1 T 1.19     10.08 20.9      300 300
  7      8 1 T .85      7.2  14.9      300 300
  7      5 1 T 3.2      16.1 30.6      200 200
  2      7 1 T          6.25      1.      192 192
  3      9 1 T          5.86      1.      128 128
  1      4 1 T          5.76      1.      247 247
9999
DARE
  1      Area1
  2      Area2
  3      Area3
9999
DGER
  1      210.4
  2      163.2
  3      108.8
9999
FIM
```

A.1.8. Arquivo 8 com Dados de Entrada da Topologia

O arquivo com extensão *.ntw* apresentado adiante foi utilizado nesta Dissertação para obter os seguintes pontos de operação:

- Foi utilizado esse arquivo, processou-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson para obter os pontos de operação apresentados na Figura IV-4 do item IV.3.1, na Figura IV-15 do item IV.3.2, na Figura IV-23 do item IV.4.1 e no item IV.4.2.

```
1
00      0000  100.0
Caso do Anderson - Página 38
1  , 'Barra 1  ', 16.5000, 2, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.98000, 0.0000, 1.10000, 0.90000, 1
2  , 'Barra 2  ', 18.0000, 2, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 0.98000, -2.3207, 1.10000, 0.90000, 1
3  , 'Barra 3  ', 13.8000, 2, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 0.98000, -1.8527, 1.10000, 0.90000, 1
4  , 'Barra 4  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.96882, -4.9813, 1.10000, 0.90000, 1
5  , 'Barra 5  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.94121, -9.4399, 1.10000, 0.90000, 1
6  , 'Barra 6  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 0.95681, -8.1763, 1.10000, 0.90000, 1
7  , 'Barra 7  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 0.97622, -5.6914, 1.10000, 0.90000, 1
8  , 'Barra 8  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 0.96483, -7.8195, 1.10000, 0.90000, 1
9  , 'Barra 9  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 0.98266, -4.8176, 1.10000, 0.90000, 1
10 , 'Barra10 ', 16.5000, 3, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.98000, 0.0000, 1.10000, 0.90000, 1
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
5  , '1 ', 1, 1, 1, 125.000, 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
6  , '1 ', 1, 3, 1, 90.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
8  , '1 ', 1, 2, 1, 100.000, 35.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA
1  , '1 ', 143.100, 25.255, 130.400, -130.400, 0.98000, 1 , 247.500, 0.00000, 0.05760, 1.00000,
1, 100.0, 210.400, 0.000, 10
2  , '1 ', 90.000, 8.571, 101.200, -101.200, 0.98000, 2 , 192.000, 0.00000, 0.06250, 1.00000,
1, 100.0, 163.200, 0.000, 10
3  , '1 ', 85.000, -2.248, 67.400, -67.400, 0.98000, 3 , 128.000, 0.00000, 0.05860, 1.00000,
1, 100.0, 108.800, 0.000, 10
10 , '1 ', 0.026, 0.000, 10.000, -10.000, 0.98000, 10 , 0.000, 0.00000, 0.00000, 1.00000,
1, 100.0, 10.000, 0.000, 10
0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN TRANSMISSION LINE DATA
4  , 5 , ' 1', 0.01000, 0.08500, 17.60, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0
4  , 6 , ' 1', 0.01700, 0.09200, 15.80, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
6  , 9 , ' 1', 0.03900, 0.17000, 35.80, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
8  , 9 , ' 1', 0.01190, 0.10080, 20.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
7  , 8 , ' 1', 0.00850, 0.07200, 14.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 2, 0, 0,0
7  , 5 , ' 1', 0.03200, 0.16100, 30.60, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0
10 , 1 , ' 1', 0.00000, 0.00100, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 0.00000, 0.00000, 1, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1, 0,1
0 / END OF TRANSMISSION LINE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA
2  , 7 , ' 1', 1, 0.00000, 0.06250, 192.00, 192.00, 192.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 2, 0, 0
3  , 9 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05860, 128.00, 128.00, 128.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 3, 0, 0
1  , 4 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05760, 247.00, 247.00, 247.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 1, 0, 0
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN SERIES CAPACITOR DATA
0 / END OF SERIES CAPACITOR DATA, BEGIN DCLINK DATA
```

```

0 / END OF DCLINK DATA, BEGIN AREA DATA
1, 0 , 0.000, 0.000,'
2, 0 , 0.000, 0.000,'
3, 0 , 0.000, 0.000,'
0 / END OF AREA DATA, BEGIN AREA INTERCHANGE DATA
1,'No Name '
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA

```

A.1.9. Arquivo 9 com Dados de Entrada da Topologia

Este arquivo com extensão *.ntw* mostrado a seguir foi utilizado para obter o seguinte ponto de operação:

- Foi utilizado esse arquivo, processou-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson para obter o ponto de operação apresentado na Figura IV-7 do item IV.3.2.

```

1
00      0000    100.0
Caso do Anderson - Página 38
1 , 'Barra 1 ' , 16.5000, 2, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.08500, 0.0000, 1.10000, 0.90000, 1
2 , 'Barra 2 ' , 18.0000, 2, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.08500, -1.7875, 1.10000, 0.90000, 1
3 , 'Barra 3 ' , 13.8000, 2, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.08500, -1.4122, 1.10000, 0.90000, 1
4 , 'Barra 4 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.08266, -4.0044, 1.10000, 0.90000, 1
5 , 'Barra 5 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.06139, -7.5504, 1.10000, 0.90000, 1
6 , 'Barra 6 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.07534, -6.5681, 1.10000, 0.90000, 1
7 , 'Barra 7 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.08841, -4.5175, 1.10000, 0.90000, 1
8 , 'Barra 8 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.07998, -6.2338, 1.10000, 0.90000, 1
9 , 'Barra 9 ' , 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.09404, -3.8170, 1.10000, 0.90000, 1
10 , 'Barra10 ' , 16.5000, 3, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.08500, 0.0000, 1.10000, 0.90000, 1
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
5 , '1 ' , 1, 1, 1, 125.000, 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
6 , '1 ' , 1, 3, 1, 90.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
8 , '1 ' , 1, 2, 1, 100.000, 35.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA
1 , '1 ' , 142.390, 9.394, 130.400, -130.400, 1.08500, 1 , 247.500, 0.00000, 0.05760, 1.00000,
1, 100.0, 210.400, 0.000, 10
2 , '1 ' , 90.000, -3.771, 101.200, -101.200, 1.08500, 2 , 192.000, 0.00000, 0.06250, 1.00000,
1, 100.0, 163.200, 0.000, 10
3 , '1 ' , 85.000, -14.954, 67.400, -67.400, 1.08500, 3 , 128.000, 0.00000, 0.05860, 1.00000,
1, 100.0, 108.800, 0.000, 10
10 , '1 ' , 0.034, 0.000, 10.000, -10.000, 1.08500, 10 , 0.000, 0.00000, 0.00000, 1.00000,
1, 100.0, 10.000, 0.000, 10
0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN TRANSMISSION LINE DATA
4 , 5 , ' 1', 0.01000, 0.08500, 17.60, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0
4 , 6 , ' 1', 0.01700, 0.09200, 15.80, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
6 , 9 , ' 1', 0.03900, 0.17000, 35.80, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
8 , 9 , ' 1', 0.01190, 0.10080, 20.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
7 , 8 , ' 1', 0.00850, 0.07200, 14.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 2, 0, 0,0
7 , 5 , ' 1', 0.03200, 0.16100, 30.60, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0

```

```

10 , 1 , ' 1', 0.00000, 0.00100, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 0.00000, 0.00000, 1, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1, 0,1
0 / END OF TRANSMISSION LINE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA
2 , 7 , ' 1', 1, 0.00000, 0.06250, 192.00, 192.00, 192.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 2, 0, 0
3 , 9 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05860, 128.00, 128.00, 128.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 3, 0, 0
1 , 4 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05760, 247.00, 247.00, 247.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 1, 0, 0
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN SERIES CAPACITOR DATA
0 / END OF SERIES CAPACITOR DATA, BEGIN DCLINK DATA
0 / END OF DCLINK DATA, BEGIN AREA DATA
1, 0 , 0.000, 0.000,'
2, 0 , 0.000, 0.000,'
3, 0 , 0.000, 0.000,'
0 / END OF AREA DATA, BEGIN AREA INTERCHANGE DATA
1,'No Name '
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA

```

A.1.10. Arquivo 10 com Dados de Entrada da Topologia

O arquivo com extensão *.ntw* apresentado a seguir foi utilizado nesta Dissertação para obter o seguinte ponto de operação:

- Foi utilizado esse arquivo, processou-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson para obter o ponto de operação apresentado na Figura IV-11 do item IV.3.2.

```

1
00 0000 100.0
Caso do Anderson - Página 38
1 , 'Barra 1 ', 16.5000, 2, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.07500, 0.0000, 1.10000, 0.90000, 1
2 , 'Barra 2 ', 18.0000, 2, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.07500, -1.8320, 1.10000, 0.90000, 1
3 , 'Barra 3 ', 13.8000, 2, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.07500, -1.4492, 1.10000, 0.90000, 1
4 , 'Barra 4 ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.07189, -4.0849, 1.10000, 0.90000, 1
5 , 'Barra 5 ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.05008, -7.7047, 1.10000, 0.90000, 1
6 , 'Barra 6 ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.06417, -6.6998, 1.10000, 0.90000, 1
7 , 'Barra 7 ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.07778, -4.6147, 1.10000, 0.90000, 1
8 , 'Barra 8 ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.06909, -6.3645, 1.10000, 0.90000, 1
9 , 'Barra 9 ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.08348, -3.9001, 1.10000, 0.90000, 1
10 , 'Barra10 ', 16.5000, 3, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.07500, 0.0000, 1.10000, 0.90000, 1
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
5 , '1 ', 1, 1, 1, 125.000, 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
6 , '1 ', 1, 3, 1, 90.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
8 , '1 ', 1, 2, 1, 100.000, 35.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA
1 , '1 ', 142.491, 10.878, 130.400, -130.400, 1.07500, 1 , 247.500, 0.00000, 0.05760, 1.00000,
1, 1.0, 210.400, 0.000, 10
2 , '1 ', 90.000, -2.596, 101.200, -101.200, 1.07500, 2 , 192.000, 0.00000, 0.06250, 1.00000,
1, 1.0, 163.200, 0.000, 10
3 , '1 ', 85.000, -13.736, 67.400, -67.400, 1.07500, 3 , 128.000, 0.00000, 0.05860, 1.00000,
1, 1.0, 108.800, 0.000, 10
10 , '1 ', 0.012, 0.000, 10.000, -10.000, 1.07500, 10 , 0.000, 0.00000, 0.00000, 1.00000,
1, 1.0, 10.000, 0.000, 10
0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN TRANSMISSION LINE DATA
4 , 5 , ' 1', 0.01000, 0.08500, 17.60, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0

```

```

4 , 6 , ' 1', 0.01700, 0.09200, 15.80, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
6 , 9 , ' 1', 0.03900, 0.17000, 35.80, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
8 , 9 , ' 1', 0.01190, 0.10080, 20.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0,0
7 , 8 , ' 1', 0.00850, 0.07200, 14.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 2, 0, 0,0
7 , 5 , ' 1', 0.03200, 0.16100, 30.60, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0,0
10 , 1 , ' 1', 0.00000, 0.00100, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 0.00000, 0.00000, 1, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1, 0,1
0 / END OF TRANSMISSION LINE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA
2 , 7 , ' 1', 1, 0.00000, 0.06250, 192.00, 192.00, 192.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 2, 0, 0
3 , 9 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05860, 128.00, 128.00, 128.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 3, 0, 0
1 , 4 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05760, 247.00, 247.00, 247.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 1, 0, 0
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN SERIES CAPACITOR DATA
0 / END OF SERIES CAPACITOR DATA, BEGIN DCLINK DATA
0 / END OF DCLINK DATA, BEGIN AREA DATA
1, 0 , 0.000, 0.000,'
2, 0 , 0.000, 0.000,'
3, 0 , 0.000, 0.000,'
0 / END OF AREA DATA, BEGIN AREA INTERCHANGE DATA
1,'No Name '
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA

```

A.1.11. Arquivo 11 com Dados de Entrada da Topologia

Este arquivo com extensão *.ntw* mostrado adiante foi utilizado para obter o seguinte ponto de operação:

- Foi utilizado esse arquivo, processou-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson para obter o ponto de operação apresentado na Figura IV-19 do item IV.3.2.

```

1
00      0000  100.0
Caso do Anderson - Página 38
1 , 'Barra 1  ', 16.5000, 2, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.04000, 0.0000, 1.10000, 0.90000, 1
2 , 'Barra 2  ', 18.0000, 2, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.08000, -2.4188, 1.10000, 0.90000, 1
3 , 'Barra 3  ', 13.8000, 2, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.07000, -1.9490, 1.10000, 0.90000, 1
4 , 'Barra 4  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.04488, -4.3386, 1.10000, 0.90000, 1
5 , 'Barra 5  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.03021, -8.1774, 1.10000, 0.90000, 1
6 , 'Barra 6  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.04286, -7.1416, 1.10000, 0.90000, 1
7 , 'Barra 7  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.07450, -5.1969, 1.10000, 0.90000, 1
8 , 'Barra 8  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 2, 1, 1.06366, -6.9457, 1.10000, 0.90000, 1
9 , 'Barra 9  ', 230.0000, 0, 0, 0.000, 0.000, 3, 1, 1.07539, -4.4300, 1.10000, 0.90000, 1
10 , 'Barra10 ', 16.5000, 3, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.04000, 0.0000, 1.10000, 0.90000, 1
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
5 , '1 ' , 1, 1, 1, 125.000, 50.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
6 , '1 ' , 1, 3, 1, 90.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
8 , '1 ' , 1, 2, 1, 100.000, 35.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA
1 , '1 ' , 142.770, -3.400, 130.400, -130.400, 1.04000, 1 , 247.500, 0.00000, 0.05760, 1.00000,
1, 100.0, 210.400, 0.000, 10

```



```

2 , '1 ' , 90.000, 11.682, 101.200, -101.200, 1.08000, 2 , 192.000, 0.00000, 0.06250, 1.00000,
1, 100.0, 163.200, 0.000, 10
3 , '1 ' , 85.000, -7.994, 67.400, -67.400, 1.07000, 3 , 128.000, 0.00000, 0.05860, 1.00000,
1, 100.0, 108.800, 0.000, 10
10 , '1 ' , -0.049, 0.000, 10.000, -10.000, 1.04000, 10 , 0.000, 0.00000, 0.00000, 1.00000,
1, 100.0, 10.000, 0.000, 10
0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN TRANSMISSION LINE DATA
4 , 5 , ' 1', 0.01000, 0.08500, 17.60, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0, 0
4 , 6 , ' 1', 0.01700, 0.09200, 15.80, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0, 0
6 , 9 , ' 1', 0.03900, 0.17000, 35.80, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0, 0
8 , 9 , ' 1', 0.01190, 0.10080, 20.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 3, 0, 0, 0
7 , 8 , ' 1', 0.00850, 0.07200, 14.90, 300.00, 300.00, 300.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 2, 0, 0, 0
7 , 5 , ' 1', 0.03200, 0.16100, 30.60, 200.00, 200.00, 200.00, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 0, 0, 0
10 , 1 , ' 1', 0.00000, 0.00100, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 0.00000, 0.00000, 1, 0.00000,
0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1, 0, 1
0 / END OF TRANSMISSION LINE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA
2 , 7 , ' 1', 1, 0.00000, 0.06250, 192.00, 192.00, 192.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 2, 0, 0
3 , 9 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05860, 128.00, 128.00, 128.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 3, 0, 0
1 , 4 , ' 1', 1, 0.00000, 0.05760, 247.00, 247.00, 247.00, 1.00000, 0.00000, 0 , 0, 1.00000,
1.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 0, 0.00000, 0.00000, 1, 1, 1, 1, 0, 0
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN SERIES CAPACITOR DATA
0 / END OF SERIES CAPACITOR DATA, BEGIN DCLINK DATA
0 / END OF DCLINK DATA, BEGIN AREA DATA
1, 0 , 0.000, 0.000, ' Are '
2, 0 , 0.000, 0.000, ' Are '
3, 0 , 0.000, 0.000, ' Are '
0 / END OF AREA DATA, BEGIN AREA INTERCHANGE DATA
1, 'No Name '
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA

```

A.2. Arquivo *BNT1.DAT*

Quando o arquivo com os dados de entrada da topologia do sistema fornecido ao ORGANON for com extensão *.pwf* (arquivo que contém os dados de entrada da topologia do sistema elétrico no formato do programa ANAREDE, CEPEL [39]), é necessário que exista, no mesmo local onde está gravado o arquivo *.pwf*, um arquivo texto com os dados das máquinas do sistema (arquivo *BNT1.DAT*). Esse arquivo contém os dados das máquinas no formato do programa ANAT0 (CEPEL, Versão V2.4-12/01), CEPEL [40].

A seguir, é apresentado o arquivo *BNT1.DAT* utilizado nesta Dissertação. Nesse arquivo todas as linhas que possuem o primeiro caracter igual a “(” são ignoradas pelo programa ORGANON, ou seja, o usuário pode utilizar esse caracter para inserir comentários no arquivo.

Na linha 16 do arquivo abaixo, por exemplo, são apresentados, da esquerda para direita, o número da barra terminal do grupo de máquinas (número abaixo do texto “(Nb)”), o número de

identificação do grupo de máquina (número abaixo do texto “(Gp)”), a identificação alfanumérica da barra com 8 caracteres (nome abaixo do texto “(Nome)”), o número máximo de unidades do grupo de máquina a serem despachadas (número abaixo do texto “Ux”), a potência ativa mínima de cada unidade do grupo de máquinas (número abaixo do texto “(Pmin)”), a potência ativa máxima de cada unidade do grupo de máquinas (número abaixo do texto “(Pmax)”), a potência reativa mínima de cada unidade do grupo de máquinas (número abaixo do texto “(Qmin)”), a potência reativa máxima de cada unidade do grupo de máquinas (número abaixo do texto “(Qmax)”) e a reatância do transformador associado a cada unidade do grupo de máquinas (número abaixo do texto “(Xtrf)”), CEPEL [40].

```
( *****
( *  ARQUIVO ..... bnt1.dat *
( *  FORMATO ..... ANAT0 VERSÃO 2.4-12/01 *
( *  DADOS DAS UNIDADES PARA O SISTEMA-TESTE DE NOVE BARRAS *
( *  OBSERVAÇÕES: a) arquivo do Sistema-Teste de Nove Barras *
( *                      utilização com o Programa ANAT0 e ORGANON *
( *****
(
(Nb) Gp Co ( Nome ) Un Ux (Pbas) (Qbas) (Pmin) (Pmax) (Qmin) (Qmax) (Rtrf) (Xtrf) (%)
    1 10 GERADOR1    1          0. 210.4-130.4 130.4          5.76
    2 10 GERADOR2    1          0. 163.2-101.2 101.2          6.25
    3 10 GERADOR3    1          0. 108.8 -67.4  67.4          5.86
9999
```

A.3. Dados Dinâmicos dos Sistemas-teste

Os dados dinâmicos dos sistemas-teste foram fornecidos ao ORGANON através do arquivo texto com a extensão *.dyn*. Nesse arquivo estão os parâmetros dos modelos do gerador, do transdutor (caso a unidade geradora possua), do regulador de tensão, do PSS (caso a unidade geradora possua), do limitador de sobre-excitação, do regulador de velocidade e dos critérios de segurança, que foram utilizados na Análise Dinâmica (Capítulo III) e na Avaliação de Segurança (Capítulo IV).

Na Figura A-1, é apresentado o diagrama em blocos do modelo de gerador da unidade conectada à barra 1 (Modelo SM04 do ORGANON).

A Tabela A-1 mostra os valores dos parâmetros do modelo de gerador da unidade conectada à barra 1, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura A-1.

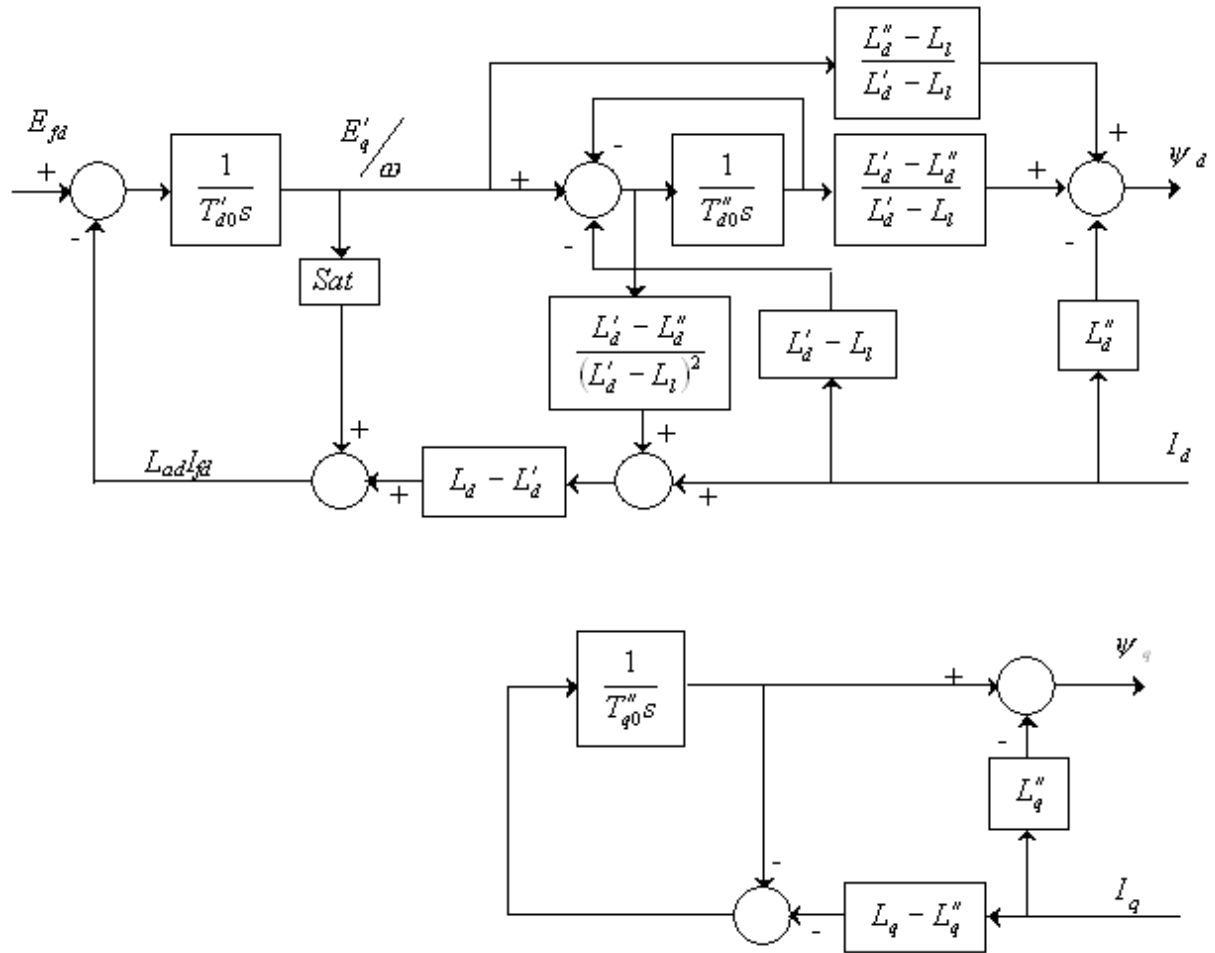


Figura A-1: Modelo de Gerador da Unidade Conectada à Barra 1

Tabela A-1 – Parâmetros do Modelo de Gerador da Unidade Conectada à Barra 1

Parâmetro	Valor
X_d	0.73 pu
X'_d	0.26 pu
X''_d	0.22 pu
X_q	0.52 pu
X'_q	0.0 pu
X''_q	0.2 pu
R_a	0.0 pu
Base	365.0 MVA
X_l	0.19 pu
X_t	0.0 pu
T'_d	8.3 s
T''_d	0.06 s
T'_q	0.0 s
H	4.31 MW/MVA . s
D	0.0 pu/ pu
T''_q	0.03 s
A_g	0.017
B_g	10.125

Na Figura A-2, é apresentado o diagrama em blocos do modelo do transdutor de tensão da unidade conectada à barra 1 (Modelo 01 do ORGANON).

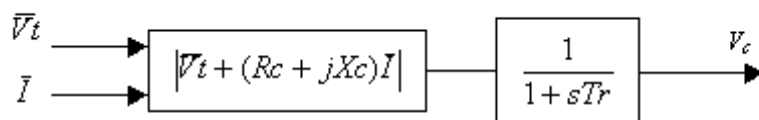


Figura A-2: Modelo do Transdutor de Tensão da Unidade Conectada à Barra 1

A Tabela A-2 mostra os valores dos parâmetros do modelo do transdutor de tensão da unidade conectada à barra 1, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura A-2.

Tabela A-2 – Parâmetros do Modelo do Transdutor de Tensão da Unidade Conectada à Barra 1

Parâmetro	Valor
T_r	0.0 s
R_c	0.0 pu
X_c	-0.05 pu
Barra Controlada	1

Na Figura A-3, é apresentado o diagrama em blocos do modelo do regulador de tensão da unidade conectada à barra 1 (Modelo AVR03 do ORGANON).

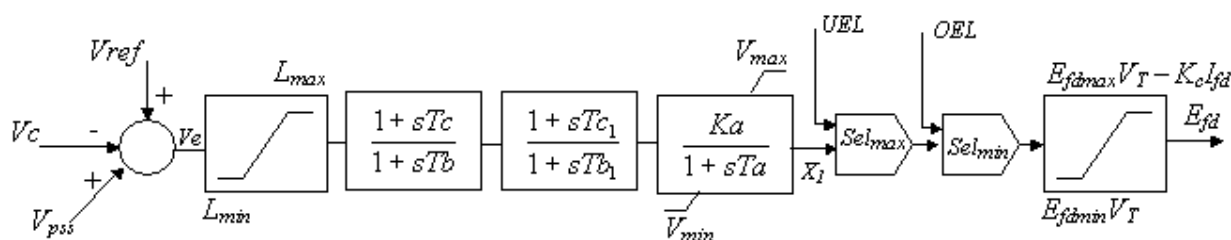


Figura A-3: Modelo do Regulador de Tensão da Unidade Conectada à Barra 1

A Tabela A-3 mostra os valores dos parâmetros do modelo do regulador de tensão da unidade conectada à barra 1, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura A-3.

Tabela A-3 – Parâmetros do Modelo do Regulador de Tensão da Unidade Conectada à Barra 1

Parâmetro	Valor
K_a	50.0
T_a	0.01 s
T_c	1.0 s
T_b	1.0 s
T_{cl}	1.0 s
T_{bl}	1.0 s
L_{min}	-1.0
L_{max}	1.0
V_{min}	-4.0
V_{max}	4.0
E_{fdmin}	-4.0
E_{fdmax}	4.0
K_c	0.0

Na Figura A-4, é apresentado o diagrama em blocos do modelo do limitador de sobreexcitação das unidades conectadas às barras 1, 2 e 3 (Modelo OEL02 do ORGANON). A Tabela A-4 mostra os valores dos parâmetros do modelo do limitador de sobreexcitação das unidades conectadas às barras 1, 2 e 3, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura A-4.

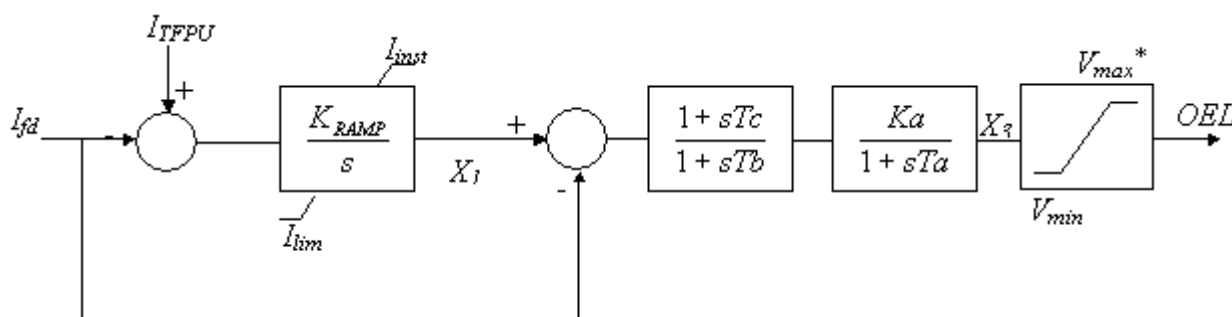


Figura A-4: Modelo do Limitador de Sobreexcitação das Unidades Conectadas às Barras 1, 2 e 3

Tabela A-4 – Parâmetros do Modelo Limitador de Sobreexcitação das Unidades Conectadas às Barras 1, 2 e 3

Parâmetro	Barra 1 Valor	Barra 2 Valor	Barra 3 Valor
P_{max}	210.4	163.2	108.8
Q_{max}	130.4	101.2	67.4
α	1.1	1.1	1.1
β	1.6	1.6	1.6
K_{ramp}	0.02	0.02	0.02
K_a	100.0	100.0	100.0
T_a	0.05 s	0.05 s	0.05 s
T_b	10.0 s	10.0 s	10.0 s
T_c	2.0 s	2.0 s	2.0 s
V_{min}	-10.0	-10.0	-10.0

Na Figura A-5, é apresentado o diagrama em blocos do modelo do regulador de velocidade da unidade conectada à barra 1 (Modelo GOV03 do ORGANON). A Tabela A-5 mostra os valores dos parâmetros do modelo do regulador de velocidade da unidade conectada à barra 1, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura A-5.

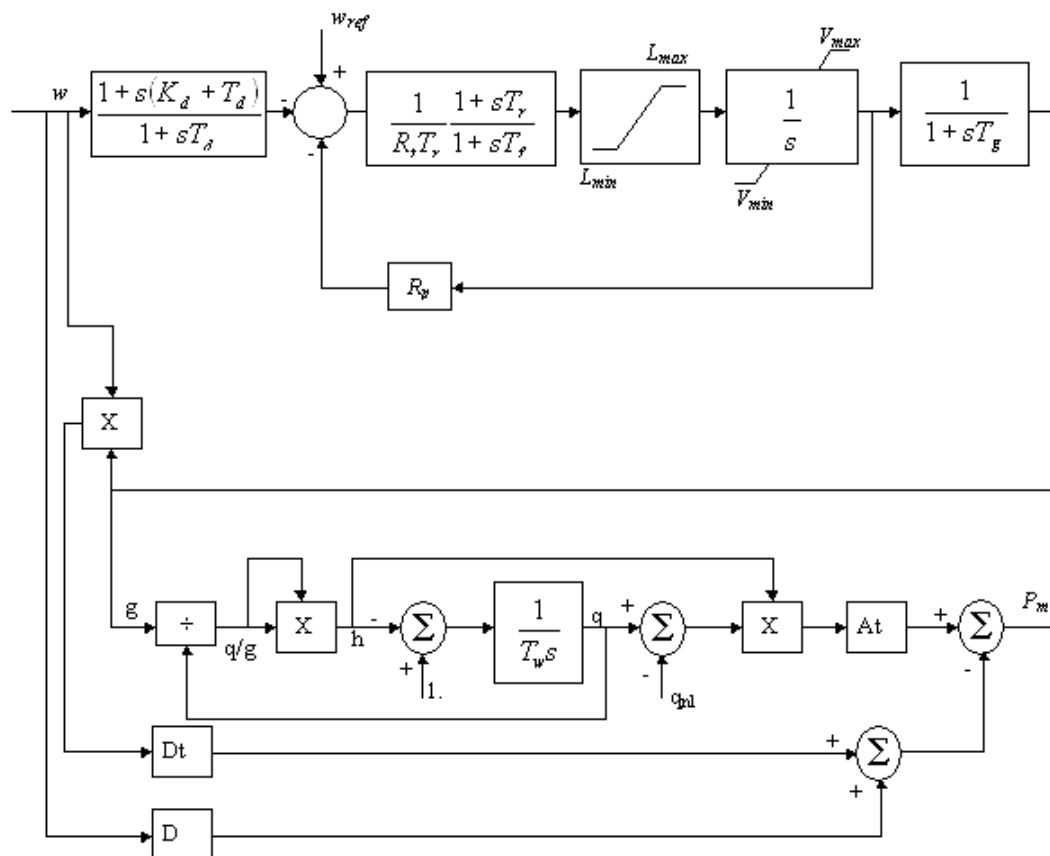


Figura A-5: Modelo do Regulador de Velocidade da Unidade Conectada à Barra 1

Tabela A-5 – Parâmetros do Modelo do Regulador de Velocidade da Unidade Conectada à Barra 1

Parâmetro	Valor
A_t	1.25
T_g	0.5 s
T_w	1.5 s
R_t	0.38
T_r	7.0 s
R_p	0.05
T_f	0.05 s
L_{min}	-2.0
L_{max}	2.0
V_{min}	0.001
V_{max}	0.984
q_{nl}	0.15
K_d	0.0
T_d	1.0
D_t	0.5
D	1.0

Na Figura A-6, é apresentado o diagrama em blocos do modelo de gerador das unidades conectadas às barras 2 e 3 (Modelo SM05 do ORGANON).

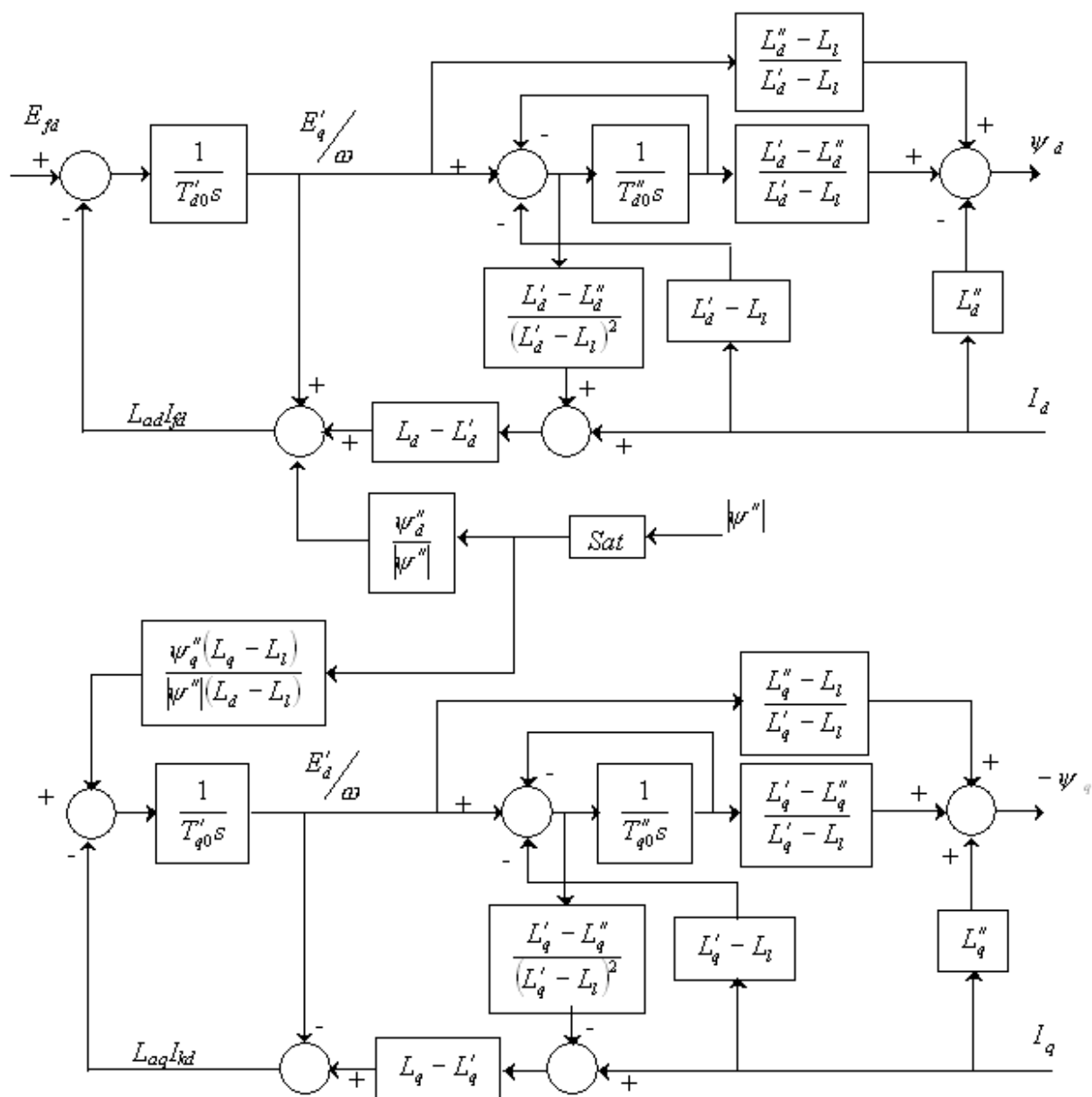


Figura A-6: Modelo de Gerador das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3

A Tabela A-6 mostra os valores dos parâmetros do modelo de gerador das unidades conectadas às barras 2 e 3, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura A-6.

Tabela A-6 – Parâmetros do Modelo de Gerador das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3

Parâmetro	Valor
X_d	2.11 pu
X'_d	0.265 pu
X''_d	0.195 pu
X_q	1.99 pu
X'_q	0.465 pu
X''_q	0.195 pu
R_a	0.003 pu
Base	234.0 MVA
X_l	0.15 pu
X_t	0.0 pu
T'_d	5.9 s
T''_d	0.035 s
T'_q	0.58 s
H	4.844 MW/MVA . s
D	0.0 pu/ pu
T''_q	0.069 s
$S_{1,0}$	0.048
$S_{1,2}$	0.40

Na Figura A-7, é apresentado o diagrama em blocos do modelo do regulador de tensão das unidades conectadas às barras 2 e 3 (Modelo AVR26 do ORGANON).

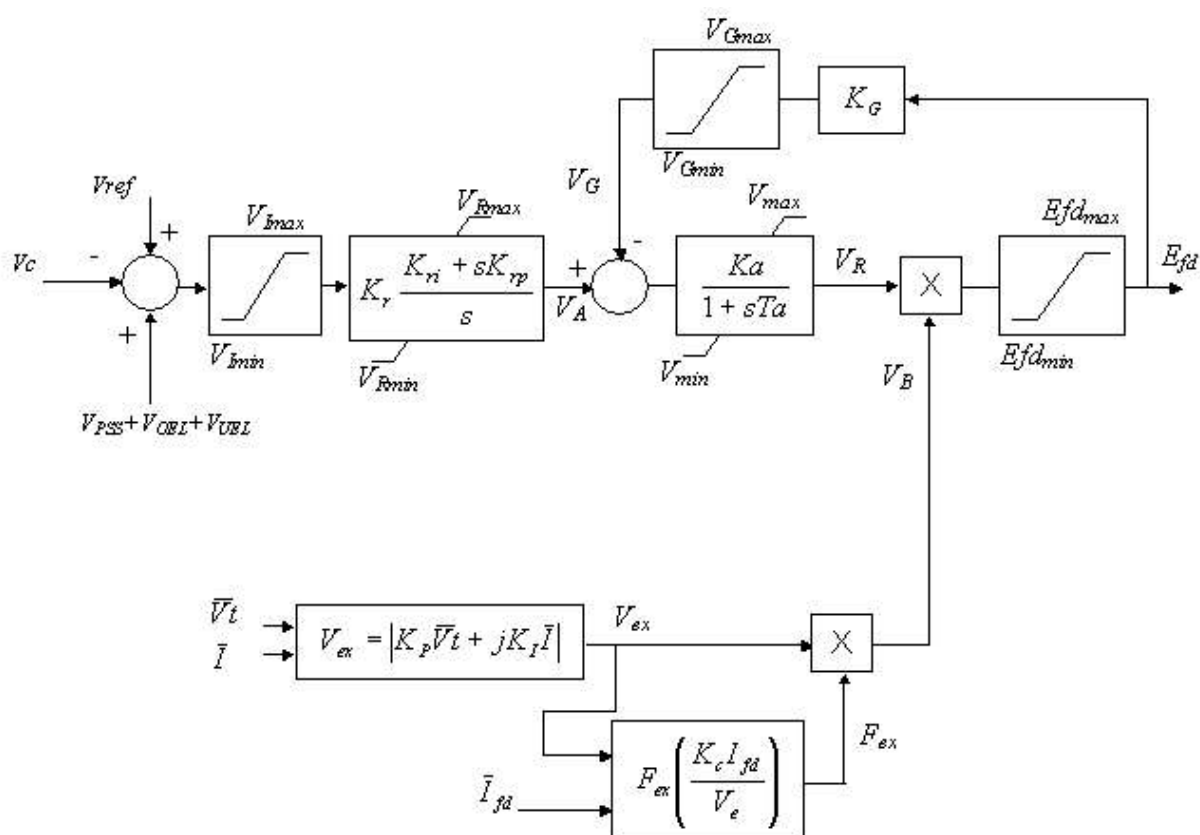


Figura A-7: Modelo do Regulador de Tensão das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3

A Tabela A-7 mostra os valores dos parâmetros do modelo do regulador de tensão das unidades conectadas às barras 2 e 3, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura A-7.

Tabela A-7 – Parâmetros do Modelo do Regulador de Tensão das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3

Parâmetro	Valor
VI_{\max}	1.0
VI_{\min}	-1.0
K_r	1.0
K_{rp}	2.98
K_{ri}	2.98
K_a	1.0
T_a	0.01
V_{\max}	1.0
V_{\min}	-0.87
K_g	0.0
K_p	6.71
K_i	0.0
$E_{fd\max}$	8.38
$E_{fd\min}$	-100.0
K_c	0.08
$V_{G\max}$	10.0
$V_{G\min}$	0.0
$V_{R\max}$	1.0
$V_{R\min}$	-0.87

Na Figura A-8, é apresentado o diagrama em blocos do modelo do PSS das unidades conectadas às barras 2 e 3 (Modelo PSS06 do ORGANON).

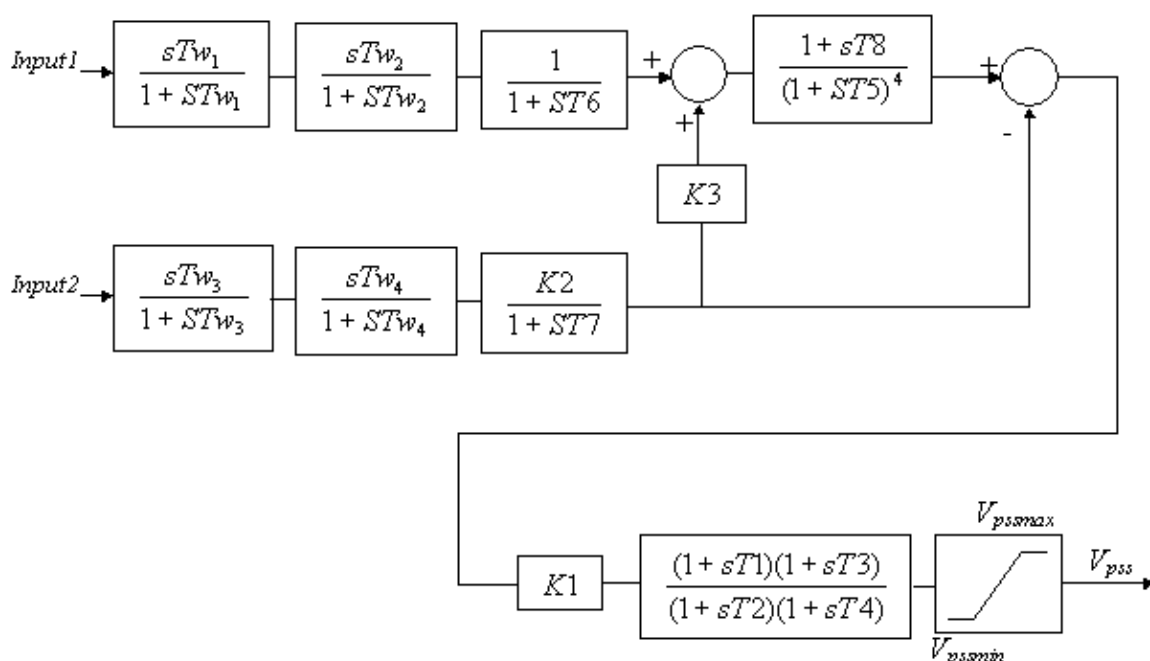


Figura A-8: Modelo do PSS das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3

A Tabela A-8 mostra os valores dos parâmetros do modelo do PSS das unidades conectadas às barras 2 e 3, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura A-8.

Tabela A-8 – Parâmetros do Modelo do PSS das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3

Parâmetro	Barra 2 Valor	Barra 3 Valor
T_1	0.3751 s	0.3635 s
T_2	0.0798 s	0.076 s
T_3	0.3751 s	0.3635 s
T_4	0.0798 s	0.076 s
T_5	0.1 s	0.1 s
T_6	0.01 s	0.01 s
T_7	3.0 s	3.0 s
T_8	0.4 s	0.4 s
T_{w1}	3.0 s	3.0 s
T_{w2}	3.0 s	3.0 s
T_{w3}	3.0 s	3.0 s
T_{w4}	3.0 s	3.0 s
K_1	9.0	6.0
K_2	0.3097	0.3097
K_3	1.0	1.0
V_{min}	-0.1	-0.1
V_{max}	0.1	0.1
Input1	1	1
Input2	3	3

Na Figura A-9, é apresentado o diagrama em blocos do modelo do regulador de velocidade das unidades conectadas às barras 2 e 3 (Modelo GOV11 do ORGANON).

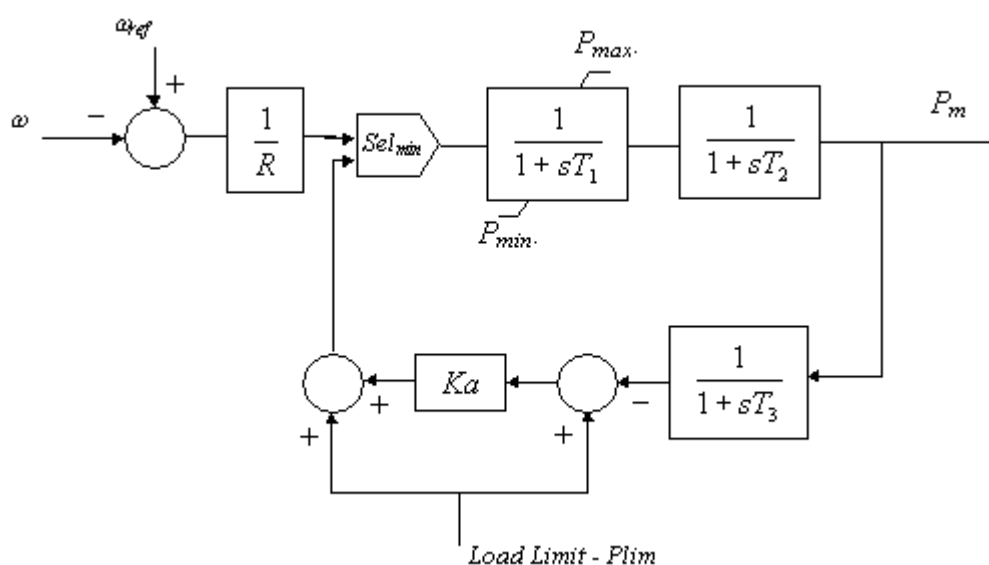


Figura A-9: Modelo do Regulador de Velocidade das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3

A Tabela A-9 mostra os valores dos parâmetros do modelo do regulador de velocidade das unidades conectadas às barras 2 e 3, cujo diagrama em blocos é apresentado na Figura A-9.

Tabela A-9 – Parâmetros do Modelo do Regulador de Velocidade das Unidades Conectadas às Barras 2 e 3

Parâmetro	Valor
R	0.057
T ₁	0.02 s
T ₂	0.4 s
T ₃	0.2 s
P _{lim}	1.0
K _a	10.0
P _{max}	1.0 pu
P _{min}	0.0 pu

Na Tabela A-10, são apresentados os valores dos critérios de segurança utilizados nos itens de Análise Dinâmica (Capítulo III) e Avaliação de Segurança (Capítulo IV) desta Dissertação.

Quando o valor do status de algum dos critérios de segurança for igual a 0, significa que esse critério não será avaliado, ou seja, está desabilitado, se o valor for igual 1, significa que esse critério será avaliado, ou seja, está habilitado.

O valor 1 na segunda linha da Tabela A-10 mostra que o critério de subtensão temporizada está habilitado. Na avaliação desse critério, o ORGANON verifica se após a remoção do defeito alguma barra do sistema apresentou tensão abaixo de 0.8 pu (linha 3 da Tabela A-10) durante um intervalo de tempo de 0.08 s (linha 4 da Tabela A-10). Essa avaliação é feita para todas as barras do sistema com tensão igual ou superior a 1 kV (linha 5 da Tabela A-10).

O valor 1 na sexta linha da Tabela A-10 mostra que o critério de sobretensão temporizada está habilitado. Na avaliação desse critério, o ORGANON verifica se após a remoção do defeito alguma barra do sistema apresentou tensão acima de 1.2 pu (linha 7 da Tabela A-10) durante um intervalo de tempo de 0.2 s (linha 8 da Tabela A-10). Essa avaliação é feita para todas as barras do sistema com tensão igual ou superior a 1 kV (linha 9 da Tabela A-10).

O valor 1 na décima linha da Tabela A-10 mostra que o critério de subtensão instantânea está habilitado. Na avaliação desse critério, o ORGANON verifica se após a remoção do defeito alguma barra do sistema apresentou tensão abaixo de 0.6 pu (linha 11 da Tabela A-10) em algum instante da simulação. Essa avaliação é feita para todas as barras do sistema com tensão igual ou superior a 1 kV (linha 12 da Tabela A-10).

O valor 1 na décima terceira linha da Tabela A-10 mostra que o critério de sobretensão instantânea está habilitado. Na avaliação desse critério, o ORGANON verifica se após a remoção do defeito alguma barra do sistema apresentou tensão acima de 1.3 pu (linha 14 da Tabela A-10) em algum instante da simulação. Essa avaliação é feita para todas as barras do sistema com tensão igual ou superior a 1 kV (linha 15 da Tabela A-10).

O valor 1 na décima sexta linha da Tabela A-10 mostra que o critério de variação entre a tensão pré-defeito e a tensão em regime pós-defeito está habilitado. Na avaliação desse critério, o ORGANON verifica se a variação entre a tensão pré-defeito e a tensão em regime pós-defeito de cada barra do sistema é superior a 0.1 pu (linha 17 da Tabela A-10). Essa avaliação é feita para todas as barras do sistema com tensão igual ou superior a 1 kV (linha 18 da Tabela A-10).

O valor 1 na linha dezenove da Tabela A-10 mostra que o critério da tensão em regime pós-defeito em relação a faixa de tensão está habilitado. Na avaliação desse critério, o ORGANON verifica se o valor da tensão em regime pós-defeito em cada barra do sistema está dentro da sua faixa de tensão (tensão mínima e tensão máxima).

O valor 1 na linha vinte da Tabela A-10 mostra que o critério de violação térmica no regime pós-defeito está habilitado. Na avaliação desse critério, o ORGANON verifica se o algum ramo do sistema está com sobrecarga no regime pós-defeito.

O critério de amortecimento, utilizado para identificar se o sistema é bem amortecido ou mal amortecido em alguma contingência, se baseia na equação (III-8). O valor de amortecimento definido pelo usuário para esse critério foi de 0.35 (linha 21 da Tabela A-10). No processo de identificação se o sistema é bem amortecido ou mal amortecido, o ORGANON compara o menor valor de amortecimento (σ_i) da equação (III-8) com o valor de amortecimento definido para esse critério ($\sigma = 0,35$). Quando σ_i for menor que 0,35, significa que o sistema está mal amortecido.

O valor 1 na linha vinte e dois da Tabela A-10 mostra que o critério da diferença do ângulo do rotor entre três geradores definidos está habilitado. Na avaliação desse critério, o ORGANON verifica se a diferença do ângulo do rotor entre três geradores (que são definidos nas linhas 25, 26 e 27 da Tabela A-10) é superior a 140 ° durante o transitório e a 80 ° no regime pós-defeito.

Tabela A-10 – Parâmetros dos Critérios de Segurança

1	Parâmetro	Valor
2	Stu – Status para check de subtenção temporizada (0 ou 1)	1
3	Vtu – Valor de subtenção temporizada	0.8 pu
4	Ttu – Intervalo de tempo da subtenção temporizada	0.08 s
5	Ltu – Filtro nível de tensão	1 kV
6	Stu – Status para check de sobretensão temporizada (0 ou 1)	1
7	Vto – Valor de sobretensão temporizada	1.2 pu
8	Tto – Intervalo de tempo da sobretensão temporizada	0.2 s
9	Lto – Filtro nível de tensão	1.0 kV
10	Siu – Status para check de subtenção instantânea (0 ou 1)	1
11	Viu – Valor de subtenção instantânea	0.6 pu
12	Liu – Filtro nível de tensão	1.0 kV
13	Sio – Status para check de sobretensão instantânea (0 ou 1)	1
14	Vio – Valor de sobretensão instantânea	1.3 pu
15	Lio – Filtro nível de tensão	1.0 kV
16	Svd – Status para check de variação entre a tensão em regime pré-defeito e a tensão em regime pós-defeito (0 ou 1)	1
17	Vvd – Valor de variação entre a tensão em regime pré-defeito e a tensão em regime pós-defeito	0.1 pu
18	Lvd – Filtro nível de tensão	1.0 kV
19	Svl – Status para check da tensão em regime pós-defeito em relação a faixa de tensão (0 ou 1)	1
20	Sth – Status para check de violação térmica no regime pós-defeito (0 ou 1)	1
21	Amortecimento	0.35
22	Status para check da diferença do ângulo do rotor entre três geradores definidos (0 ou 1)	1
23	Valor da diferença do ângulo do rotor entre três geradores definidos durante o transitório	140 °
24	Valor da diferença do ângulo do rotor entre três geradores definidos em regime pós-defeito	80 °
25	Número da barra do gerador 1	1
26	Número da barra do gerador 2	2
27	Número da barra do gerador 3	3

A seguir é apresentado o arquivo texto com a extensão *.dyn* utilizado na Análise Dinâmica (Capítulo III) e na Avaliação de Segurança (Capítulo IV) desta Dissertação.

SM04

```

1 3 0 3 1 0.0 -0.05 0.0 0 2 10 xx xx
0.73 0.26 0.2 0.52 0.00 0.20 0.00 365.0 0.19 0.000 8.300 0.06 0.0 4.31 0.0 0.03 0.017 10.125 /
50.00 0.01 1.0 1.00 1.00 1.00 -1.00 1.0 -4.00 4.000 -4.000 4.00 0.0 /
210.40 130.40 1.1 1.60 0.02 100.00 0.05 10.0 2.00 -10.000 0.000 /
1.25 0.50 1.5 0.38 7.00 0.05 0.05 -2.0 2.00 0.001 0.984 0.15 0.0 1.00 0.5 1.00 /

```

SM05

```

2 26 6 11 2 0.0 0.0 0.0 0 2 10 xx xx
2.1100 0.2650 0.1950 1.9900 0.465 0.195 0.003 234.0 0.15 0.0 5.90 0.035 0.58 4.8440 0.00 0.069 0.048 0.4 /
1.0000 -1.0000 1.0000 2.9800 2.980 1.000 0.010 1.0 -0.87 0.0 6.71 0.000 8.38 -100.0000 0.08 10.000 0.000 1.0 -0.87 /
0.3751 0.0798 0.3751 0.0798 0.100 0.010 3.000 0.4 3.00 3.0 3.00 3.000 9.00 0.3097 1.00 -0.100 0.100 1 3 /
163.2000 101.2000 1.1000 1.6000 0.020 100.000 0.050 10.0 2.00 -10.0 0.00 /
0.0570 0.0200 0.4000 0.2000 1.000 10.000 1.000 0.0 /

```

SM05

```
3 26 6 11 3 0.0 0.0 0.0 0 2 10 xx xx
2.1100 0.265 0.1950 1.990 0.465 0.195 0.003 234.0 0.15 0.0 5.90 0.035 0.58 4.8440 0.00 0.069 0.048 0.4 /
1.0000 -1.000 1.0000 2.980 2.980 1.000 0.010 1.0 -0.87 0.0 6.71 0.000 8.38 -100.0000 0.08 10.000 0.000 1.0 -0.87 /
0.3635 0.076 0.3635 0.076 0.100 0.010 3.000 0.4 3.00 3.0 3.00 3.000 6.00 0.3097 1.00 -0.100 0.100 1 3 /
108.8000 67.400 1.1000 1.600 0.020 100.000 0.050 10.0 2.00 -10.0 0.00 /
0.0570 0.020 0.4000 0.200 1.000 10.000 1.000 0.0 /
-999 /
-999 /
1 0.8 0.08 1.0 1 1.2 0.2 1.0 1 0.6 1.0 1 1.3 1.0 1 0.1 1.0 1 1 0.35 1 140. 80. 1 2 3 /
-999 /
```

No arquivo *.dyn* o código *SM* seguido de um número significa o número do modelo de gerador para cada unidade do sistema.

A primeira linha abaixo do número do modelo de gerador apresenta, da esquerda para a direita, o número da barra do gerador, o número do modelo do regulador de tensão, o número do modelo do PSS, o número do modelo do regulador de velocidade, o número da barra controlada pelo gerador, o valor da resistência do transdutor, o valor da reatância do transdutor, o valor da constante de tempo do transdutor, o número do modelo limitador de subexcitação, o número do modelo limitador de sobreexcitação, o número do grupo gerador, o nome da barra do gerador e o nome da barra controlada. Se a unidade geradora não possuir algum desses equipamentos, o número desse modelo, na primeira linha abaixo do número do modelo de gerador, é igual a zero.

A segunda linha abaixo do número do modelo de gerador apresenta os valores dos parâmetros do modelo de gerador.

A terceira linha abaixo do número do modelo de gerador apresenta os valores dos parâmetros do modelo do regulador de tensão, caso a unidade possua regulador de tensão.

A quarta linha abaixo do número do modelo de gerador apresenta os valores dos parâmetros do modelo do PSS, caso a unidade possua PSS.

A quinta linha abaixo do número do modelo de gerador apresenta os valores dos parâmetros do modelo limitador de subexcitação, caso a unidade possua subexcitação.

A sexta linha abaixo do número do modelo de gerador apresenta os valores dos parâmetros do modelo limitador de sobreexcitação, caso a unidade possua sobreexcitação.

A sétima linha abaixo do número do modelo de gerador apresenta os valores dos parâmetros do modelo do regulador de velocidade, caso a unidade possua regulador de velocidade. Na penúltima linha do arquivo são apresentados os valores dos parâmetros dos critérios de segurança.

* * *

Uso Prático do Programa ORGANON

(Versão 1.3.8-Fev/2008)

Conforme mencionado nos capítulos anteriores, apresentam-se neste Anexo as descrições de como utilizar o programa ORGANON, conforme indicado em Jardim [1], [2] e [3].

B.1. Inserção dos Dados de Entrada do Sistema para Análise em Regime Permanente

Os dados de entrada podem ser fornecidos ao ORGANON através de arquivos com extensão *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*. Um arquivo com a extensão *.pwf* contém os dados de entrada da topologia do sistema elétrico no formato do programa ANAREDE, que é um programa de fluxo de potência (vide Anexo A.1). Um arquivo com a extensão *.ntw* contém os dados de entrada da topologia do sistema elétrico no formato do programa ORGANON (vide Anexo A.1). Esse arquivo possui todas as informações que o arquivo com a extensão *.pwf* contém e mais algumas informações adicionais sobre o sistema elétrico. O arquivo com a extensão *.sav* contém os dados de entrada da topologia do sistema elétrico no formato do programa ORGANON e informações sobre o ponto de operação do sistema, ou seja, se o usuário estiver trabalhando com um arquivo *.sav* e tiver de interromper e depois retomar as análises para aquele ponto de operação, só basta salvar o arquivo *.sav* antes de parar as análises, pois quando o usuário abrir o arquivo *.sav* o sistema estará no mesmo ponto de operação anterior à interrupção das análises.

Uma outra forma de fornecer os dados de entrada é através da interface gráfica, onde o usuário cria um novo caso no ORGANON clicando em *File/New*, depois fornece as informações dos equipamentos do sistema clicando em *Edit/Steady State Data/AC Components...* para abrir a

janela *AC Data* que é apresentada na Figura B-1. Cada pasta dessa janela possui um botão *Apply* que deve ser clicado quando se digitar alguma informação na pasta. Nas pastas onde houver a caixa *Status* não se deve esquecer de marcá-la se o equipamento estiver em operação. Na pasta *CASE ID* os campos em branco devem ser preenchidos com as informações do caso (data, fonte dos dados, a base do sistema em MVA, ano, a estação do ano e o título do caso), o próximo passo é preencher os campos da pasta *Area*. Com as pastas *CASE ID* e *Area* preenchidas já é possível criar as barras do sistema. Cada barra é criada digitando-se no lado esquerdo da janela *AC Data*, nos campos *Bus No./Name*, *Area* e *Zone* as informações da barra respeitando as posições destinadas a cada informação. Na pasta *Bus* os campos devem ser preenchidos com as demais informações da barra não esquecendo de marcar a caixa *Status* e clicar no botão *Apply*. Após a criação das barras, na pasta *Gen* devem ser digitadas as informações da usina se houver geração na barra. Na pasta *Load* devem ser digitadas as informações da carga se houver carga na barra. Na pasta *Shunt* devem ser digitadas as informações do shunt se houver shunt conectado na barra.

Quando todas as barras do sistema já tiverem sido criadas os próximos elementos a serem criados são os transformadores e as linhas de transmissão na pasta *Branch*, não esquecendo de marcar os campos *Bus From* e *Bus To* em *Breakers*. Após preencher todas essas pastas da janela *AC Data*, a janela *AC Data* pode ser fechada e esses dados de entrada devem ser salvos em um arquivo com uma destas extensões *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*, clicando em *File/Save....*

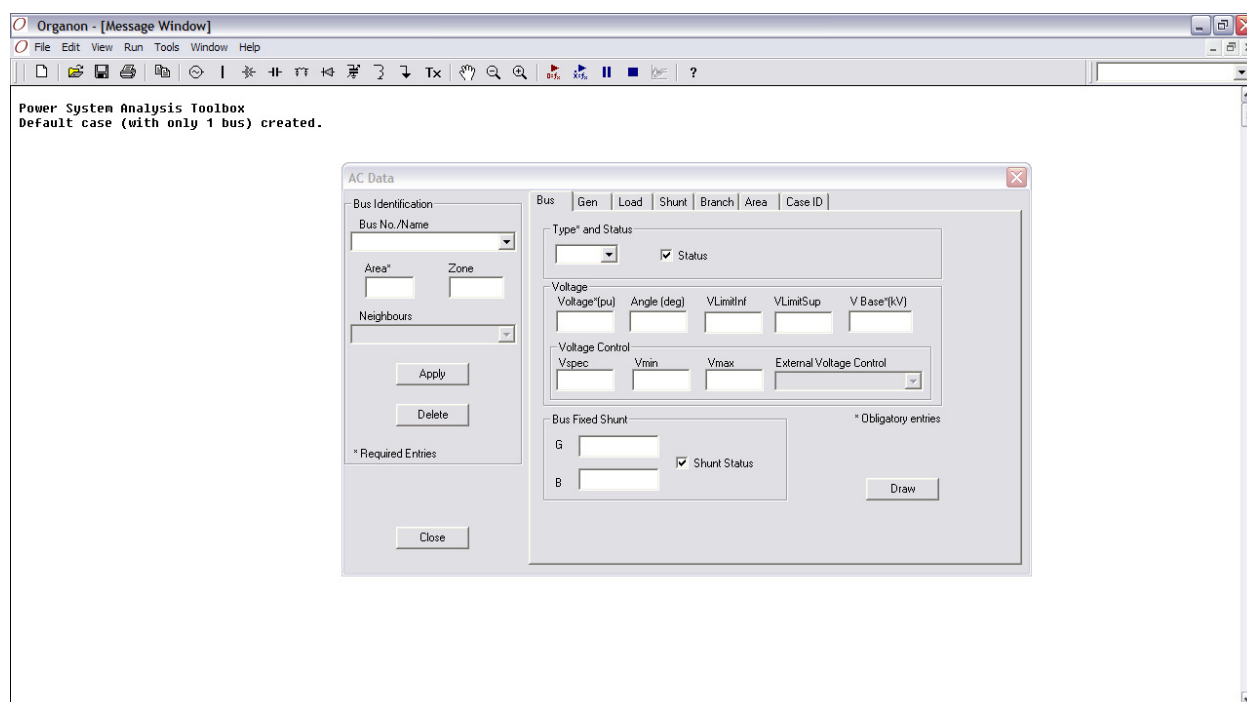


Figura B-1: Janela para Inserção dos Dados do Sistema Elétrico

B.1.1. Como Desenhar um Diagrama Unifilar

Para desenhar um diagrama unifilar de um sistema elétrico como o da Figura B-2 primeiro é necessário que o programa ORGANON possua os dados de entrada do sistema, que pode ser obtido abrindo-se um arquivo com uma destas extensões *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*.

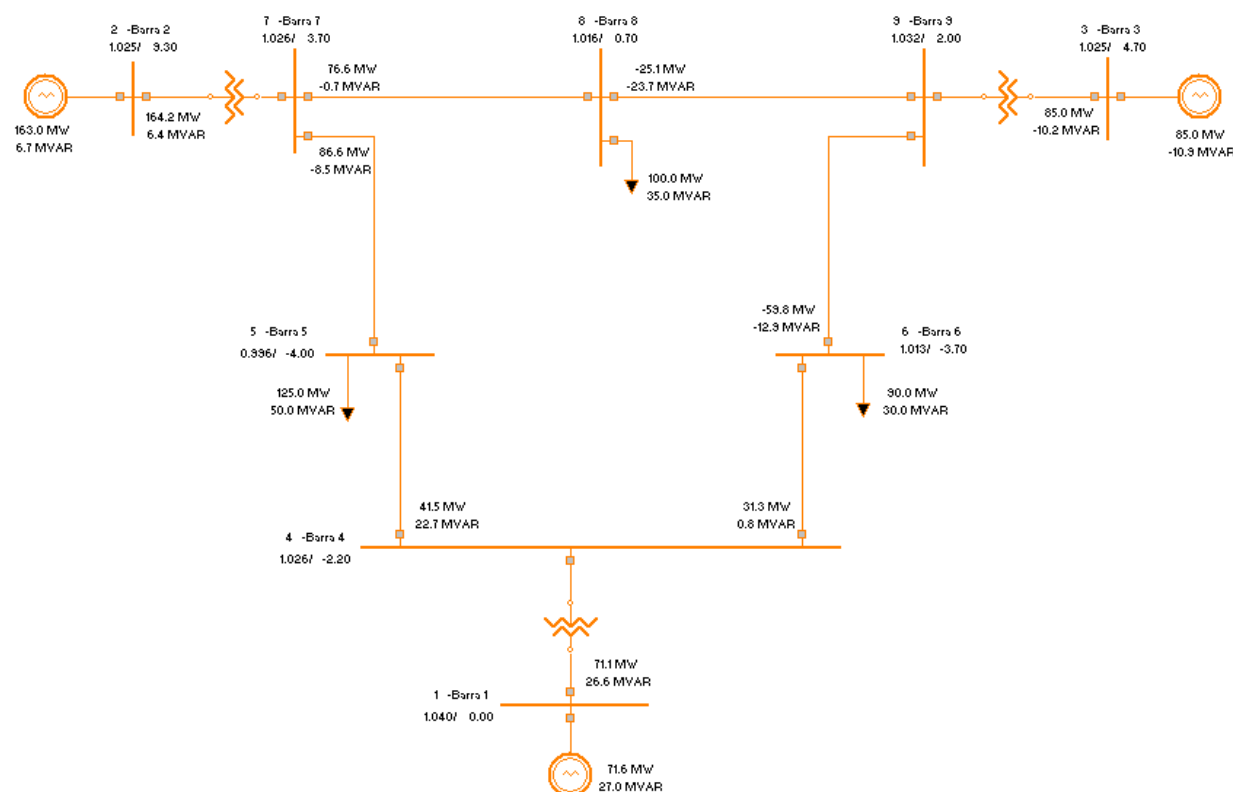


Figura B-2: Sistema-teste – 9 Barras [4]

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON já é possível começar a desenhar o diagrama unifilar do sistema. Para abrir a janela de desenho de diagrama unifilar clicar em *View/Drawing Editor*, uma janela em branco igual a da Figura B-3 se abrirá, selecione o ícone de inserir barra e desenhe a barra na janela em branco, a janela *AC Data* se abrirá, selecione o número da barra e clique em *Apply*, após desenhar todas as barras selecione o ícone de inserir gerador para desenhar o gerador, dê um duplo clique na barra onde se deseja desenhar o gerador, uma janela *AC Data* se abrirá, clique no botão *Draw* e o gerador será desenhado na barra clicada, para desenhar a carga o procedimento é o mesmo do gerador.

Para desenhar as linhas de transmissão clique no ícone de inserir linha de transmissão e clique nas duas barras que são interligadas por essa linha, uma janela *AC Data* se abrirá, selecione o circuito e clique no botão *Draw*, para desenhar um transformador clique no ícone de

inserir transformador e clique nas duas barras que são interligadas por esse transformador, uma janela *AC Data* se abrirá, selecione o circuito e clique no botão *Draw*.

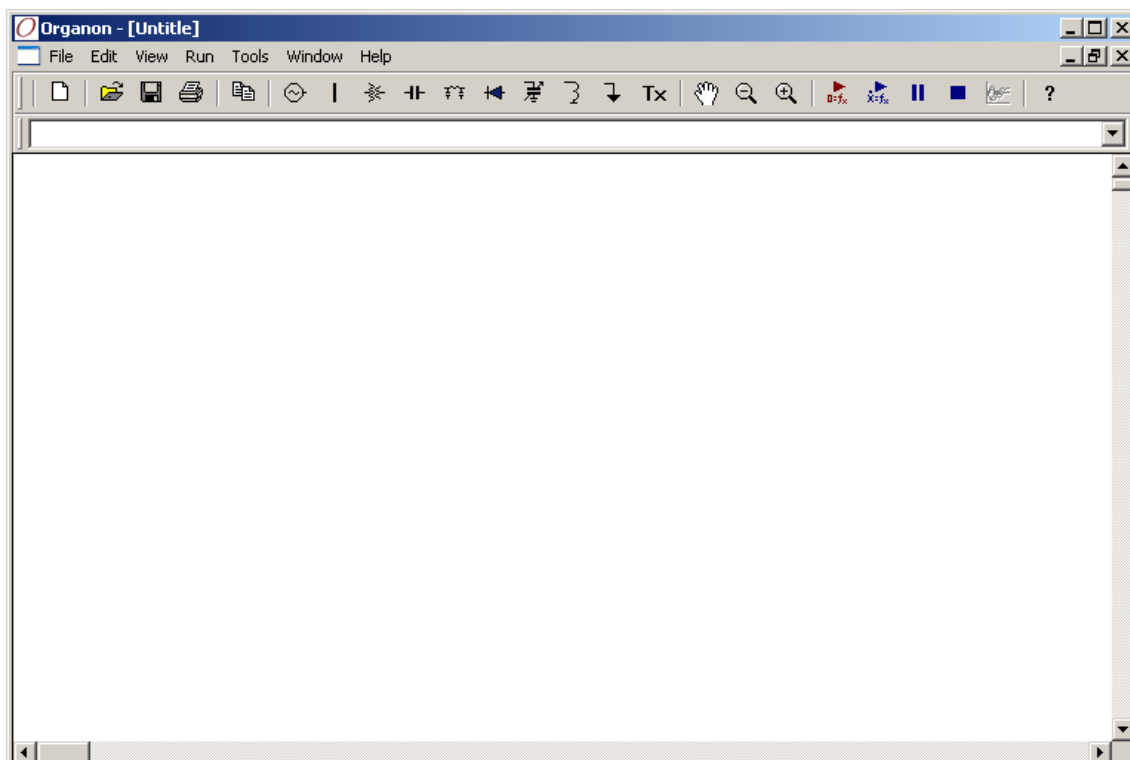


Figura B-3: Janela para Desenhar o Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico

Quando o diagrama unifilar estiver pronto salve-o em *File/Save...* com a extensão *.drw*.

B.2. Validando o Fluxo de Potência via Método de Newton-Raphson

A comparação entre os resultados de fluxo de potência, obtidos com o programa ORGANON com os resultados obtidos com o programa ANAREDE, é feita da seguinte forma:

1. No programa ORGANON, clicar em *File/Open...* para abrir o arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico (arquivo com extensão *.pwf* ou *.ntw*), clicar em *Run/Steady State/Newton Power Flow...* para abrir a janela apresentada na Figura B-4 para processar o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson, clicar em *Run* para processar o fluxo de potência;

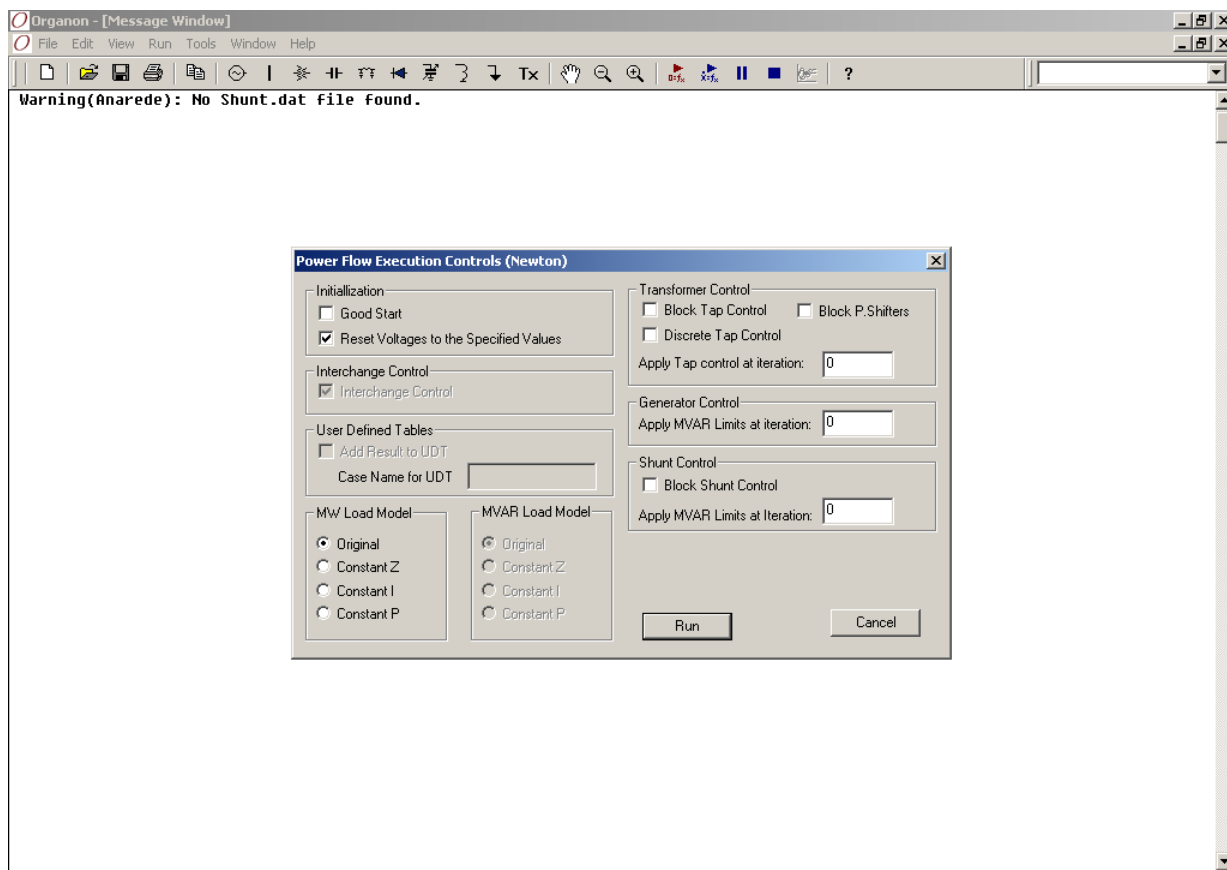


Figura B-4: Janela para processar o Fluxo de Potência Através do Método de Newton-Raphson

2. No programa ORGANON, clicar em *Tools/Compare Cases...* para abrir a janela apresentada na Figura B-5 onde devem ser digitadas as tolerâncias de módulo e ângulo das tensões das barras e de potências ativa e reativa, após inserir as tolerâncias clicar no botão *OK* e uma janela de *Open File* aparece para que o usuário abra o arquivo com o resultado do fluxo de potência convergido por outro programa de fluxo de potência. No nosso caso o programa utilizado foi o ANAREDE e o arquivo com o resultado do fluxo de potência convergido possui a extensão *.pwf*;
3. Uma janela igual a apresentada na Figura B-6 com os relatórios de comparação dos resultados de fluxo de potência dos programas ORGANON e ANAREDE se abre automaticamente.

Caso o usuário deseje utilizar os resultados de comparação do fluxo de potência na elaboração de relatórios e apresentações esses resultados podem ser facilmente exportados, clicando com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvando como *Report* ou com a extensão *.CSV* como é apresentado na Figura B-7.

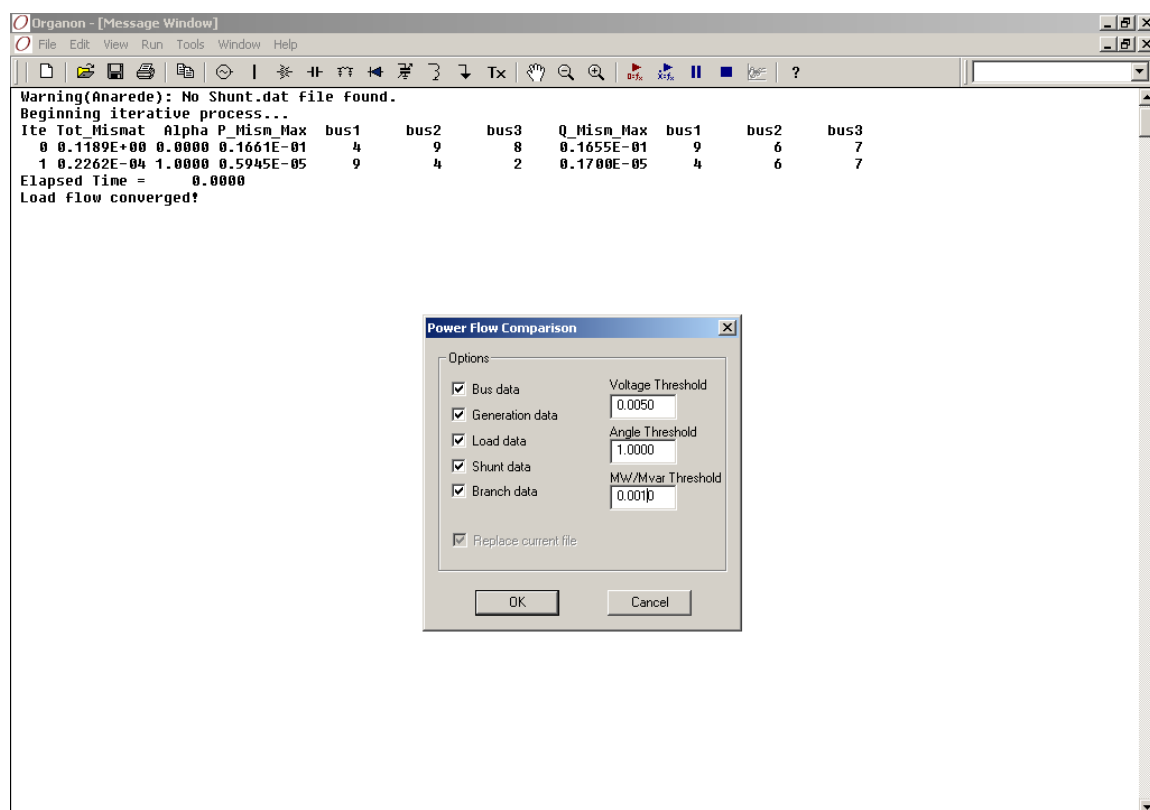


Figura B-5: Janela com os Valores das Tolerâncias para Comparação entre Resultados de 2 Fluxos de Potência

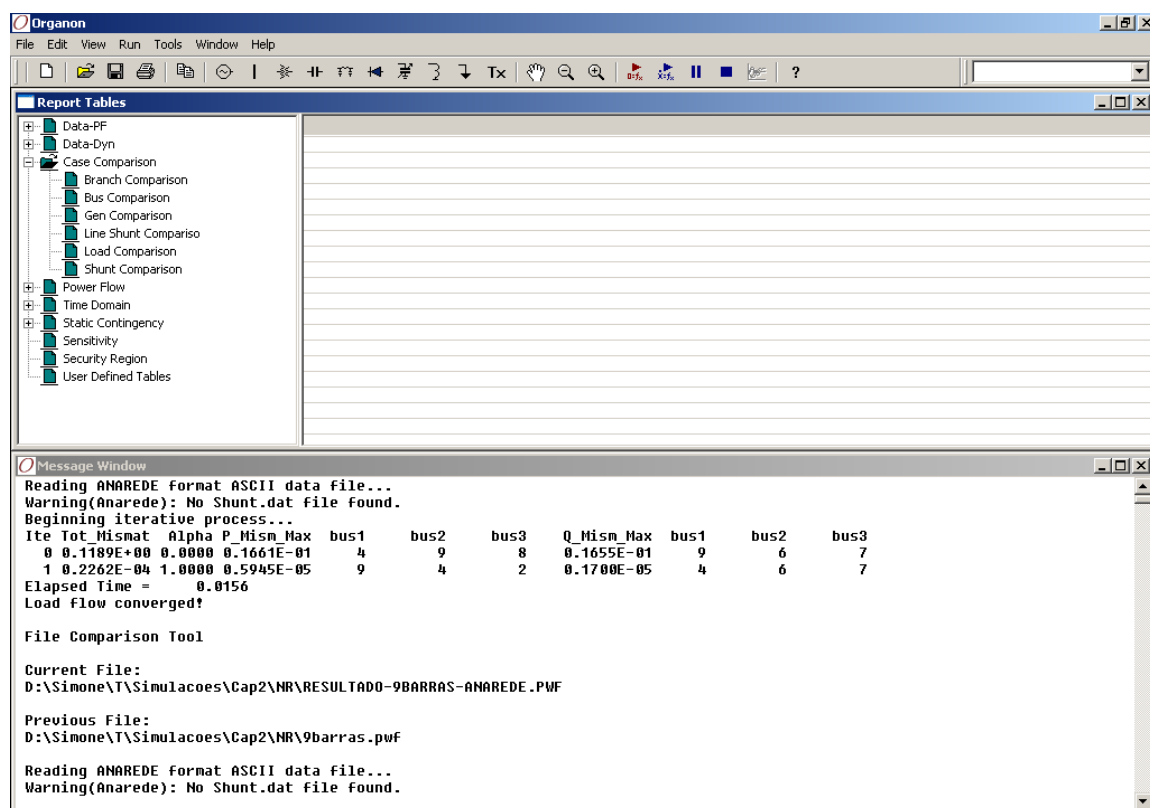


Figura B-6: Janela com os Relatórios de Comparação entre os Resultados de 2 Fluxos de Potência

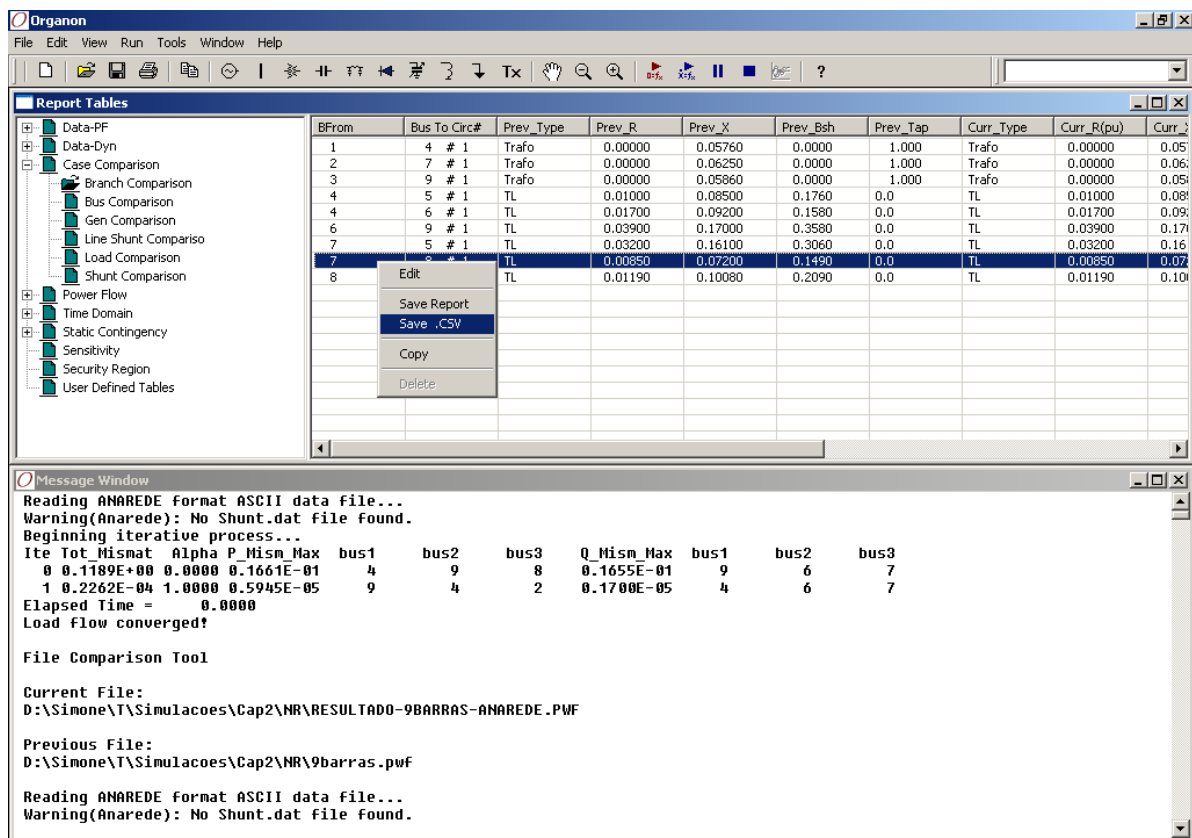


Figura B-7: Exportação dos Relatórios de Comparação entre os Resultados de 2 Fluxos de Potência

B.3. Obtendo os Relatórios dos Dados do Fluxo de Potência

O programa ORGANON permite ao usuário visualizar os dados de configuração do sistema elétrico através de uma interface gráfica e exportá-los para serem utilizados na elaboração de relatórios e apresentações, não sendo necessário ao usuário abrir o arquivo de entrada de dados com um editor de texto para consultar a configuração do sistema.

No programa ORGANON, o usuário deve clicar em *File/Open...* para abrir o arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico (arquivo com extensão *.pwf* ou *.ntw*).

Clicar em *View/Report Tables.../Data-PF* para visualizar todos os relatórios dos dados do fluxo de potência do sistema elétrico. Para exportar os relatórios dos dados de configuração do sistema elétrico é só clicar com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvá-lo como *Report* ou com a extensão *.CSV* como é apresentado na Figura B-8.

O arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico de nove barras utilizado no item II.2.1 foi o de extensão *.ntw*, pois esse arquivo possui todas as informações que o arquivo com a extensão *.pwf* e mais algumas informações adicionais sobre o sistema elétrico.

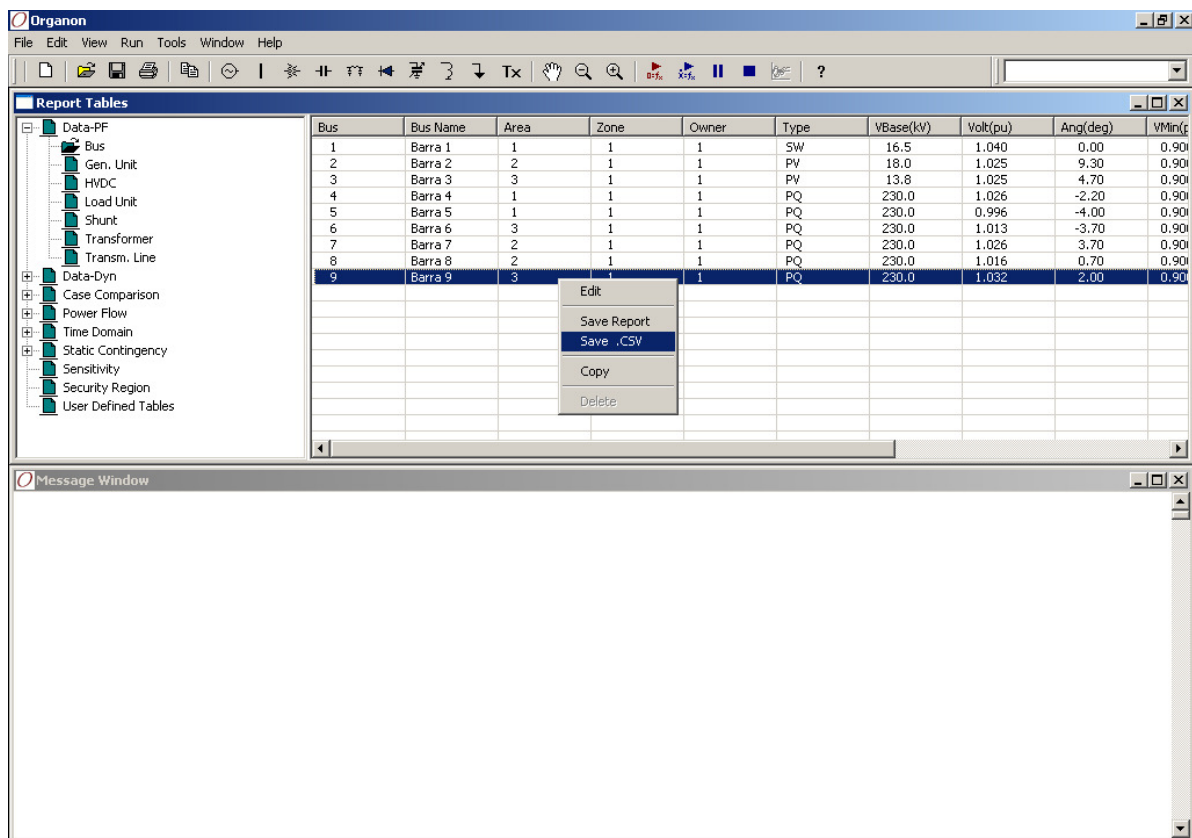


Figura B-8: Exportação dos Relatórios dos Dados do Fluxo de Potência do Sistema Elétrico

B.4. Processando o Fluxo de Potência Através do Método de Newton-Raphson

Os resultados obtidos pelo fluxo de potência no programa ORGANON podem ser visualizados pelo usuário através de uma interface gráfica e facilmente exportados para elaboração de relatórios e apresentações.

No programa ORGANON, o usuário deve clicar em *File/Open...* para abrir o arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico (arquivo com extensão *.pwf* ou *.ntw*).

Clicar em *Run/Steady State/Newton Power Flow...* para abrir a janela apresentada na Figura B-9 para processar o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson.

Para visualizar todos os relatórios de saída do fluxo de potência o usuário deve clicar em *View/Report Tables.../Power Flow*, e caso se deseje exportar esses relatórios é só clicar com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvá-lo como *Report* ou com a extensão *.CSV* como é apresentado na Figura B-10.

O arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico de nove barras utilizado no item II.2.2 foi o de extensão *.ntw*, pois esse arquivo possui todas as informações que o arquivo com a extensão *.pwf* e mais algumas informações adicionais sobre o sistema elétrico.

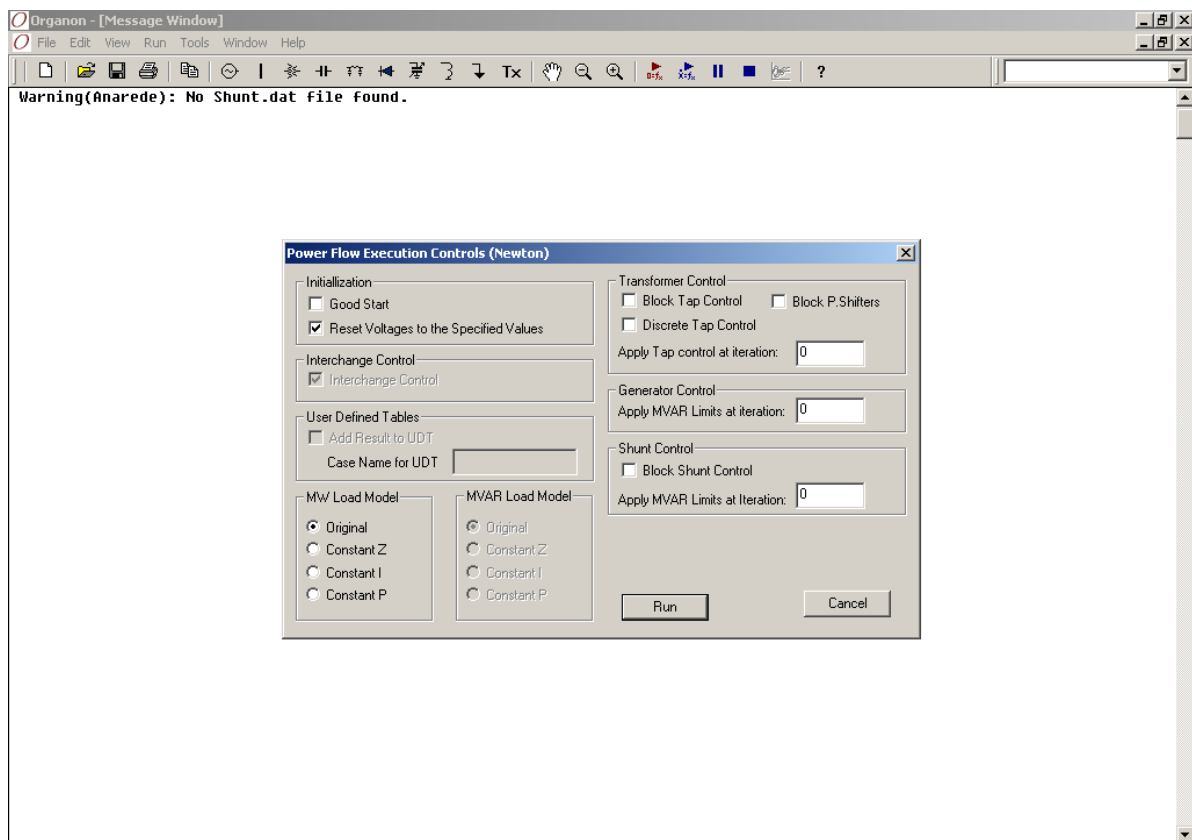


Figura B-9: Janela para processar o Fluxo de Potência Através do Método de Newton-Raphson

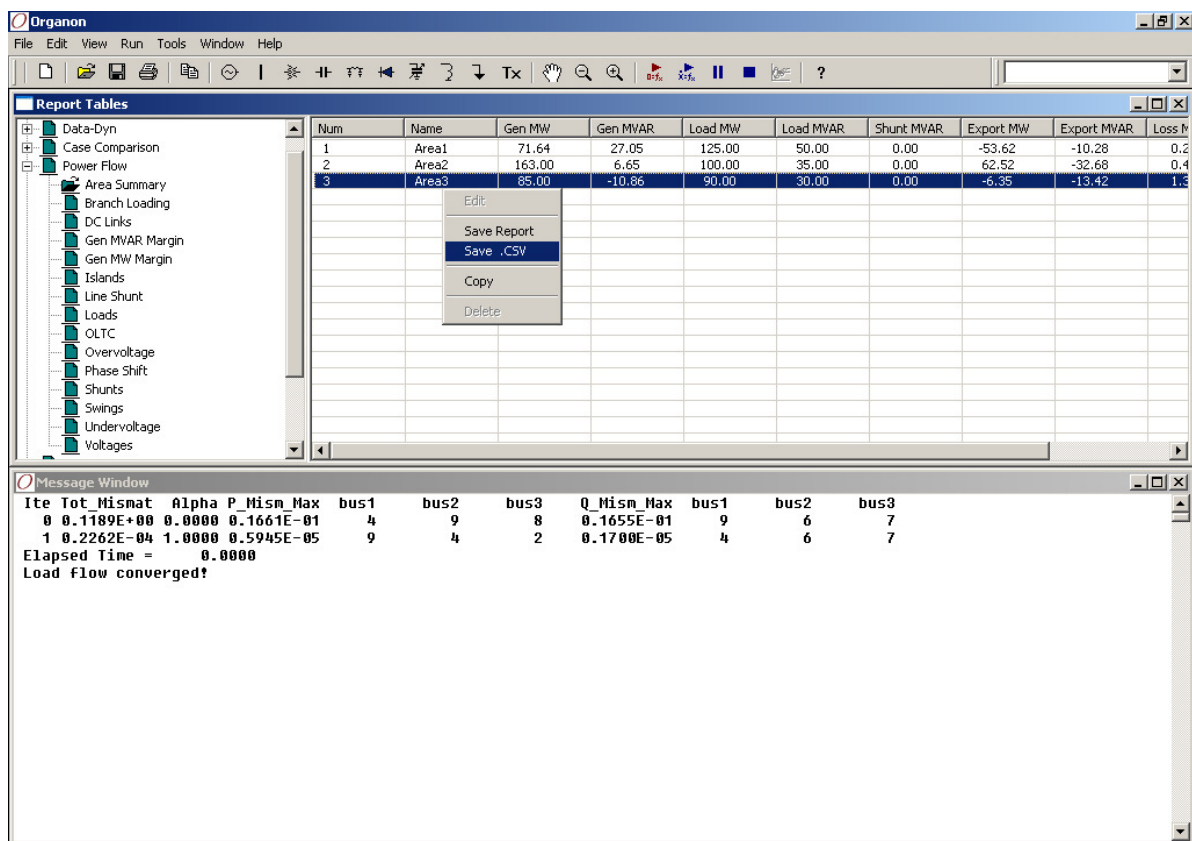


Figura B-10: Exportação dos Relatórios de Saída do Fluxo de Potência do Sistema Elétrico

B.5. Processando as Análises de Sensibilidade

Primeiro é necessário que o programa ORGANON possua os dados de entrada do sistema, que pode ser obtido abrindo-se um arquivo com uma destas extensões *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*. O arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico de nove barras utilizado no item II.2.4 foi o de extensão *.ntw*, pois esse arquivo possui todas as informações que o arquivo com a extensão *.pwf* e mais algumas informações adicionais sobre o sistema elétrico.

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON processa-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson. Esse resultado do fluxo de potência é o ponto de operação inicial para as análises de sensibilidade.

Para realizar uma análise de sensibilidade no ORGANON o usuário deve clicar em *Edit/Steady State Data/Sensitivity...* para abrir a janela *Sensitivity Analysis Data* que é apresentada na Figura B-11. Nessa janela o usuário selecionará o tipo de análise de sensibilidade que deseja realizar, a variável controlada, o valor de delta aplicado à variável de controle e as variáveis dependentes. Após preencher todas as informações da janela *Sensitivity Analysis Data* clica-se no botão *Save As* para salvar essas informações da análise de sensibilidade (arquivo com extensão *.sen*) e clica-se no botão *Close* para fechar a janela *Sensitivity Analysis Data*.

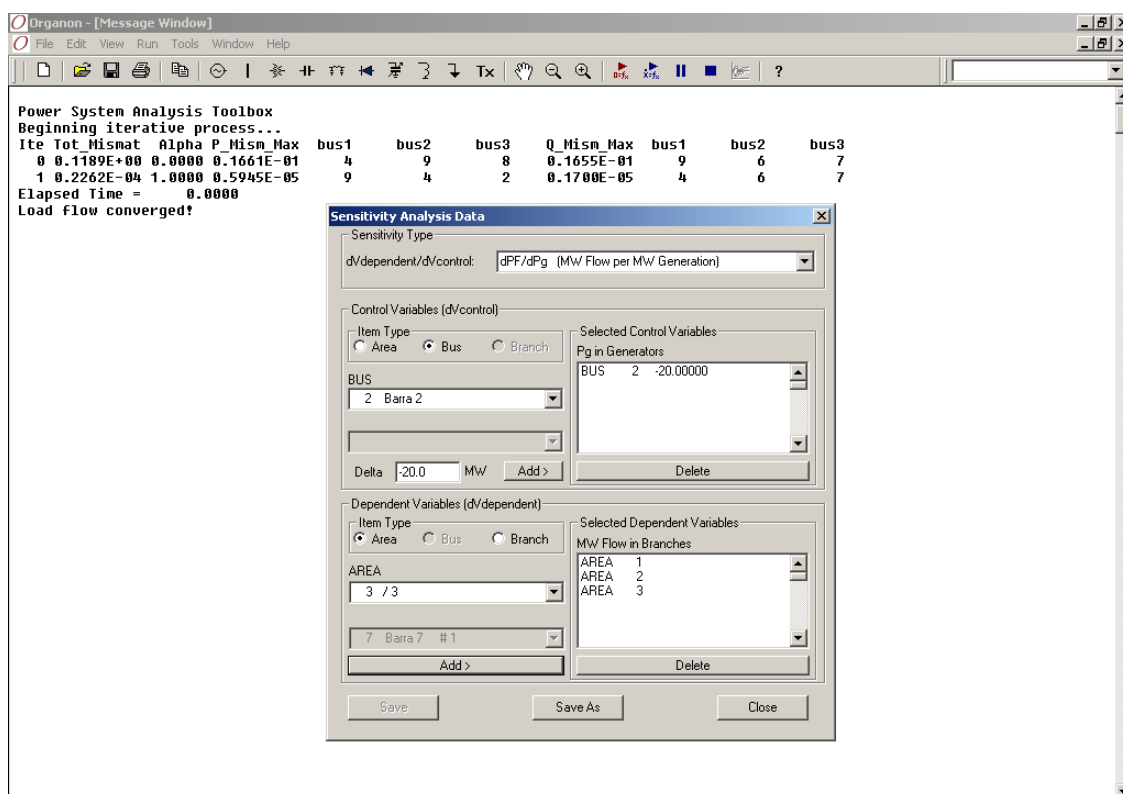


Figura B-11: Janela para Inserção dos Dados da Análise de Sensibilidade do Sistema Elétrico

Para processar a análise de sensibilidade no ORGANON o usuário deve clicar em *Run/Steady State/ Sensitivity Analysis...* para abrir a janela apresentada na Figura B-12. Nessa janela o usuário selecionará como serão apresentadas as variáveis de controle e dependentes e qual o tipo de relatório (índices de sensibilidade ou valores estimados) para a análise de sensibilidade. Após selecionar as opções desejadas da janela *Sensitivity Analysis Execution Options* clica-se no botão *Run* para processar a análise de sensibilidade.

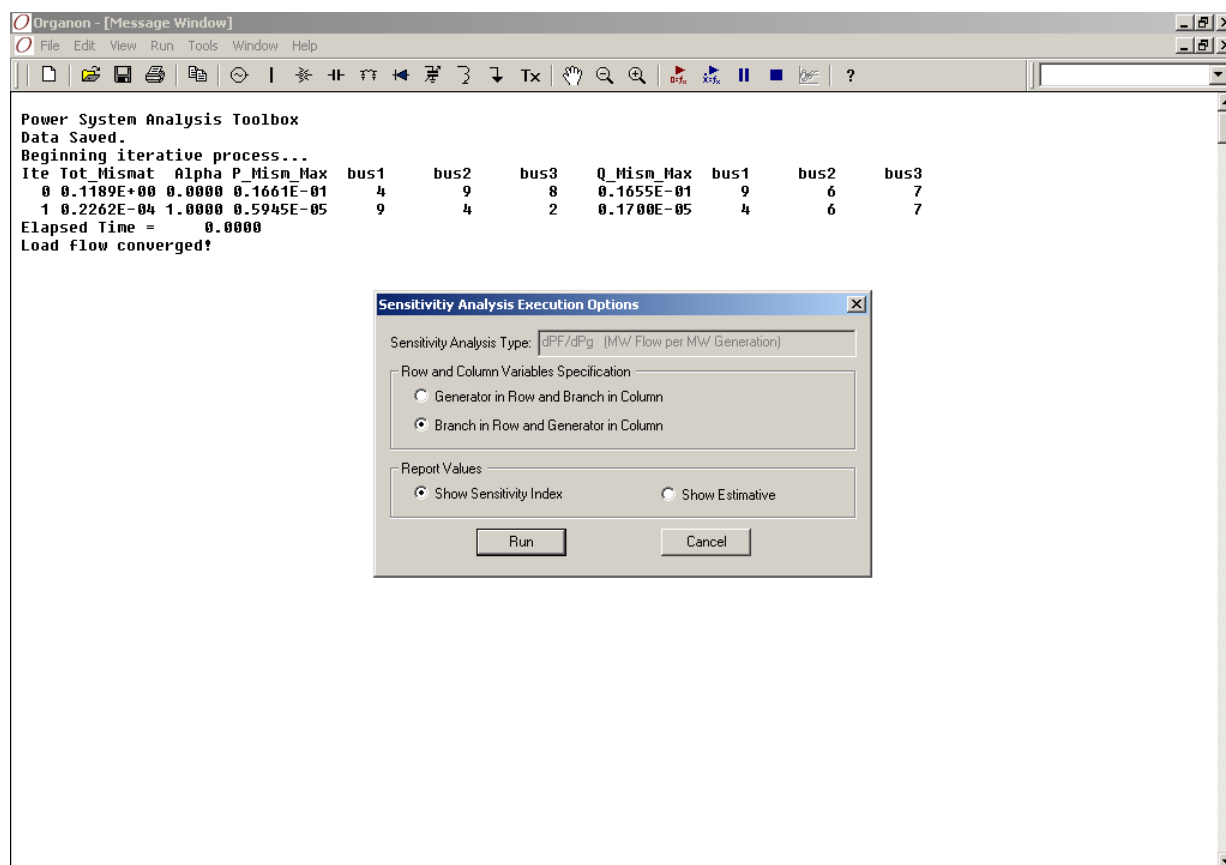


Figura B-12: Janela para processar a Análise de Sensibilidade

Uma janela igual a apresentada na Figura B-13 com os valores de índices de sensibilidade se abre automaticamente. Caso o usuário deseje utilizar os resultados de análise de sensibilidade na elaboração de relatórios e apresentações esses resultados podem ser facilmente exportados, clicando com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvando como *Report* ou com a extensão *.CSV* como é apresentado na Figura B-13.

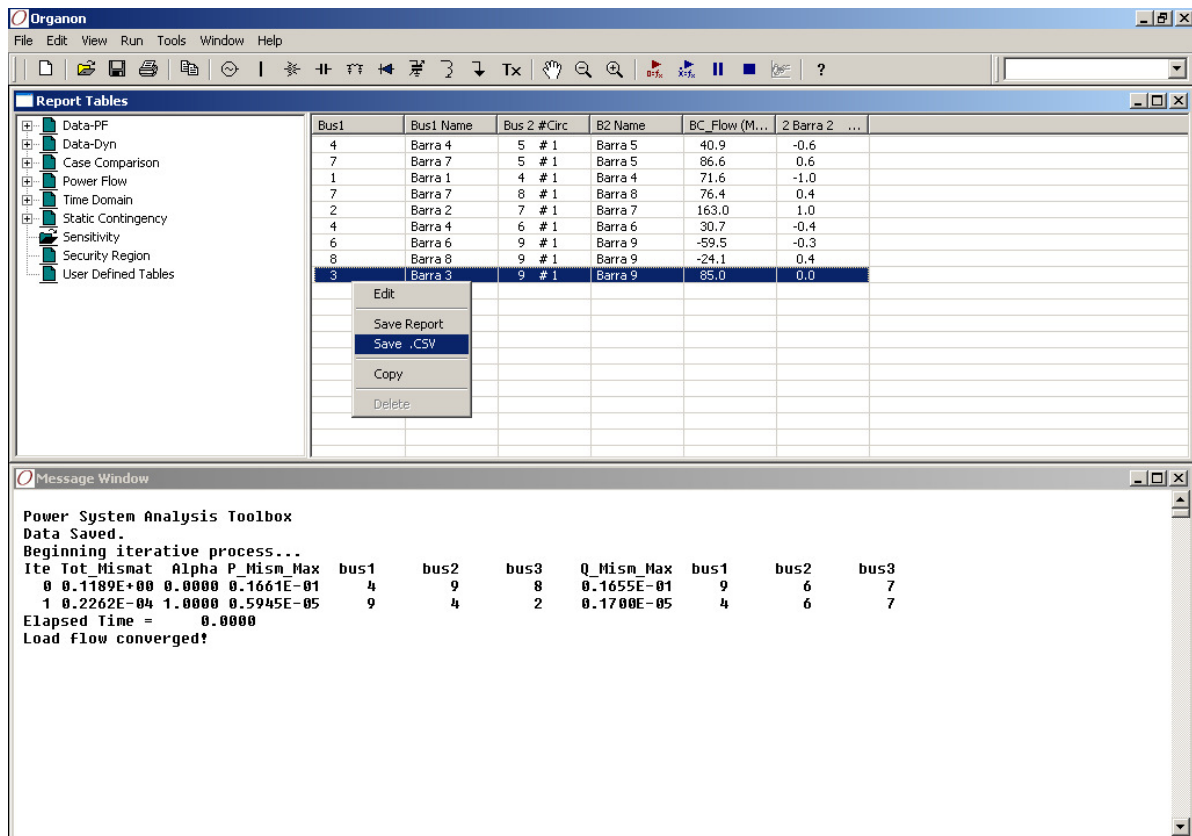


Figura B-13: Exportação dos Relatórios de Saída da Análise de Sensibilidade do Sistema Elétrico

B.6. Processando as Análises de Contingência

Primeiro é necessário que o programa ORGANON possua os dados de entrada do sistema, que pode ser obtido abrindo-se um arquivo com uma destas extensões *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*. O arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico de nove barras utilizado no item II.2.5 foi o de extensão *.ntw*, pois esse arquivo possui todas as informações que o arquivo com a extensão *.pwf* e mais algumas informações adicionais sobre o sistema elétrico.

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON processa-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson. Esse resultado do fluxo de potência é o ponto de operação inicial para as análises de contingência.

Para realizar uma análise de contingência no ORGANON o usuário deve clicar em *Edit/Steady State Data/Contingency...* para abrir a janela *Static Contingency Analysis Data* que é apresentada na Figura B-14. Nessa janela o usuário deve preencher o campo *Contingency List* com o nome da contingência, clicar no botão *Add Contingency*, na área *Elements Specification* o usuário deve selecionar o tipo de análise de contingência que deseja realizar e fornecer as

informações necessárias para a análise dessa contingência, clicar no botão *Add Element To List*. Após preencher todas as informações da janela *Static Contingency Analysis Data* clica-se no botão *Save As* para salvar essas informações da análise de contingência (arquivo com extensão *.ctg*) e clica-se no botão *Close* para fechar a janela *Static Contingency Analysis Data*.

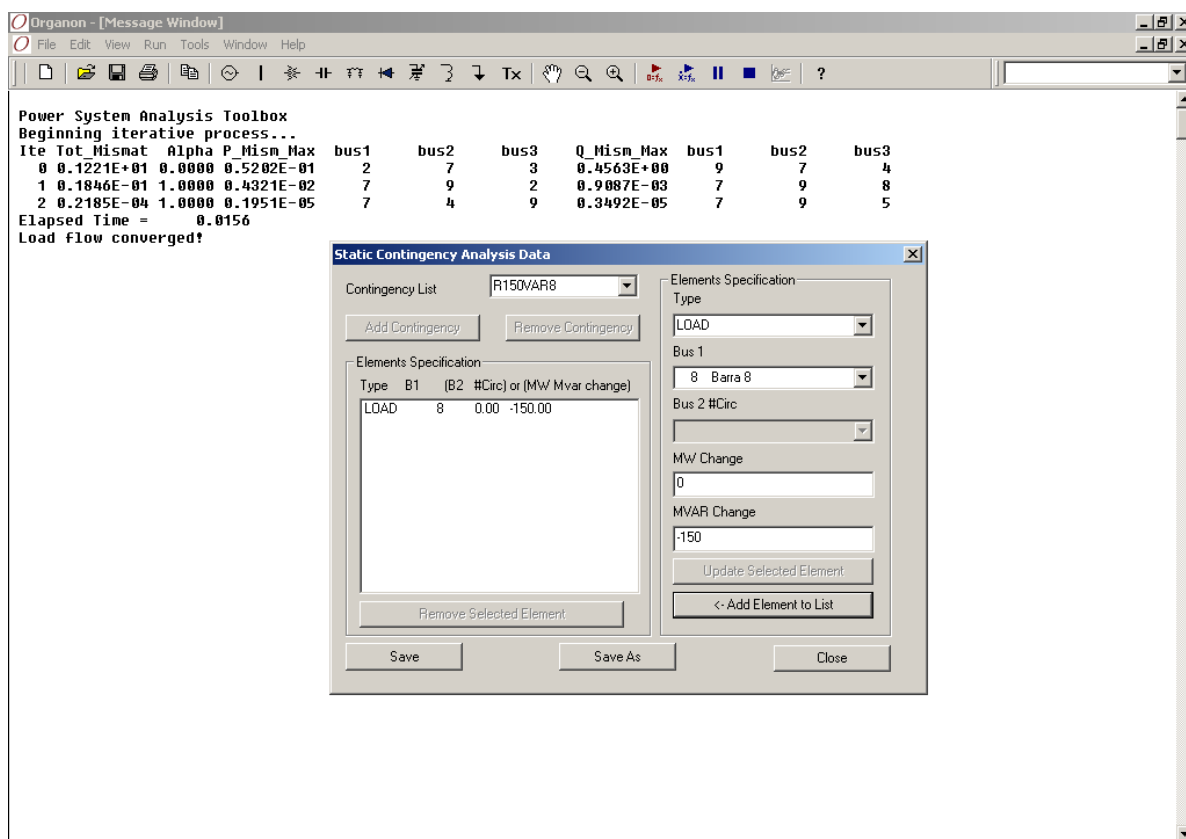


Figura B-14: Janela para Inserção dos Dados da Análise de Contingência do Sistema Elétrico

Para processar a análise de contingência no ORGANON o usuário deve clicar em *Run/Steady State/ Contingency Analysis...* para abrir a janela apresentada na Figura B-15. Nessa janela, na área *Contingency Selection*, o usuário clicará em cima de quais contingências da lista de contingências devem ser processadas. Após selecionar as contingências e habilitar as opções de controle desejadas da janela *Static Contingency Analysis Execution Controls* clica-se no botão *Run* para processar a análise das contingências selecionadas.

Para visualizar todos os relatórios com os resultados da análise de contingências o usuário deve clicar em *View/Report Tables.../ Static Contingency*, e caso se deseje exportar esses relatórios é só clicar com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvá-lo como *Report* ou com a extensão *.CSV* como é apresentado na Figura B-16.

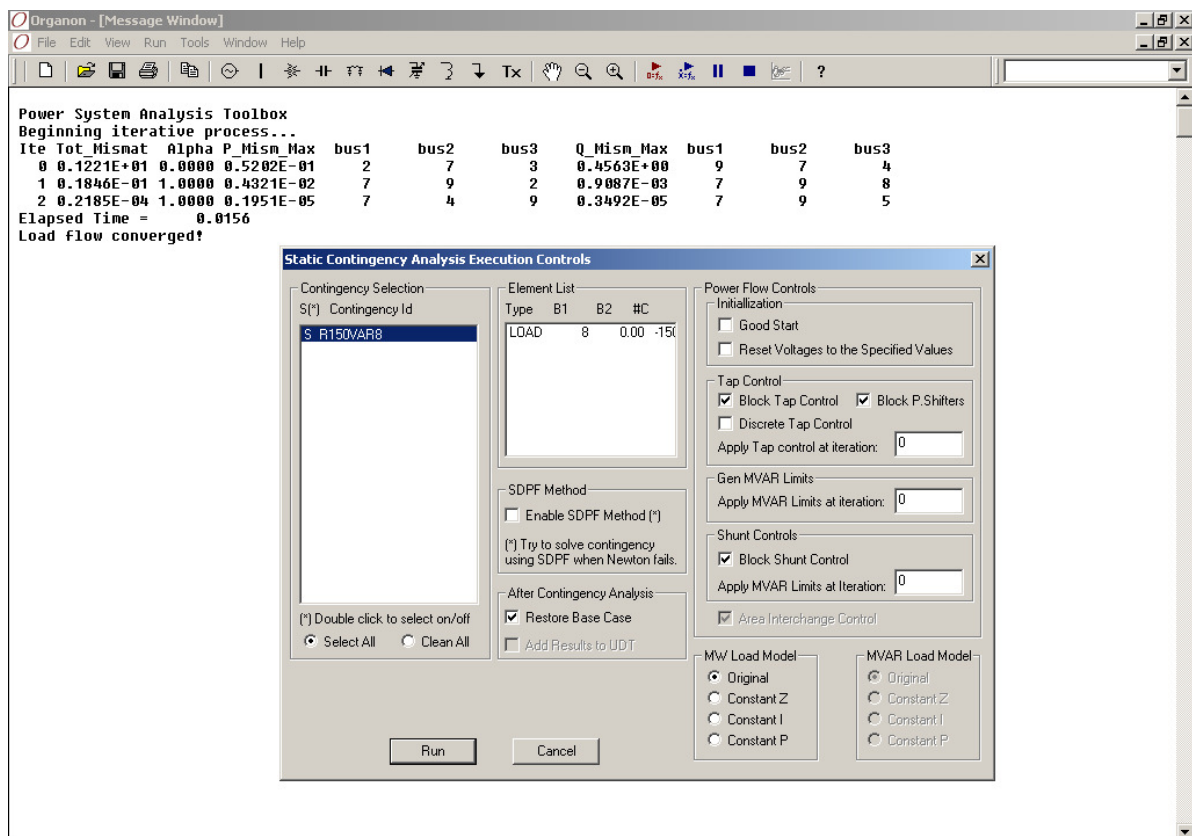


Figura B-15: Janela para processar a Análise de Contingência

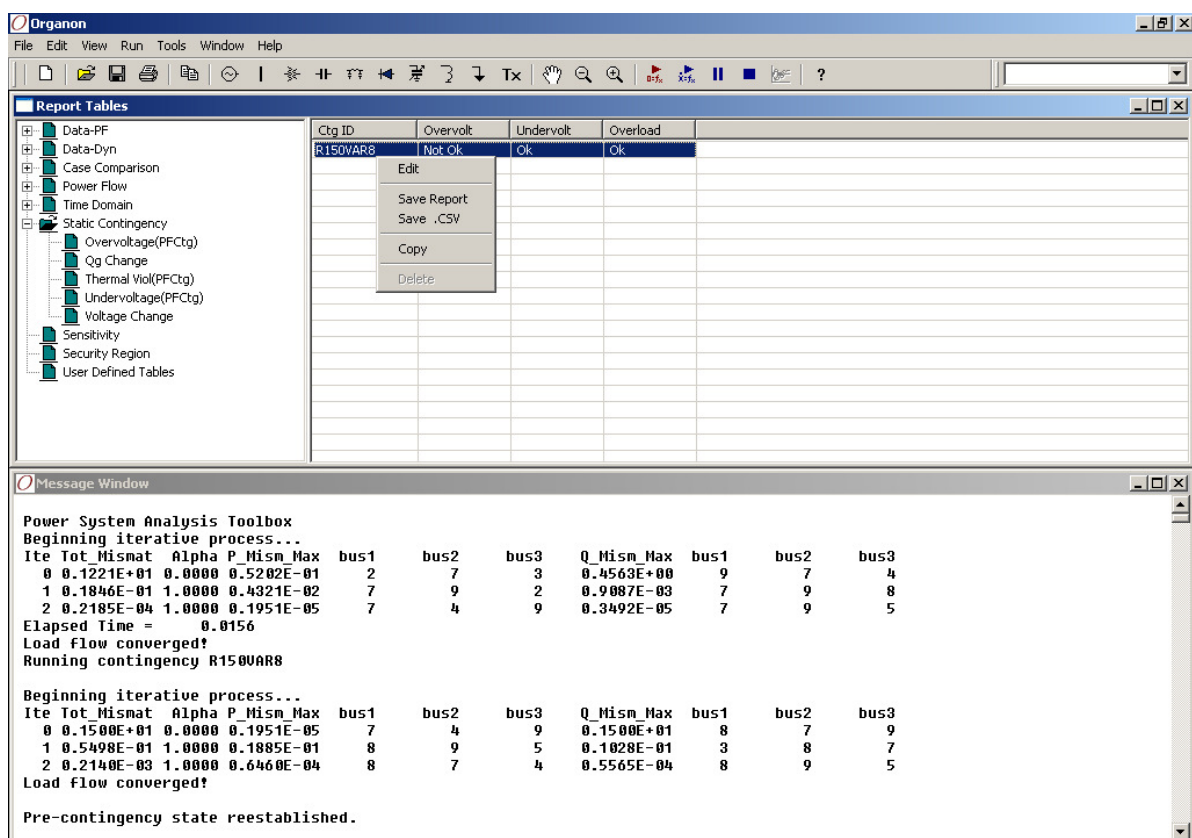


Figura B-16: Exportação dos Relatórios de Saída da Análise de Contingência do Sistema Elétrico

B.7. Processando o Fluxo de Potência Continuado

Primeiro é necessário que o programa ORGANON possua os dados de entrada do sistema, que pode ser obtido abrindo-se um arquivo com uma destas extensões *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*. O arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico de nove barras utilizado no item II.3.1 foi o de extensão *.ntw*.

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON processa-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson. Esse resultado do fluxo de potência é o ponto de operação inicial para processar o fluxo de potência continuado.

Para realizar uma análise com o fluxo de potência continuado no ORGANON o usuário deve clicar em *Edit/Steady State Data/Continuation Power Flow...* para abrir a janela *Continuation Power Flow Data* que é apresentada na Figura B-17. Nessa janela o usuário deve escolher em qual parte do sistema será processado o fluxo de potência continuado, as opções são *system*, *area*, *zone* e *bus*, digitar os fatores de multiplicação, para processar um fluxo de potência continuado é necessário que o usuário digite um valor no campo P Gen (%), por exemplo 1. Depois de fornecer essas informações o usuário deve clicar no botão *Add To Selected Controls List*. Após preencher todas as informações da janela *Continuation Power Flow Data* clica-se nos botões *Apply* e *Save As* para salvar essas informações do fluxo de potência continuado (arquivo com extensão *.cpf*) e clica-se no botão *Close* para fechar a janela *Continuation Power Flow Data*.

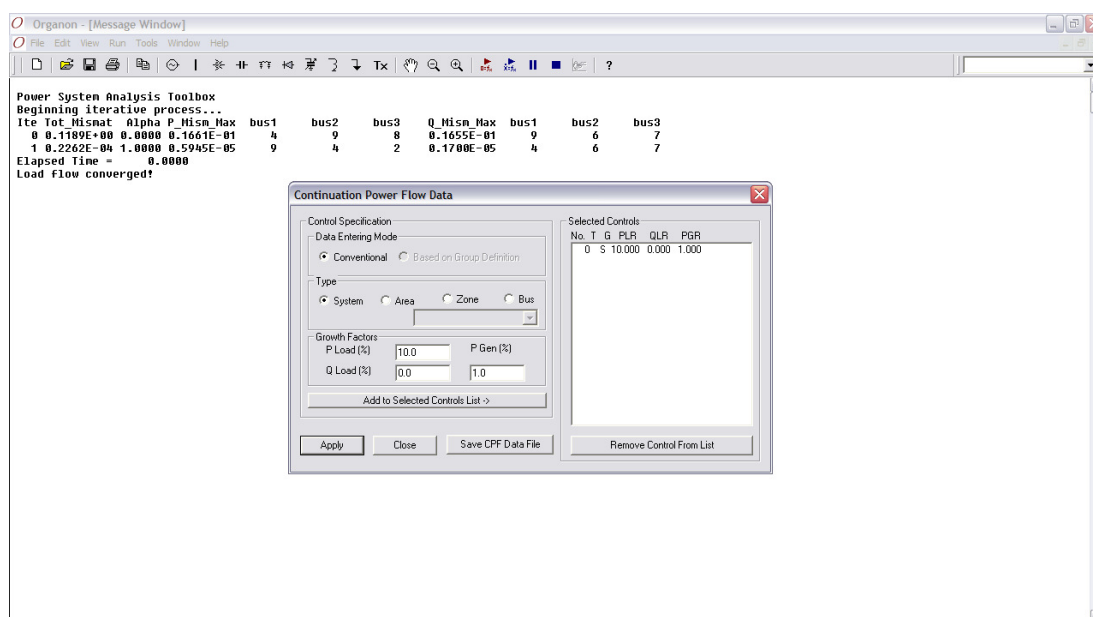


Figura B-17: Janela para Inserção dos Dados do Fluxo de Potência Continuado do Sistema Elétrico

Para processar o fluxo de potência continuado no ORGANON o usuário deve clicar em *Run/Steady State/ Continuation Power Flow...* para abrir a janela apresentada na Figura B-18. Nessa janela, na área *Execution Mode*, o usuário selecionará o tipo de análise do fluxo de potência continuado que deve ser processado. Na área *Voltages to Plot* o usuário deve selecionar as barras que terão as curvas de tensão em função do carregamento criadas para o tipo de análise do fluxo de potência continuado selecionado. O usuário deve habilitar as opções de controle desejadas da janela *Continuation Power Flow Execution Controls* e clicar no botão *Run* para processar o tipo de análise do fluxo de potência continuado selecionado.

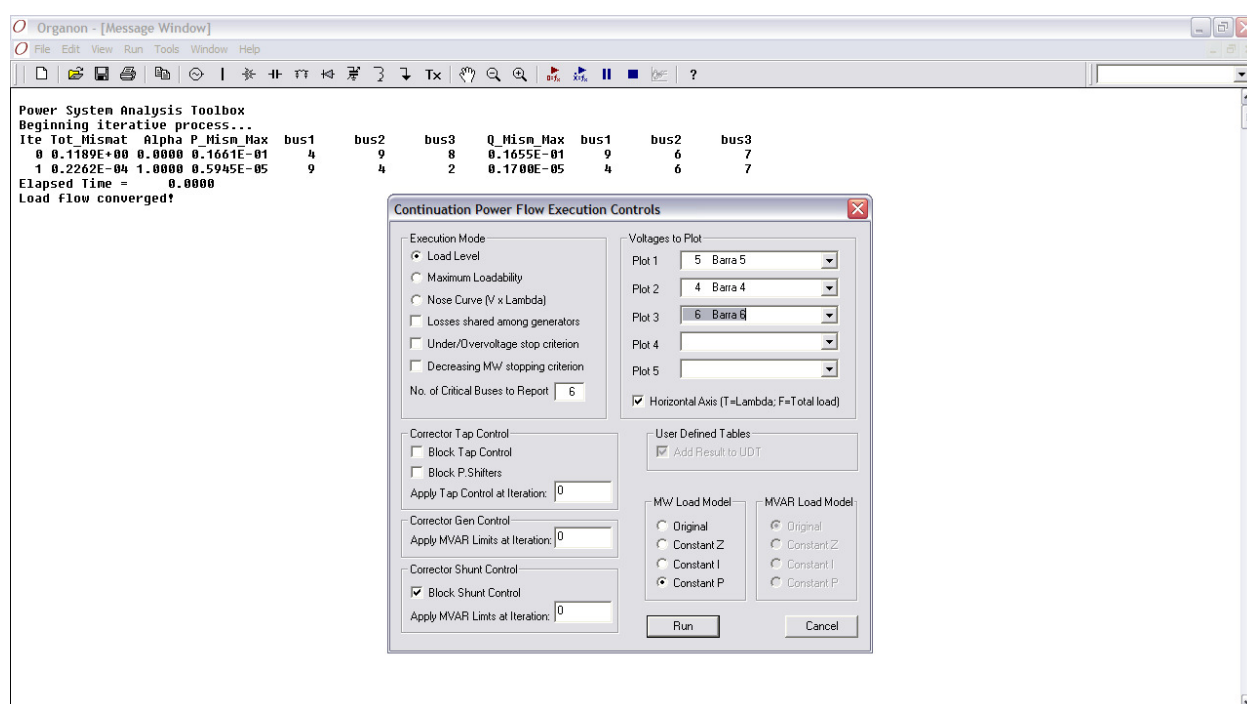


Figura B-18: Janela para processar o Fluxo de Potência Continuado

Os resultados da análise de fluxo de potência continuado são apresentados na janela *Message Window*. Na Figura B-19, são apresentados os resultados da análise de fluxo de potência continuado e o gráfico com as curvas de tensão em função do carregamento criadas para as barras selecionadas pelo usuário.



Figura B-19: Resultados da Análise de Fluxo de Potência Continuado

B.8. Processando o Fluxo de Potência por Dinâmica Sintética

Os resultados obtidos pelo fluxo de potência por dinâmica sintética do programa ORGANON podem ser visualizados pelo usuário através de uma interface gráfica e facilmente exportados para elaboração de relatórios e apresentações.

No programa ORGANON o usuário deve clicar em *File/Open...* para abrir o arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico (arquivo com extensão *.pwf* ou *.ntw*).

Clicar em *Run/Steady State/Synthetic Dynamic Power Flow...* para abrir a janela apresentada na Figura B-20 para processar o fluxo de potência por dinâmica sintética.

Para visualizar todos os relatórios de saída do fluxo de potência o usuário deve clicar em *View/Report Tables.../Power Flow*, e caso se deseje exportar esses relatórios é só clicar com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvá-lo como *Report* ou com a extensão *.CSV* como é apresentado na Figura B-21.

Os arquivos com os dados de configuração do sistema elétrico de nove barras utilizados no item II.4.7 foram os de extensão *.pwf*.

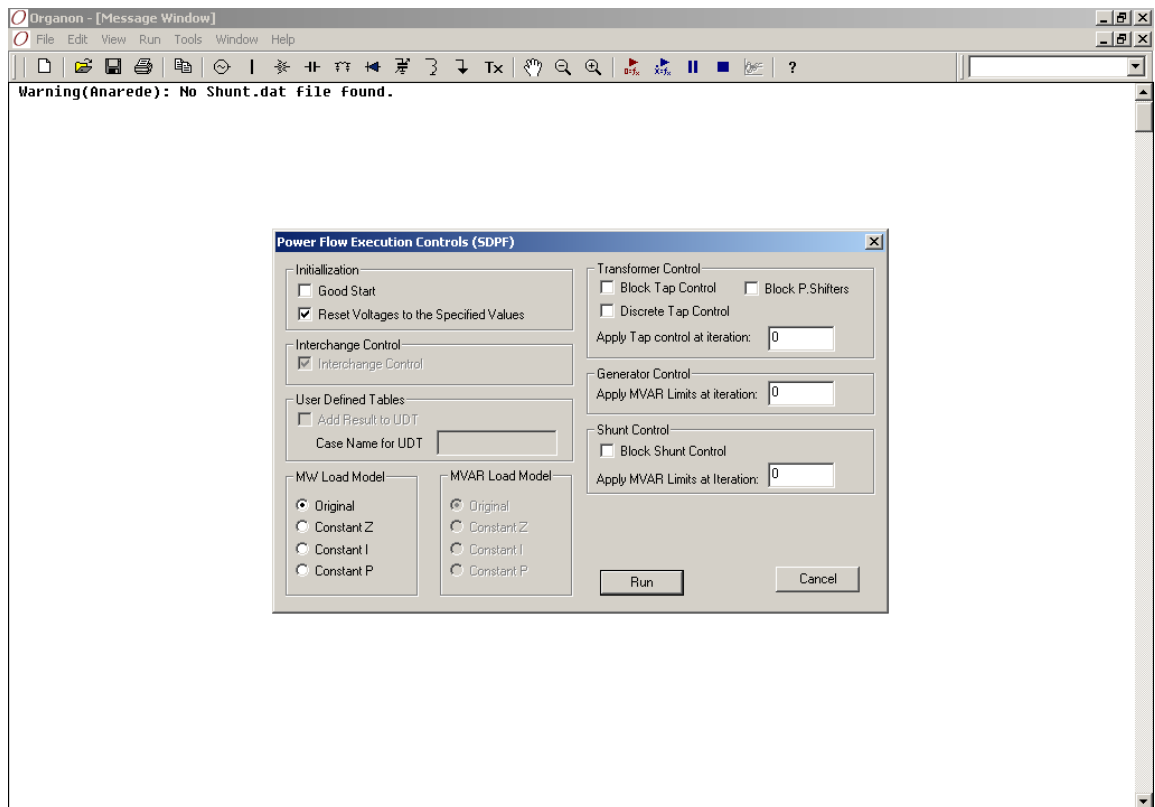


Figura B-20: Janela para processar o Fluxo de Potência por Dinâmica Sintética

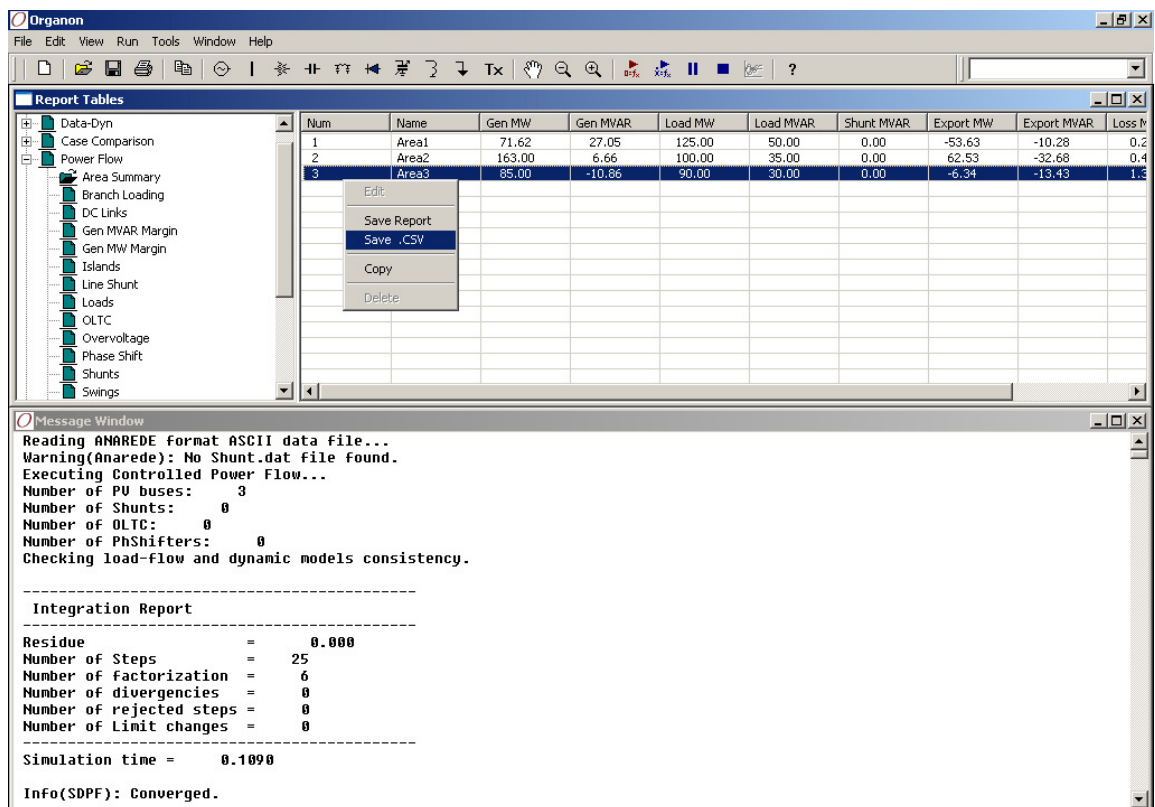


Figura B-21: Exportação dos Relatórios de Saída do Fluxo de Potência do Sistema Elétrico

B.9. Dados Dinâmicos do Sistema

Primeiro é necessário que o programa ORGANON possua os dados de entrada do sistema, que pode ser obtido abrindo-se um arquivo com uma destas extensões *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*. O arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico de nove barras utilizado no item III.5.1 foi o de extensão *.ntw*.

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON é necessário carregar os dados dos modelos dinâmicos do sistema. Esses dados dinâmicos são obtidos abrindo-se o arquivo com a extensão *.dyn*.

Para visualizar o relatório dos dados dinâmicos do sistema o usuário deve clicar em *View/Report Tables.../Data-Dyn* e caso deseje exportar esse relatório é só clicar com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvá-lo como *Report* ou com a extensão *.CSV* como é apresentado na Figura B-22.

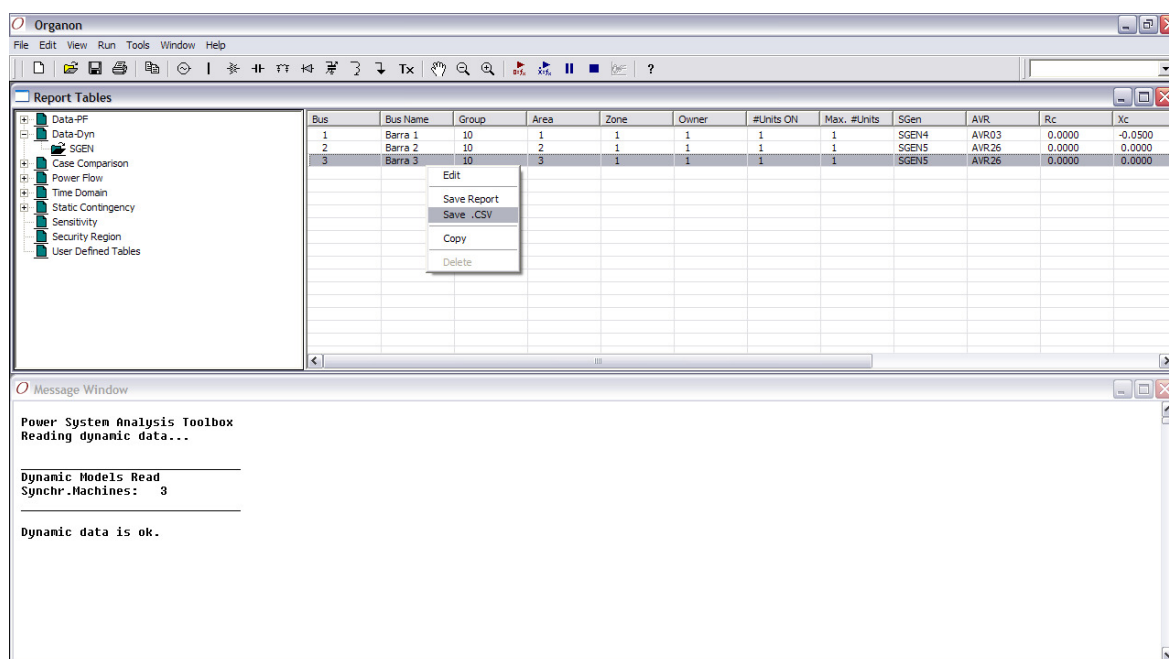


Figura B-22: Exportação do Relatório dos Dados Dinâmicos do Sistema Elétrico

B.10. Testes de Degrau no Gerador Síncrono

Primeiro é necessário que o programa ORGANON possua os dados de entrada do sistema, que pode ser obtido abrindo-se um arquivo com uma destas extensões *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*. O arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico de nove barras utilizado no item III.5.2 foi o de extensão *.ntw*.

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON processa-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson. Esse resultado do fluxo de potência é o ponto de operação inicial para processar os testes de degrau.

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON, é necessário carregar os dados dos modelos dinâmicos do sistema. Esses dados dinâmicos são obtidos abrindo-se o arquivo com a extensão *.dyn*.

Para processar os testes de degrau no gerador síncrono no ORGANON o usuário deve clicar em *Run/Dynamic/Synch Machine Step Teste...* para abrir a janela apresentada na Figura B-23. Nessa janela, na área *Type*, o usuário selecionará o tipo de teste de degrau que deve ser processado. Na área *Number* o usuário definirá se o teste de degrau será realizado para todas as máquinas do sistema (*All*) ou apenas para determinadas máquinas (*Select*). O usuário deve informar os parâmetros e a unidade do degrau (*Mode*) que será aplicado no teste. Para processar o tipo de teste de degrau selecionado o usuário deve clicar no botão *Run* da janela *Step Response Test Execution Controls*.

O relatório da solução do teste de degrau desejado é apresentado na janela *Message Window* e os gráficos com os sinais de resposta no tempo para o teste de degrau aplicado encontram-se no arquivo *Dump.plt*, localizado na mesma pasta onde está o arquivo *Organon.exe*. Na Figura B-24, são apresentados o relatório da solução do teste de degrau e o caminho onde está o arquivo *Dump.plt* criado pelo teste de degrau.

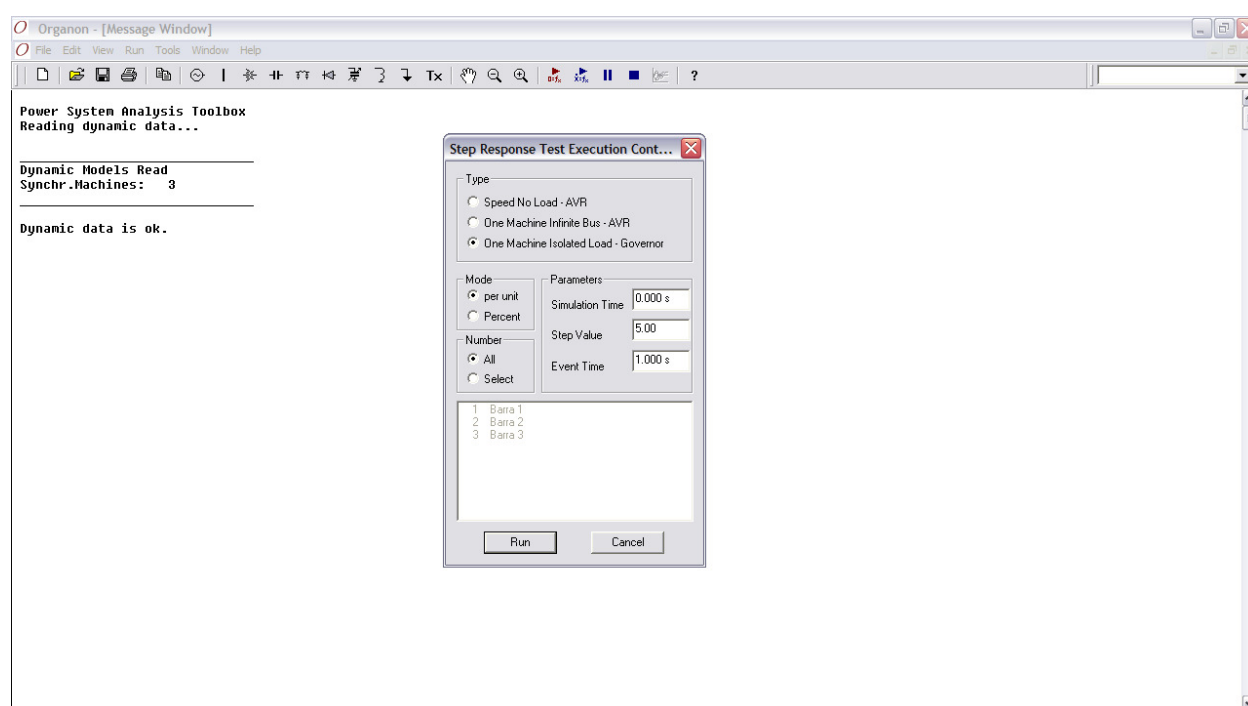


Figura B-23: Janela para processar os Testes de Degrão no Gerador Síncrono

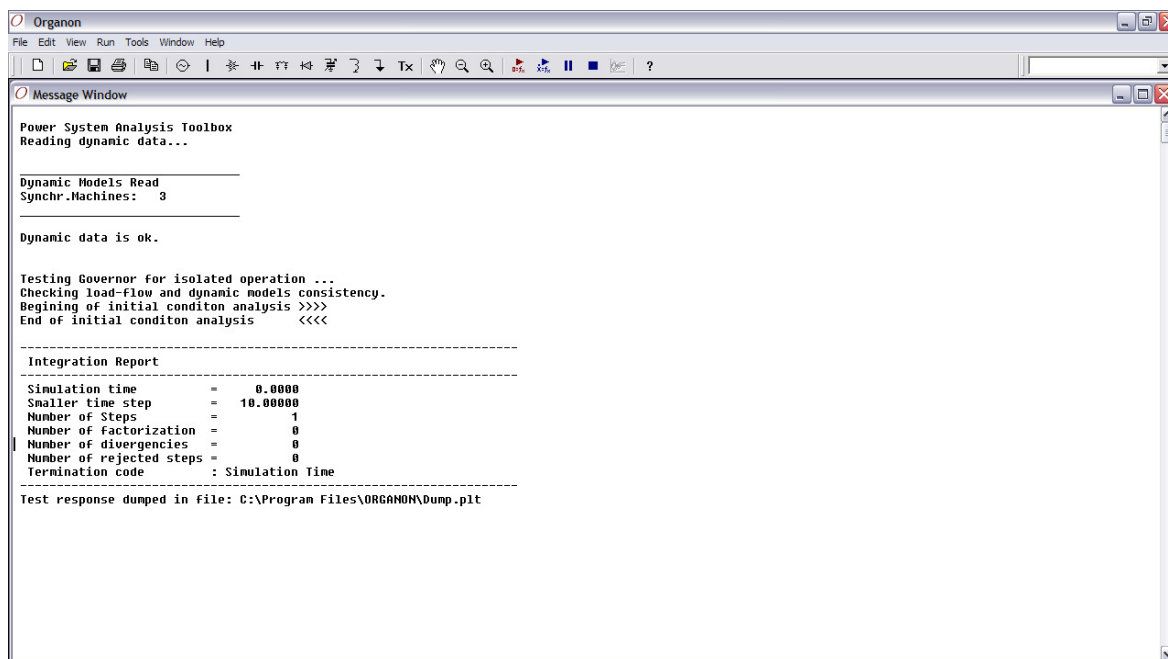


Figura B-24: Relatório da Solução do Teste de Degrau

B.11. Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo

Primeiro é necessário que o programa ORGANON possua os dados de entrada do sistema, que pode ser obtido abrindo-se um arquivo com uma destas extensões *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*. O arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico de nove barras utilizado no item III.5.3 foi o de extensão *.ntw*.

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON processa-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson. Esse resultado do fluxo de potência é o ponto de operação inicial para a análise de uma simulação no domínio do tempo.

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON é necessário carregar os dados dos modelos dinâmicos do sistema. Esses dados dinâmicos são obtidos abrindo-se o arquivo com a extensão *.dyn*.

Para realizar a análise de uma simulação no domínio do tempo no ORGANON o usuário deve clicar em *Edit/Dynamic Data/Events...* para abrir a janela *Time Domain Simulation Events Data* que é apresentada na Figura B-25. Nessa janela o usuário deve preencher o campo *Contingency Title* com o nome da contingência, clicar no botão *Add New Contingency*. Na área *Event Definition* o usuário deverá selecionar o tipo de análise de contingência que deseja realizar e fornecer as informações necessárias para essa contingência, clicar no botão *Add Event*. Caso o usuário deseje adicionar outra contingência na lista de contingências é só preencher o campo

Contingency Title com o nome da nova contingência, clicar no botão *Add New Contingency*, fornecer as informações necessárias para essa contingência, clicar no botão *Add Event*. Após inserir todas as contingências desejadas na lista de contingências clica-se no botão *Save As* para salvar essas informações (arquivo com extensão *.evt*) e clica-se no botão *Close* para fechar a janela *Time Domain Simulation Events Data*.

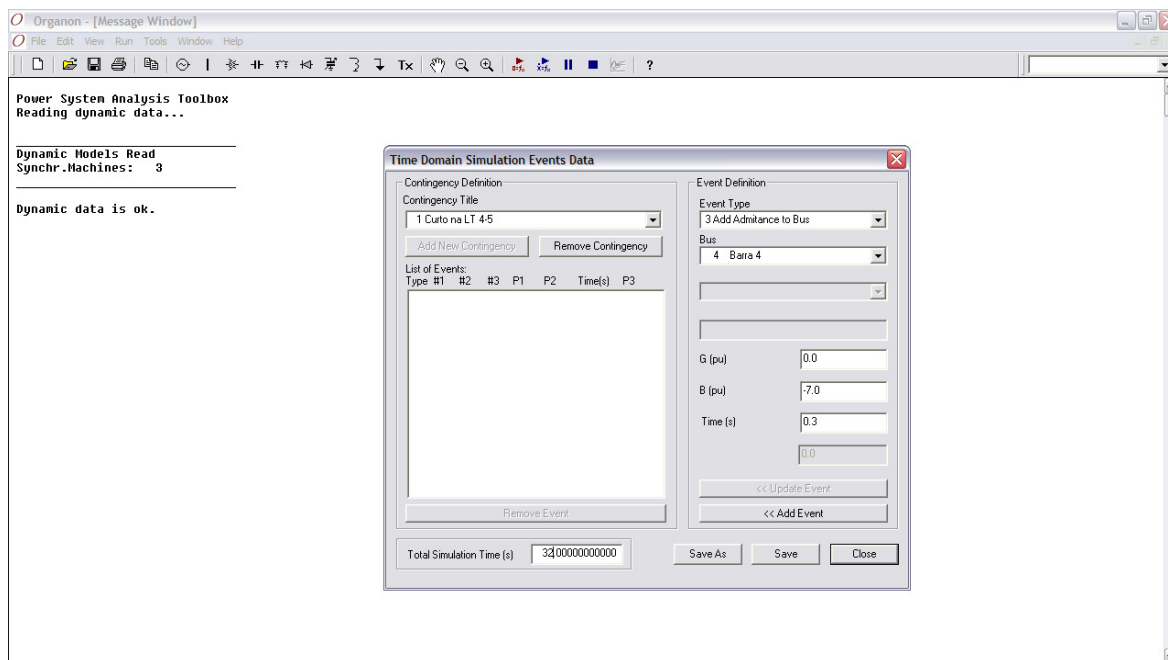


Figura B-25: Janela para Inserção dos Dados da Contingência para Simulação no Domínio do Tempo

Para que os resultados da simulação no domínio do tempo sejam apresentados em gráficos deve se clicar em *Edit/Dynamic Data/Plottings...* para abrir a janela apresentada na Figura B-26. Nessa janela, na área *Internal Variable Specification*, o usuário deve selecionar o tipo de variável (*Source Object*) que deve ir para o gráfico, preencher os campos abaixo em branco para essa variável e clicar no botão *Add to Internal Variable List*.

Caso o usuário queira importar o resultado de uma outra simulação no domínio do tempo deve clicar no botão *Press Here to Insert Results from a Previous Simulation (External Variables)* e localizar o arquivo *.plt* com o resultado.

Para criar um gráfico o usuário deve preencher o campo *Graph Title* com o nome do gráfico, clicar no botão *Add New Graph*. Na área *Stored Variables* o usuário deve clicar em cima da variável ou das variáveis que deseja que apareçam no gráfico e clicar no botão *Add Selected Internal and or External Variable(s) to Graph >>*. Caso o usuário deseje criar um novo gráfico deve preencher o campo *Graph Title* com o nome do novo gráfico, clicar no botão *Add*

New Graph. Na área *Stored Variables* o usuário deve clicar em cima da variável ou das variáveis que deseja que apareçam no gráfico e clicar no botão *Add Selected Internal and or External Variable(s) to Graph >>*. Após criar todos os gráficos o usuário deve clicar no botão *Save As* para salvar essas informações (arquivo com extensão *.plv*) e clicar no botão *Close* para fechar a janela *Time Domain Simulation Plotting Data*.

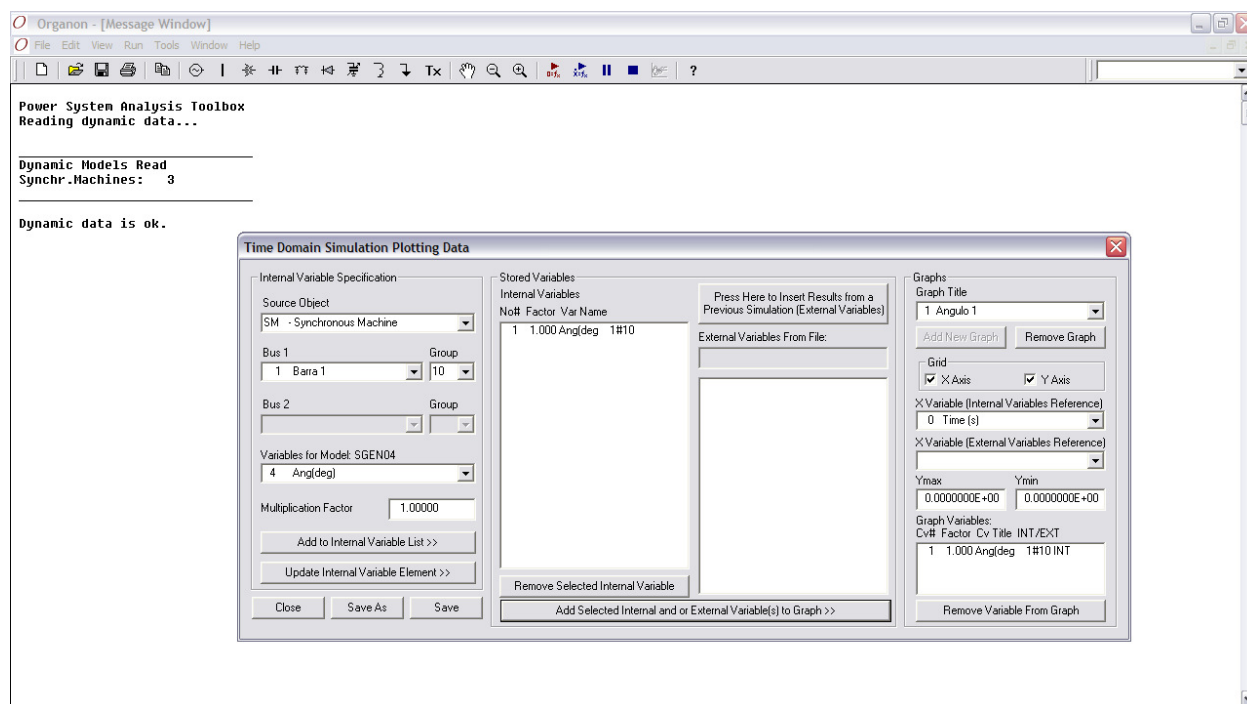


Figura B-26: Definição das variáveis dos gráficos para Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo

Para processar a análise de uma simulação no domínio do tempo no ORGANON o usuário deve clicar em *Run/Dynamic/Single Simulation...* para abrir a janela apresentada na Figura B-27. Nessa janela, na área *Contingency Selection*, o usuário clicará em cima de uma contingência da lista de contingências deve ser processada. Após selecionar a contingência e bloquear as opções de controle desejadas da janela *Time Domain Simulation Execution Controls* clica-se no botão *Run* para processar a análise da contingência selecionada no domínio do tempo.

Para visualizar todos os relatórios com os resultados da análise da contingência selecionada no domínio do tempo o usuário deve clicar em *View/Report Tables.../Time Domain*, e caso deseje exportar esses relatórios é só clicar com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvá-lo como *Report* ou com a extensão *.CSV*.

Caso o usuário deseje exportar os gráficos é só clicar com o botão direito do mouse em cima do gráfico, clicar em *Export Data* e salvá-lo com a extensão *.plt* como é apresentado na Figura B-28.

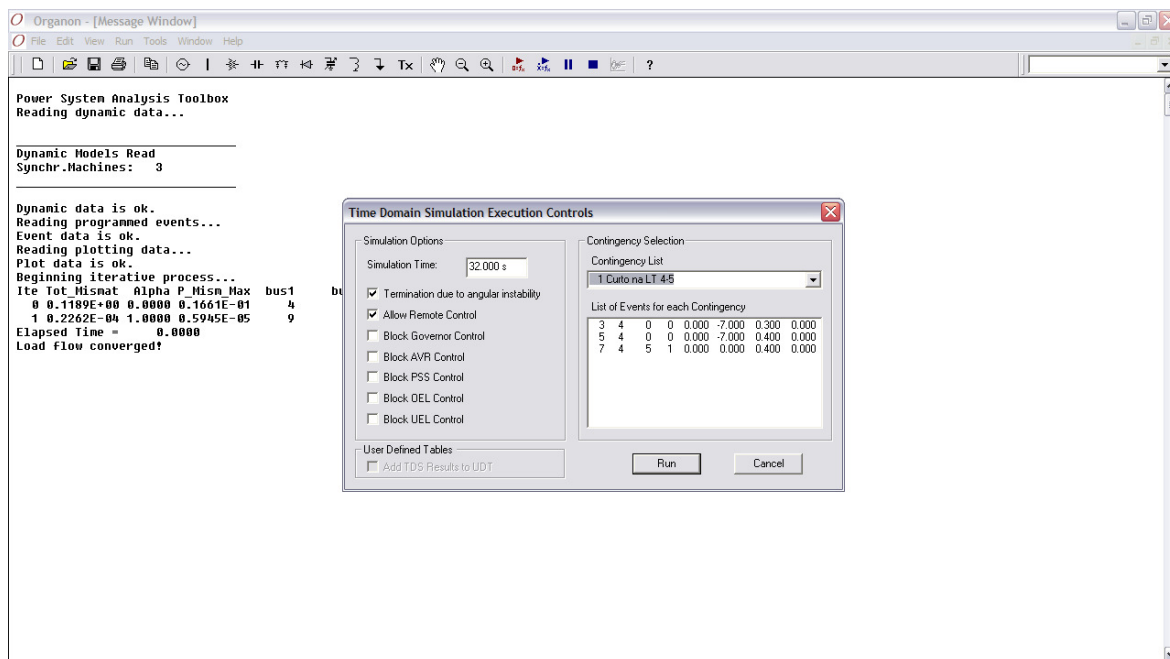


Figura B-27: Janela para processar a Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo

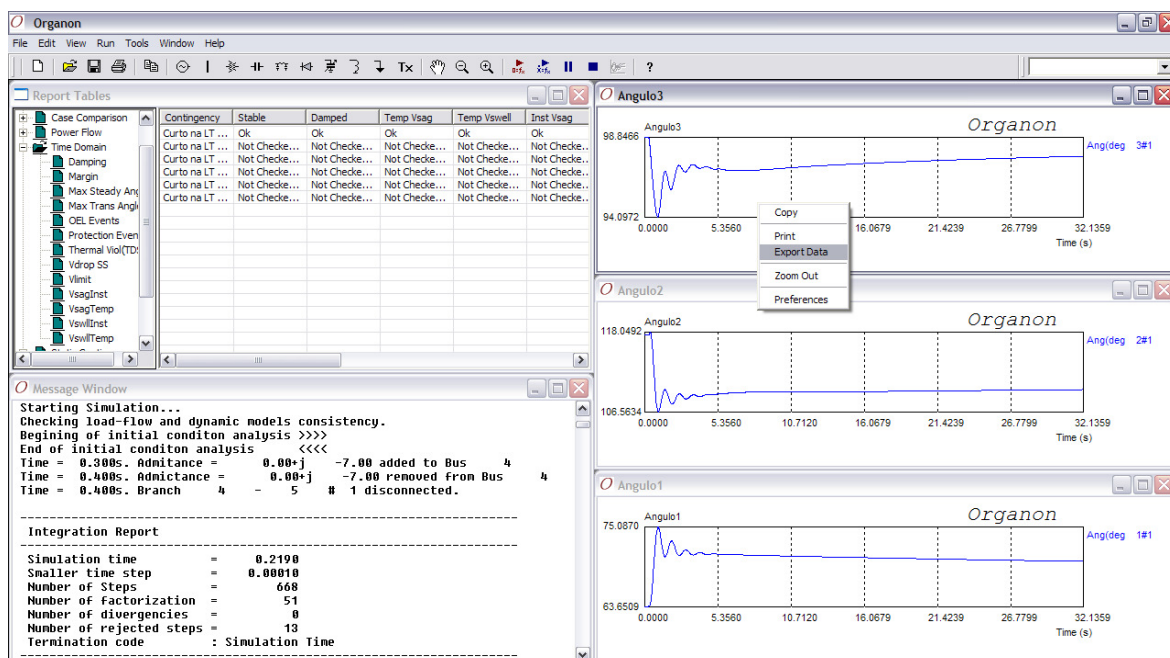


Figura B-28: Exportação dos Resultados da Análise de uma Simulação no Domínio do Tempo

B.12. Análise Dinâmica de Contingências

Primeiro é necessário que o programa ORGANON possua os dados de entrada do sistema, que pode ser obtido abrindo-se um arquivo com uma destas extensões *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*. O arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico de nove barras utilizado no item III.5.4 foi o de extensão *.ntw*.

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON processa-se o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson. Esse resultado do fluxo de potência é o ponto de operação inicial para a análise dinâmica de contingências.

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON é necessário carregar os dados dos modelos dinâmicos do sistema. Esses dados dinâmicos são obtidos abrindo-se o arquivo com a extensão *.dyn*.

Para realizar a análise dinâmica de contingências no ORGANON o usuário deve clicar em *Edit/Dynamic Data/Events...* para abrir a janela *Time Domain Simulation Events Data* que é apresentada na Figura B-29. Nessa janela o usuário deve preencher o campo *Contingency Title* com o nome da contingência, clicar no botão *Add New Contingency*. Na área *Event Definition* o usuário deve selecionar o tipo de análise de contingência que deseja realizar e fornecer as informações necessárias para essa contingência, clicar no botão *Add Event*. Caso o usuário deseje adicionar outra contingência na lista de contingências é só preencher o campo *Contingency Title* com o nome da nova contingência, clicar no botão *Add New Contingency*, fornecer as informações necessárias para essa contingência, clicar no botão *Add Event*. Após inserir todas as contingências desejadas na lista de contingências clica-se no botão *Save As* para salvar essas informações (arquivo com extensão *.evt*) e clica-se no botão *Close* para fechar a janela *Time Domain Simulation Events Data*.

Para processar a análise dinâmica de contingências no ORGANON o usuário deve clicar em *Run/Dynamic/Contingency Analysis...* para abrir a janela apresentada na Figura B-30. Nessa janela, o usuário deve clicar em cima das opções de controle que deseja bloquear e clicar no botão *Run* para processar a análise dinâmica de todas as contingências da lista de contingências.

Para visualizar todos os relatórios com os resultados da análise dinâmica de todas as contingências da lista de contingências o usuário deve clicar em *View/Report Tables.../Time Domain* e caso deseje exportar esses relatórios é só clicar com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvá-lo como *Report* ou com a extensão *.CSV* como é apresentado na Figura B-31.

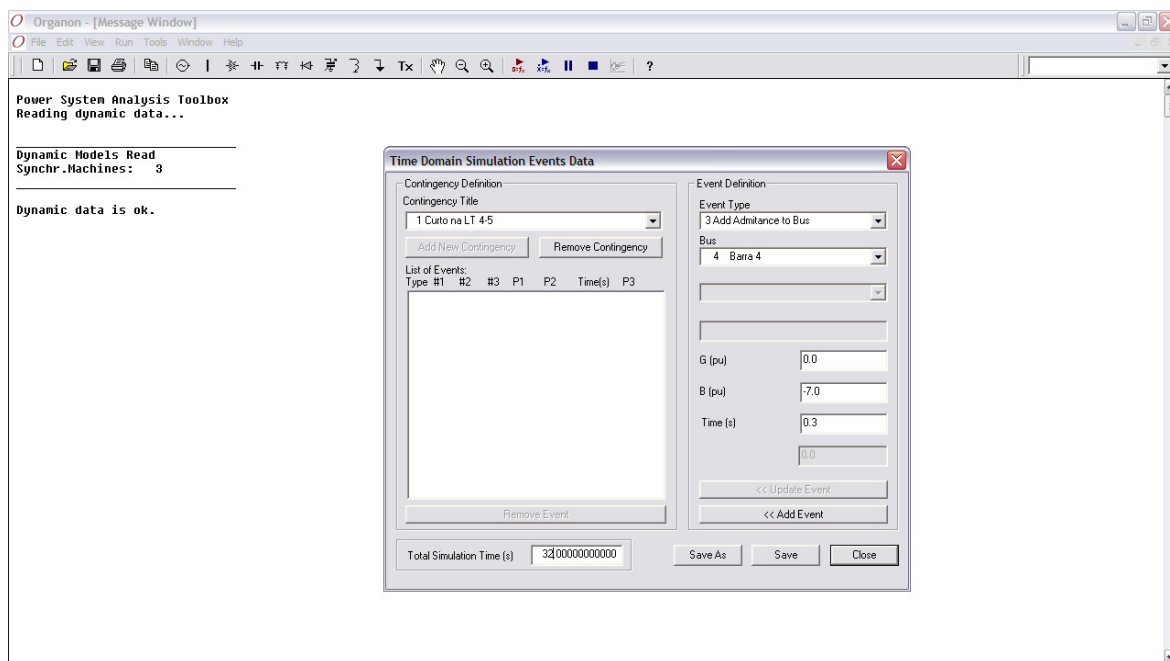


Figura B-29: Janela para Inserção dos Dados da Contingência para Análise Dinâmica de Contingências

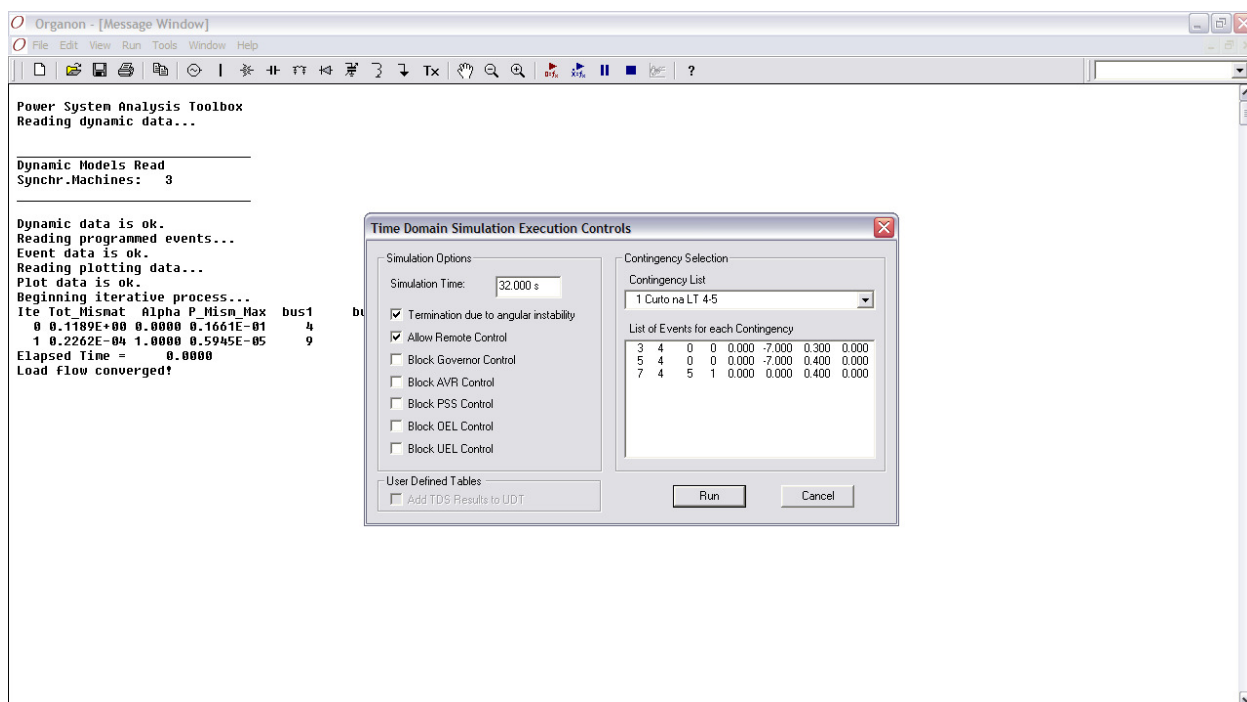


Figura B-30: Janela para processar a Análise Dinâmica de Contingências

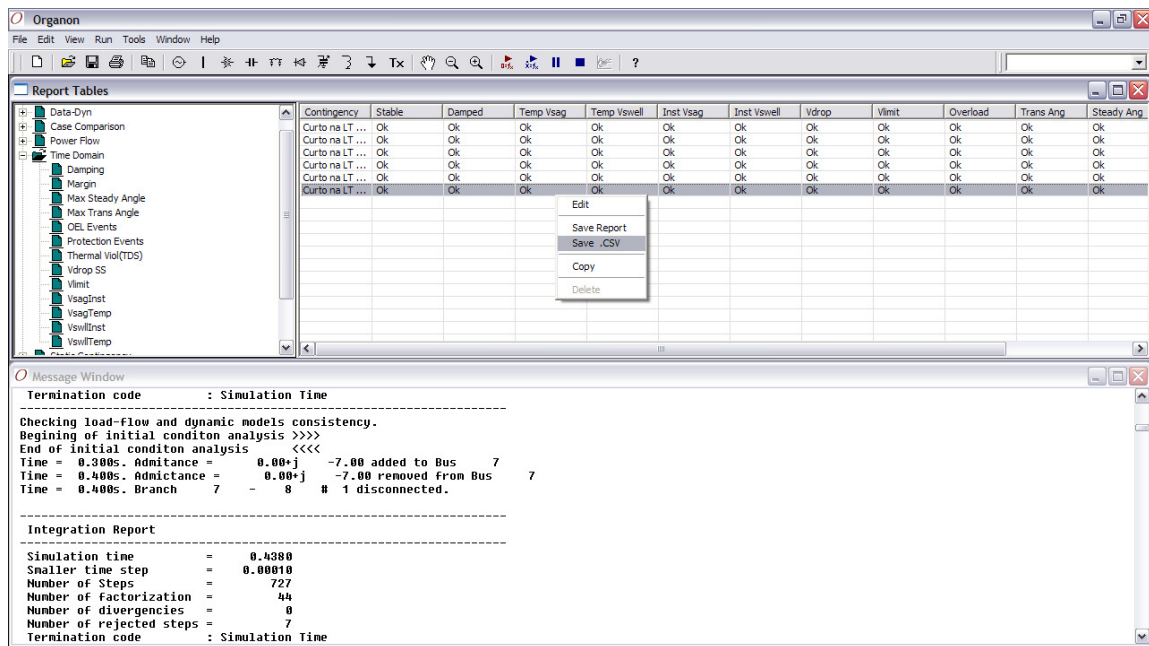


Figura B-31: Exportação dos Relatórios de Saída da Análise Dinâmica de Contingências

B.13. Avaliação de Segurança Estática

Primeiro é necessário que o usuário tenha um arquivo com os dados de entrada do sistema, ou seja, um arquivo com uma destas extensões *.pwf* ou *.ntw*. Os arquivos com os dados de configuração do sistema elétrico de dez barras utilizados no item IV.3 foram os de extensão *.ntw*.

Com os dados de entrada carregados na memória do ORGANON o usuário deve criar uma lista de contingências (um arquivo com a extensão *.ctg*) e definir o conjunto de geradores de cada grupo gerador (um arquivo com a extensão *.def*).

Para criar uma lista de contingências no ORGANON o usuário deve clicar em *Edit/Steady State Data/Contingency...* para abrir a janela *Static Contingency Analysis Data* que é apresentada na Figura B-32. Nessa janela o usuário deve preencher o campo *Contingency List* com o nome da contingência, clicar no botão *Add Contingency*, na área *Elements Specification* o usuário deve selecionar o tipo de análise de contingência que deseja realizar e fornecer as informações necessárias para a análise dessa contingência, clicar no botão *Add Element To List*. Para inserir uma nova contingência na lista de contingências, o usuário deve preencher o campo *Contingency List* com o nome da nova contingência, clicar no botão *Add Contingency*, na área *Elements Specification* o usuário deve selecionar o tipo de análise de contingência que deseja realizar e fornecer as informações necessárias para a análise dessa contingência, clicar no botão *Add Element To List*. Após inserir todas as contingências na lista de contingências clica-se no

botão *Save As* para salvar essa lista de contingências (arquivo com extensão *.ctg*) e clica-se no botão *Close* para fechar a janela *Static Contingency Analysis Data*.

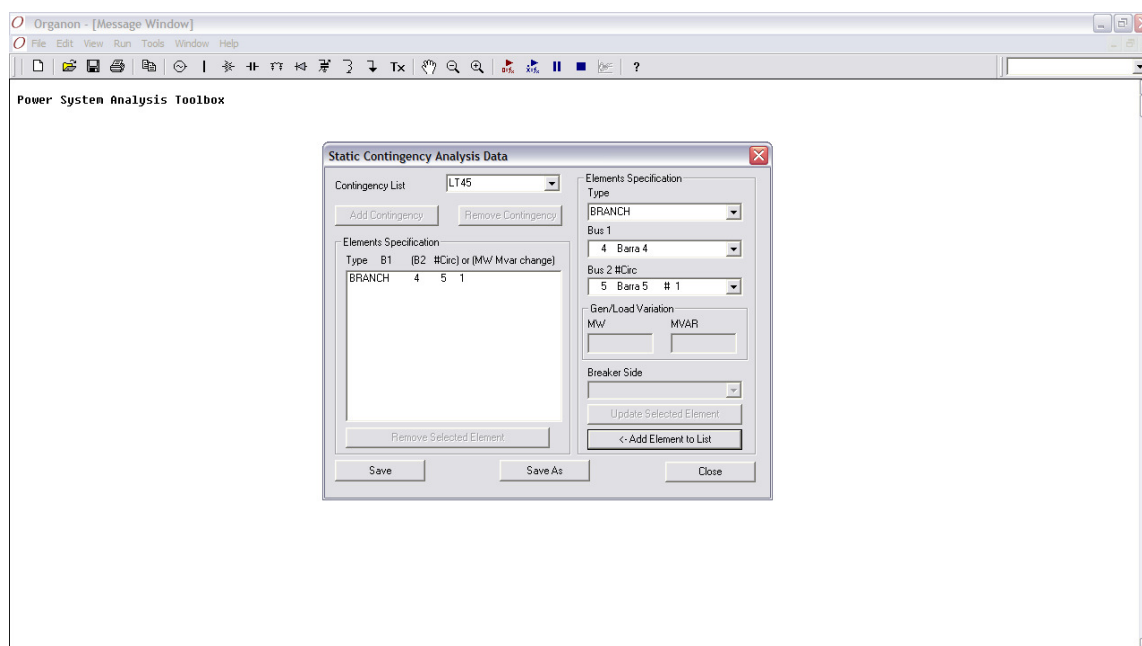


Figura B-32: Janela para Inserção das Contingências na Lista de Contingências

Para definir o conjunto de geradores de cada grupo gerador no ORGANON o usuário deve clicar em *Edit/Definition Data/Groups...* para abrir a janela *Group Definition Data* que é apresentada na Figura B-33. Nessa janela o usuário deve selecionar o número do grupo gerador no campo *Group Selection*, na área *Element Specification* o usuário deve escolher quais geradores do sistema pertencerão aquele grupo, as opções são *Area*, *Zone* e *Bus*, e clicar no botão *Add to Elements List Below*. Após definir o conjunto de geradores de cada grupo gerador, clica-se no botão *Save As* para salvar essas definições (arquivo com extensão *.def*) e clica-se no botão *Close* para fechar a janela *Group Definition Data*.

Agora o usuário deve criar um arquivo texto com a extensão *.dsa*. Na Figura B-34 é apresentado um exemplo de um arquivo *.dsa*. Na primeira linha desse arquivo o usuário colocará o caminho e o nome do arquivo com os dados de entrada do sistema (arquivo com a extensão *.ntw*), na segunda linha o usuário colocará o caminho e o nome do arquivo da lista de contingências (arquivo com a extensão *.ctg*), na terceira linha o usuário colocará o caminho e o nome do arquivo com a definição do conjunto de geradores de cada grupo gerador (arquivo com a extensão *.def*) e na quarta linha o usuário colocará o caminho e o criará o nome do arquivo onde será gravado o ponto de operação a partir do qual é calculada a região de segurança (arquivo com a extensão *.sav*).

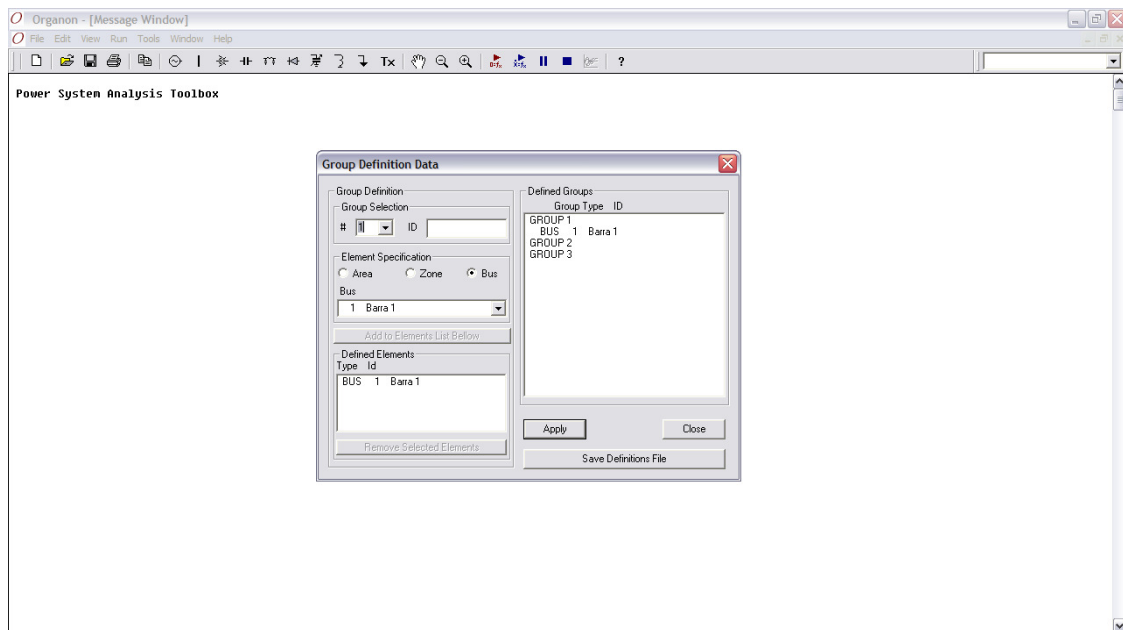


Figura B-33: Janela para Definição do Conjunto de Geradores de Cada Grupo Gerador

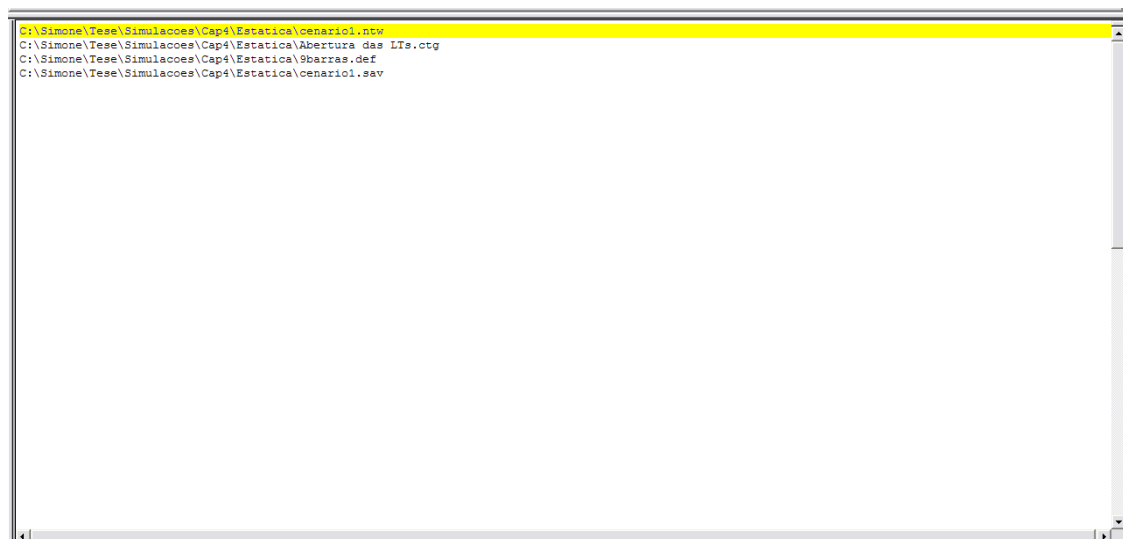


Figura B-34: Arquivo com a extensão .dsa – Análise de Segurança Estática

Para inicializar a arquitetura do processamento distribuído o usuário deve abrir a janela *Command Prompt* e o caminho no *Command Prompt* deve ser o do local onde se encontram os arquivos *MPIRun.exe*, *mpich.dll* e *Organon.exe*. Para criar a estrutura Mestre – Escravo em um computador o usuário deve digitar no *Command Prompt* o seguinte comando: *mpirun -np 2 -localonly organon.exe* como é apresentado na Figura B-35.

No *Organon – [Message Window]*, que é o mestre, o usuário deve abrir o arquivo com a extensão .dsa, e para processar a avaliação de segurança estática no ORGANON o usuário deve clicar em *Run/Security Assessment* para abrir a janela apresentada na Figura B-36. Nessa janela,

o usuário deve selecionar o tipo de avaliação de segurança que deseja fazer. Caso a opção selecionada seja a região de segurança estática, o usuário deve escolher no campo *# of Directions* o número de direções da região de segurança.

Para exportar os relatórios da análise estática de contingências para o ponto de operação, que são apresentados automaticamente pelo ORGANON, é só clicar com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvá-lo como *Report* ou com a extensão *.CSV* como é apresentado na Figura B-37.

Para exportar o relatório da região de segurança estática, que é apresentado automaticamente pelo ORGANON, é só clicar com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvá-lo como *Report* ou com a extensão *.CSV* como é apresentado na Figura B-38.

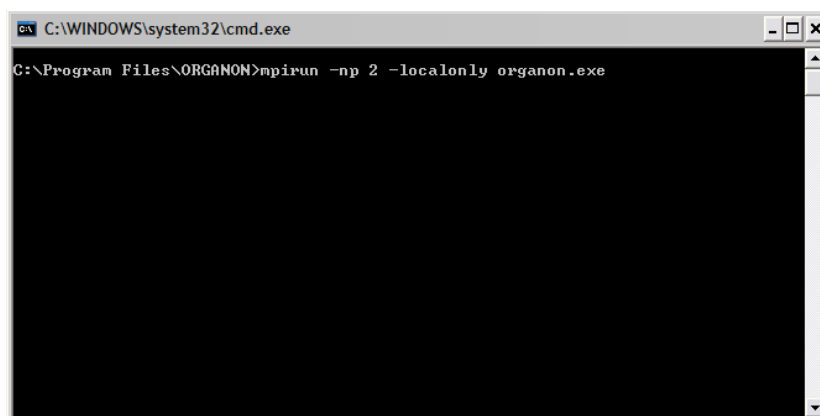


Figura B-35: Inicialização da Arquitetura do Processamento Distribuído

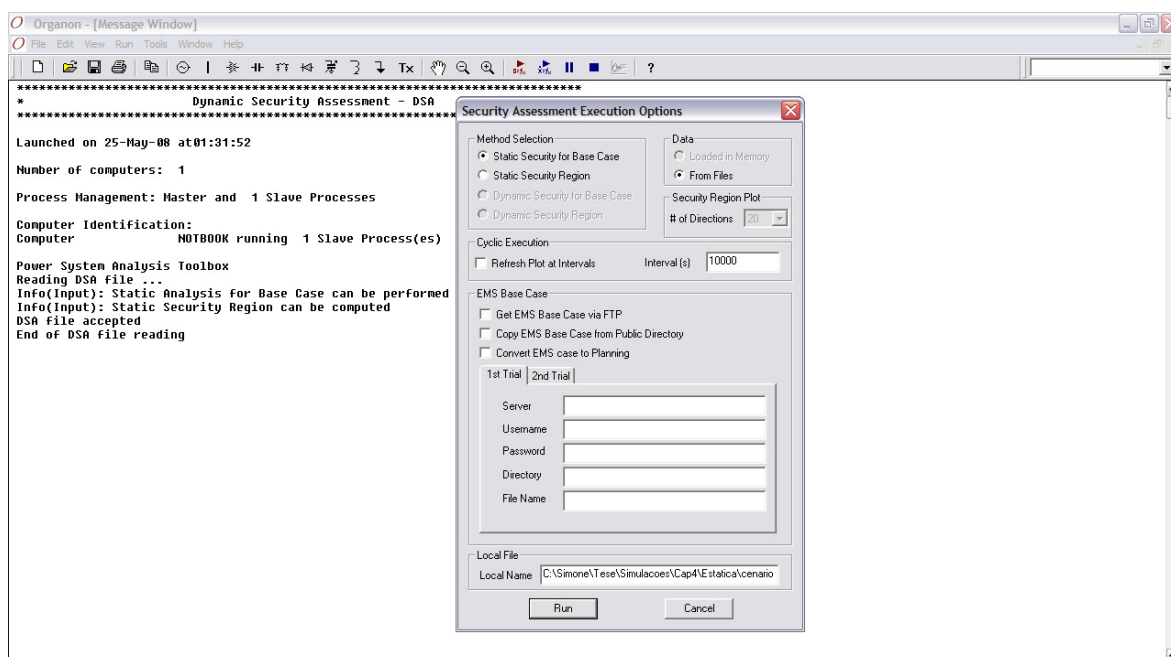


Figura B-36: Janela para processar a Análise de Segurança Estática

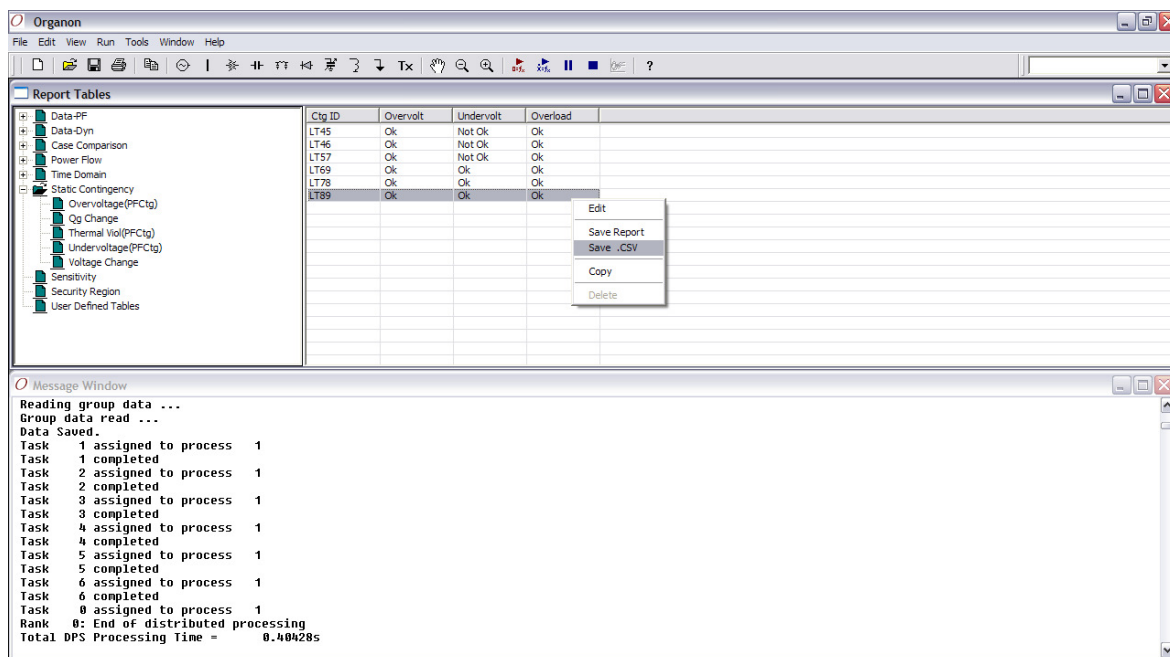


Figura B-37: Exportação dos Relatórios da Análise Estática de Contingências para o Ponto de Operação

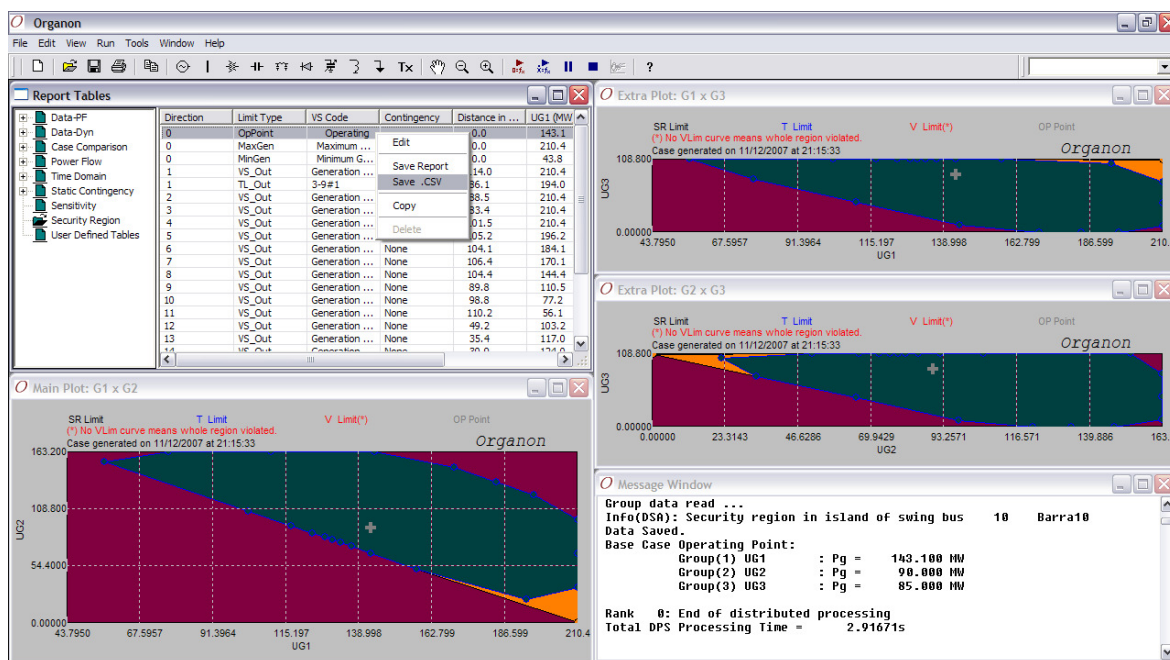


Figura B-38: Exportação do Relatório de Saída da Região de Segurança Estática

B.14. Avaliação de Segurança Dinâmica

Primeiro é necessário que o usuário tenha um arquivo com os dados de entrada do sistema, ou seja, um arquivo com uma destas extensões *.pwf* ou *.ntw*, e um arquivo com dados

dos modelos dinâmicos do sistema (um arquivo com a extensão *.dyn*). O arquivo com os dados de configuração do sistema elétrico de dez barras utilizado no item IV.4 foi o de extensão *.ntw*.

Com os dados de entrada e dos modelos dinâmicos do sistema carregados na memória do ORGANON o usuário deve criar uma lista de contingências (um arquivo com a extensão *.evt*) e definir o conjunto de geradores de cada grupo gerador (um arquivo com a extensão *.def*).

Para criar uma lista de contingências no ORGANON o usuário deve clicar em *Edit/Dynamic Data/Events...* para abrir a janela *Time Domain Simulation Events Data* que é apresentada na Figura B-39. Nessa janela o usuário deve preencher o campo *Contingency Title* com o nome da contingência, clicar no botão *Add New Contingency*. Na área *Event Definition* o usuário deve selecionar o tipo de análise de contingência que deseja realizar e fornecer as informações necessárias para essa contingência, clicar no botão *Add Event*. Caso o usuário deseje adicionar outra contingência na lista de contingências é só preencher o campo *Contingency Title* com o nome da nova contingência, clicar no botão *Add New Contingency*, fornecer as informações necessárias para essa contingência, clicar no botão *Add Event*. Após inserir todas as contingências desejadas na lista de contingências clica-se no botão *Save As* para salvar essas informações (arquivo com extensão *.evt*) e clica-se no botão *Close* para fechar a janela *Time Domain Simulation Events Data*.

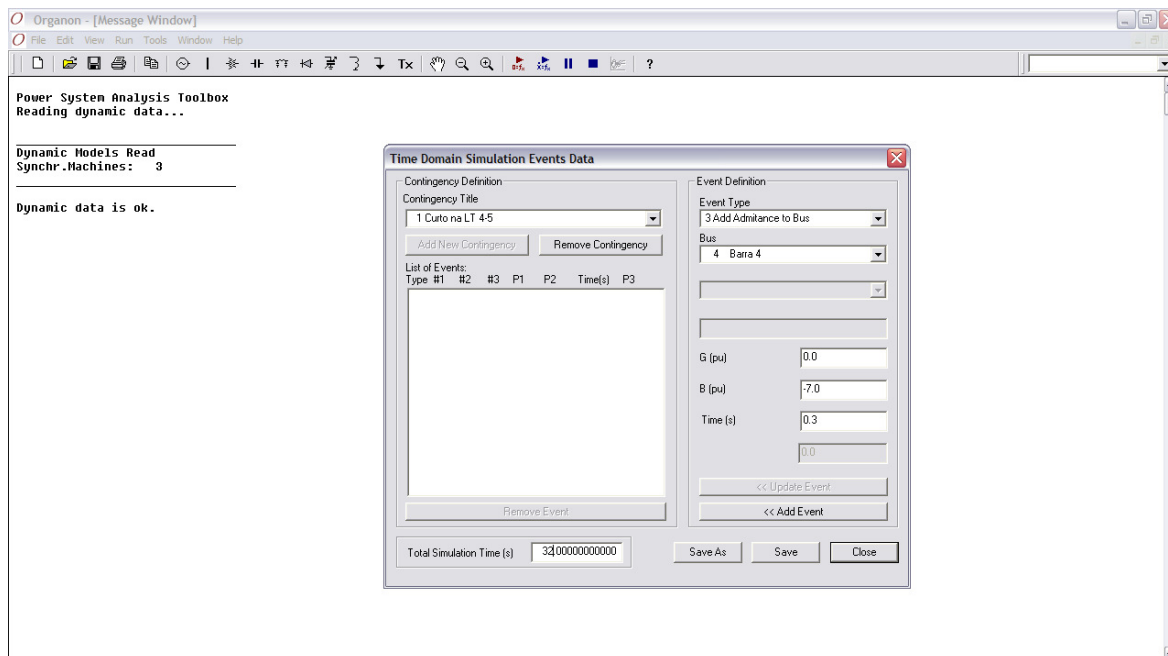


Figura B-39: Janela para Inserção das Contingências na Lista de Contingências

Para definir o conjunto de geradores de cada grupo gerador no ORGANON o usuário deve clicar em *Edit/Definition Data/Groups...* para abrir a janela *Group Definition Data* que é apresentada na Figura B-40. Nessa janela o usuário deve selecionar o número do grupo gerador no campo *Group Selection*, na área *Element Specification* o usuário deve escolher quais geradores do sistema pertencerão aquele grupo, as opções são *Area*, *Zone* e *Bus*, e clicar no botão *Add to Elements List Below*. Após definir o conjunto de geradores de cada grupo gerador, clica-se no botão *Save As* para salvar essas definições (arquivo com extensão *.def*) e clica-se no botão *Close* para fechar a janela *Group Definition Data*.

Agora o usuário deve criar um arquivo texto com a extensão *.dsa*. Na Figura B-41, é apresentado um exemplo de um arquivo *.dsa*. Na primeira linha desse arquivo o usuário colocará o caminho e o nome do arquivo com os dados de entrada do sistema (arquivo com a extensão *.ntw*), na segunda linha o usuário colocará o caminho e o nome do arquivo com os modelos dinâmicos do sistema (arquivo com a extensão *.dyn*), na terceira linha o usuário colocará o caminho e o nome do arquivo da lista de contingências (arquivo com a extensão *.evt*), na quarta linha o usuário colocará o caminho e o nome do arquivo com a definição do conjunto de geradores de cada grupo gerador (arquivo com a extensão *.def*) e na quinta linha o usuário colocará o caminho e o criará o nome do arquivo onde será gravado o ponto de operação a partir do qual é calculada a região de segurança (arquivo com a extensão *.sav*).

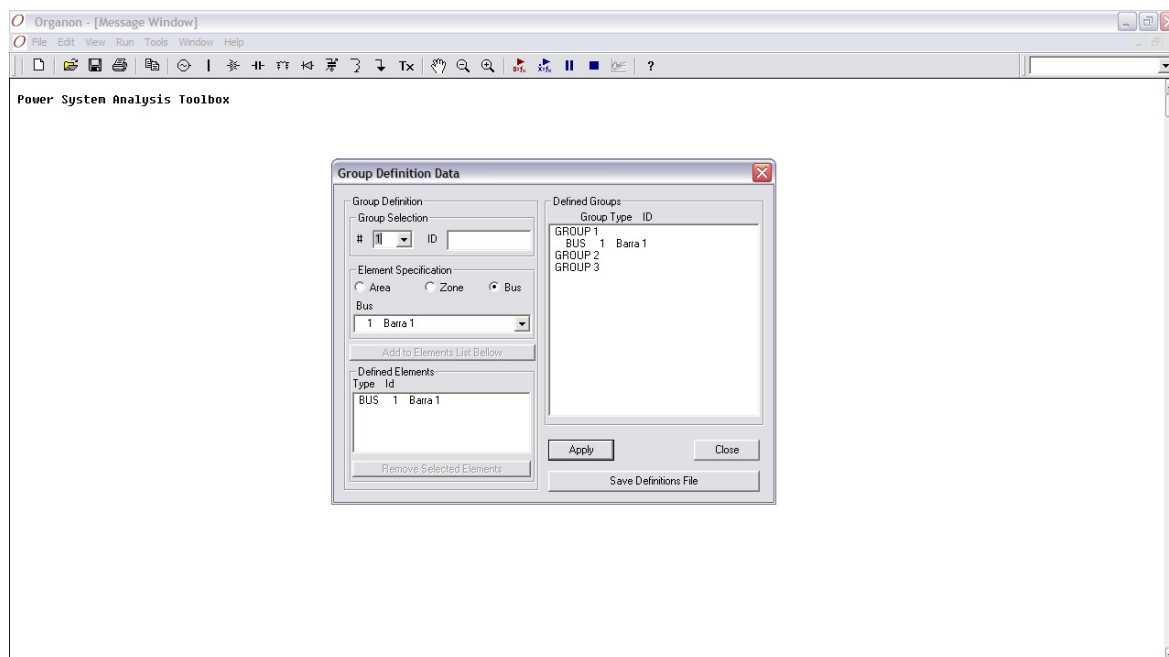


Figura B-40: Janela para Definição do Conjunto de Geradores de Cada Grupo Gerador

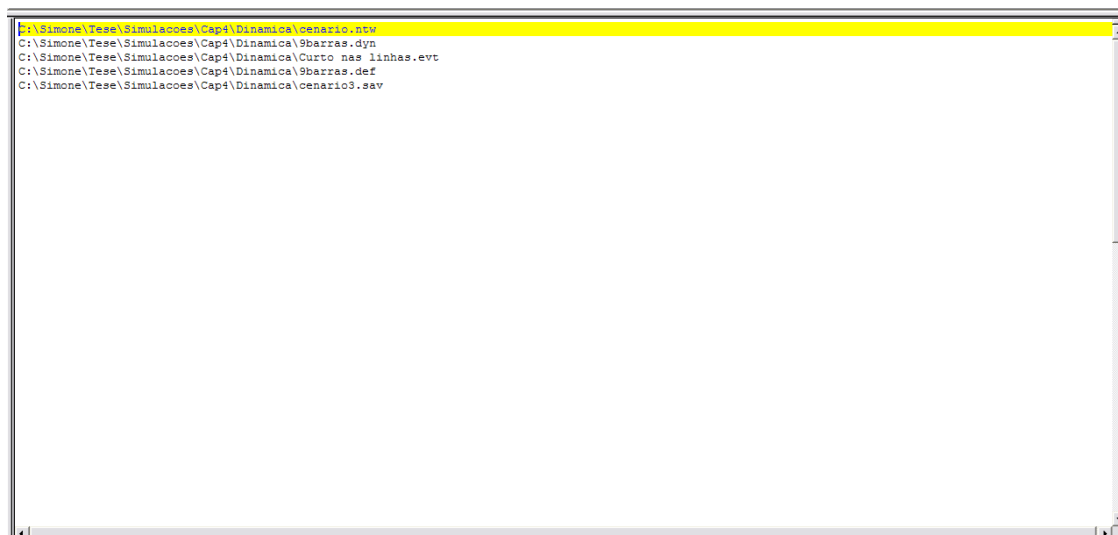


Figura B-41: Arquivo com a extensão .dsa – Análise de Segurança Dinâmica

Para inicializar a arquitetura do processamento distribuído o usuário deve abrir a janela *Command Prompt* e o caminho no *Command Prompt* deve ser o do local onde se encontram os arquivos *MPIRun.exe*, *mpich.dll* e *Organon.exe*. Para criar a estrutura Mestre – Escravo em um computador o usuário deve digitar no *Command Prompt* o seguinte comando: *mpirun -np 2 -localonly organon.exe* como é apresentado na Figura B-42.

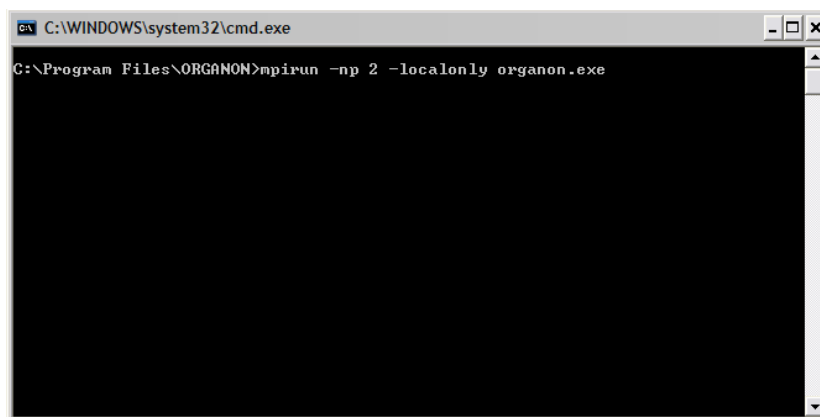


Figura B-42: Inicialização da Arquitetura do Processamento Distribuído

No *Organon – [Message Window]*, que é o mestre, o usuário deve abrir o arquivo com a extensão .dsa, e para processar a avaliação de segurança dinâmica no ORGANON o usuário deve clicar em *Run/Security Assessment* para abrir a janela apresentada na Figura B-43. Nessa janela, o usuário deve selecionar o tipo de avaliação de segurança que deseja fazer. Caso a opção selecionada seja a região de segurança dinâmica, o usuário deve escolher no campo *# of Directions* o número de direções da região de segurança.

Para exportar o relatório da região de segurança dinâmica, que é apresentado automaticamente pelo ORGANON, é só clicar com o botão direito do mouse em cima do relatório e salvá-lo como *Report* ou com a extensão *.CSV* como é apresentado na Figura B-45.

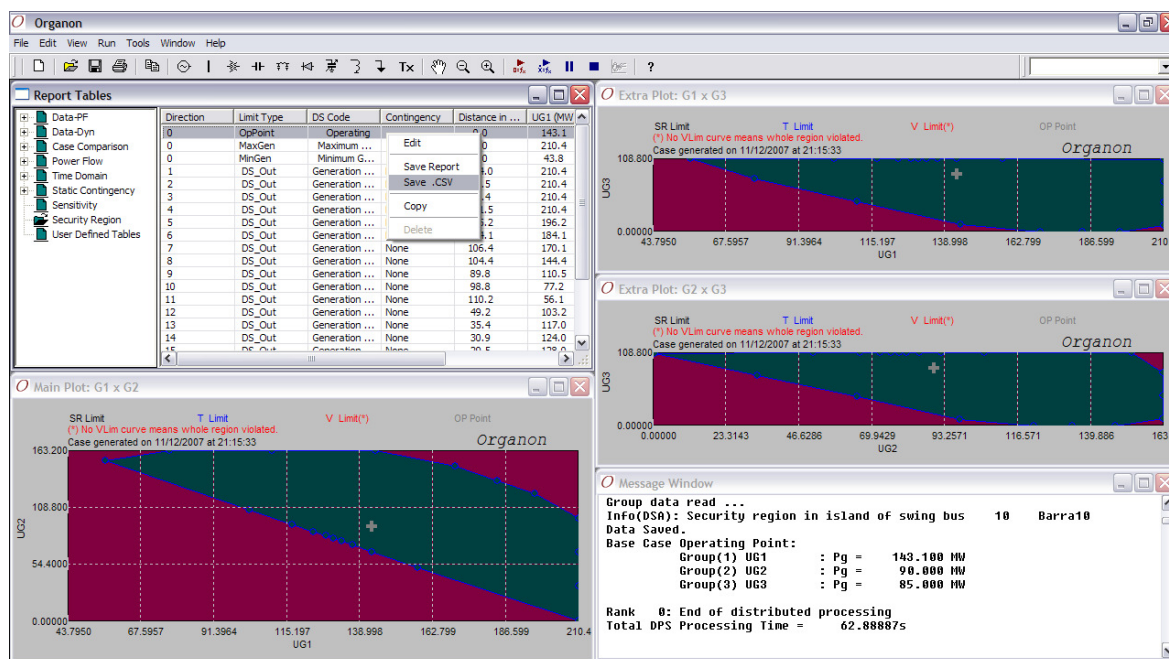


Figura B-45: Exportação do Relatório de Saída da Região de Segurança Dinâmica

* * *

Sistema com Elo de Corrente Contínua

Conforme mencionado no capítulo II, apresentam-se neste Anexo as descrições de como utilizar um sistema com elo de corrente contínua no programa ORGANON, Jardim [1], [2] e [3].

C.1. Inserção dos Dados de Entrada do Sistema com Elo de Corrente Contínua

Para exemplificar como os dados de entrada do sistema com elo de corrente contínua são inseridos no ORGANON utilizaremos o sistema apresentado na Figura C-1.

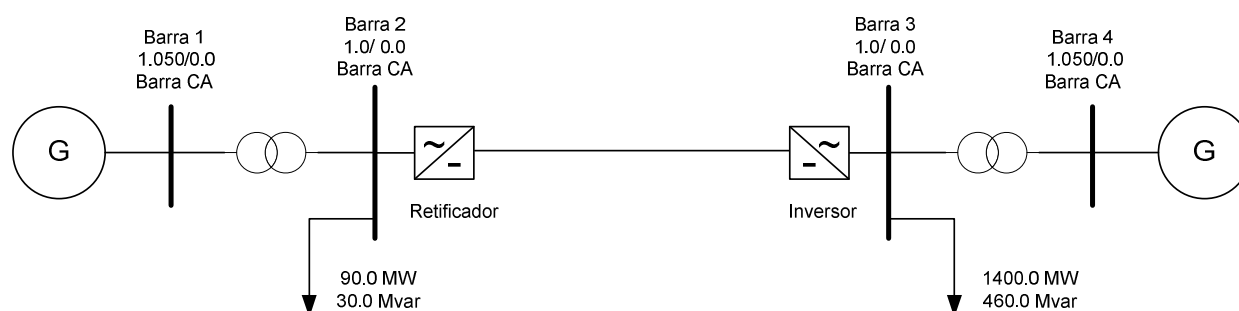


Figura C-1: Sistema Elétrico com Elo de Corrente Contínua

Os dados de entrada podem ser fornecidos ao ORGANON através de arquivos com extensão *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*.

Uma outra forma de fornecer os dados de entrada é através da interface gráfica, onde o usuário cria um novo caso no ORGANON clicando em *File/New*, depois fornece as informações dos equipamentos de corrente alternada do sistema clicando em *Edit/Steady State Data/AC*

Components... para abrir a janela *AC Data* que é apresentada na Figura C-2. Cada pasta dessa janela possui um botão *Apply* que deve ser clicado quando se digitar alguma informação na pasta. Nas pastas onde houver a caixa *Status* não se deve esquecer de marcá-la se o equipamento estiver em operação. Na pasta *CASE ID* os campos em branco devem ser preenchidos com as informações do caso (data, fonte dos dados, a base do sistema em MVA, ano, a estação do ano e o título do caso), o próximo passo é preencher os campos da pasta *Area*. Com as pastas *CASE ID* e *Area* preenchidas já é possível criar as barras do sistema. Cada barra é criada digitando-se no lado esquerdo da janela *AC Data*, nos campos *Bus No./Name*, *Area* e *Zone* as informações da barra respeitando as posições destinadas a cada informação. Na pasta *Bus* os campos devem ser preenchidos com as demais informações da barra não esquecendo de marcar a caixa *Status* e clicar no botão *Apply*. Após a criação das barras, na pasta *Gen* devem ser digitadas as informações da usina se houver geração na barra. Na pasta *Load* devem ser digitadas as informações da carga se houver carga na barra. Na pasta *Shunt* devem ser digitadas as informações do shunt se houver shunt conectado na barra.

Quando todas as barras do sistema já tiverem sido criadas os próximos elementos a serem criados são os transformadores e as linhas de transmissão na pasta *Branch*, não esquecendo de marcar os campos *Bus From* e *Bus To* em *Breakers*. Após preencher todas essas pastas da janela *AC Data*, a janela *AC Data* pode ser fechada.

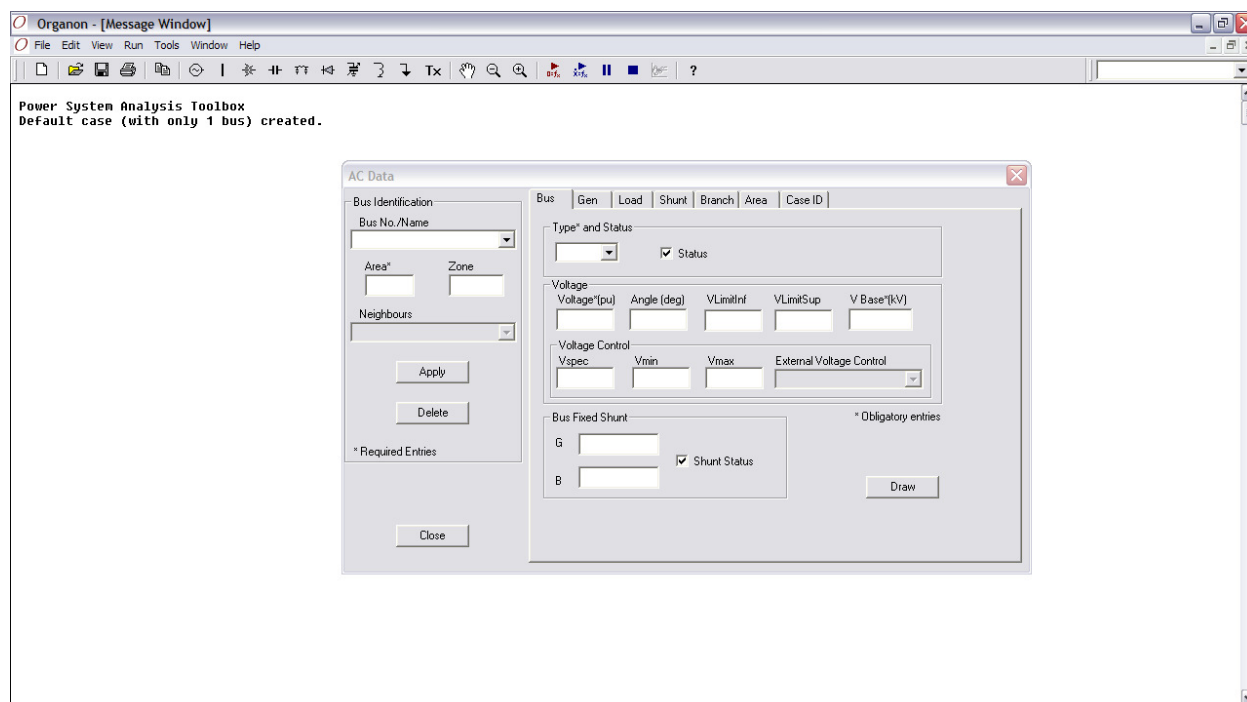


Figura C-2: Janela para Inserção dos Dados de Corrente Alternada do Sistema Elétrico

Depois fornecer as informações dos equipamentos de corrente alternada do sistema, o usuário deve fornecer as informações dos equipamentos de corrente contínua do sistema, clicando em *Edit/Steady State Data/DC Link...* para abrir a janela *DC Data* que é apresentada na Figura C-3. Para adicionar um elo de corrente contínua, na área *New DC Link*, o usuário deve selecionar o número das barras de corrente alternada onde serão conectados os retificadores (campo *Rectifier Bus*) e os inversores (campo *Inverter Bus*) e digitar o número do pólo (campo *Pole*). Depois o usuário deve digitar os números da área e da zona do elo. Na área *Control*, o usuário deve selecionar o tipo de controle do elo (*Power/Inverter* ou *Current/Inverter* ou *Power/Rectifier* ou *Current/Rectifier*) e digitar os valores da tensão de corrente contínua, que deve ser controlada pelo retificador ou pelo inversor (campo *DC Volt(kV)*), e da potência em MW ou da corrente em A (dependendo do tipo de controle selecionado).

Na área *General*, o usuário deve digitar o número de conversores em série (campo *No. of Conv.*), a tensão base em corrente alternada no lado do secundário do transformador conversor (campo *VBase (kV)*), a resistência da linha de transmissão em corrente contínua (campo *R Line (ohm)*), a resistência de retorno pela terra, se existir, (campo *R ground (ohm)*), a corrente máxima no elo (campo *I Max. (A)*), a tensão mínima de corrente contínua (campo *VCC Min.*), com essa tensão o elo muda do modo de controle de potência constante para modo de controle de corrente constante. Essa mudança no modo de controle é feita para evitar sobrecorrente no elo.

Nas áreas *Rectifier* e *Inverter*, o usuário deve digitar os valores da reatância de comutação do transformador conversor (campo *Xc(pu)*), do tape mínimo (campo *Tap Min.*), do tape máximo (campo *Tap Max.*) e da potência base (campo *Pbase (MVA)*) do transformador conversor.

Nos campos *Alpha Spec (d)*, *Alpha Max (d)* e *Alpha Min (d)*, o usuário deve digitar, respectivamente, os valores do ângulo desejado, do ângulo máximo e do ângulo mínimo de disparo (retificador) em graus.

Nos campos *Gama Spec (d)* e *Gama Max (d)*, o usuário deve digitar, respectivamente, os valores do ângulo desejado e do ângulo máximo de extinção (inversor) em graus.

Após preencher todas as informações da janela *DC Data*, o usuário deve fechá-la e esses dados de entrada devem ser salvos em um arquivo com uma destas extensões *.pwf*, *.ntw* ou *.sav*, clicando em *File/Save....*

Após inserir todos os dados do sistema, para processar o fluxo de potência através do método de Newton-Raphson, o usuário deve clicar em *Run/Steady State/Newton Power Flow...* para abrir a janela apresentada na Figura C-4.

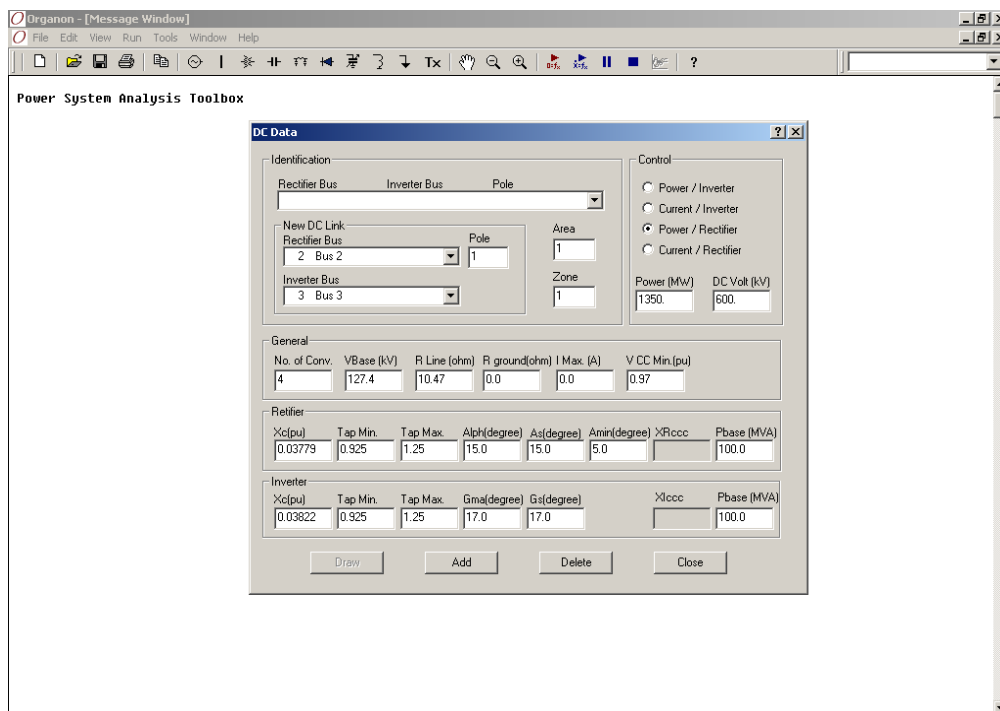


Figura C-3: Janela para Inserção dos Dados de Corrente Contínua do Sistema Elétrico

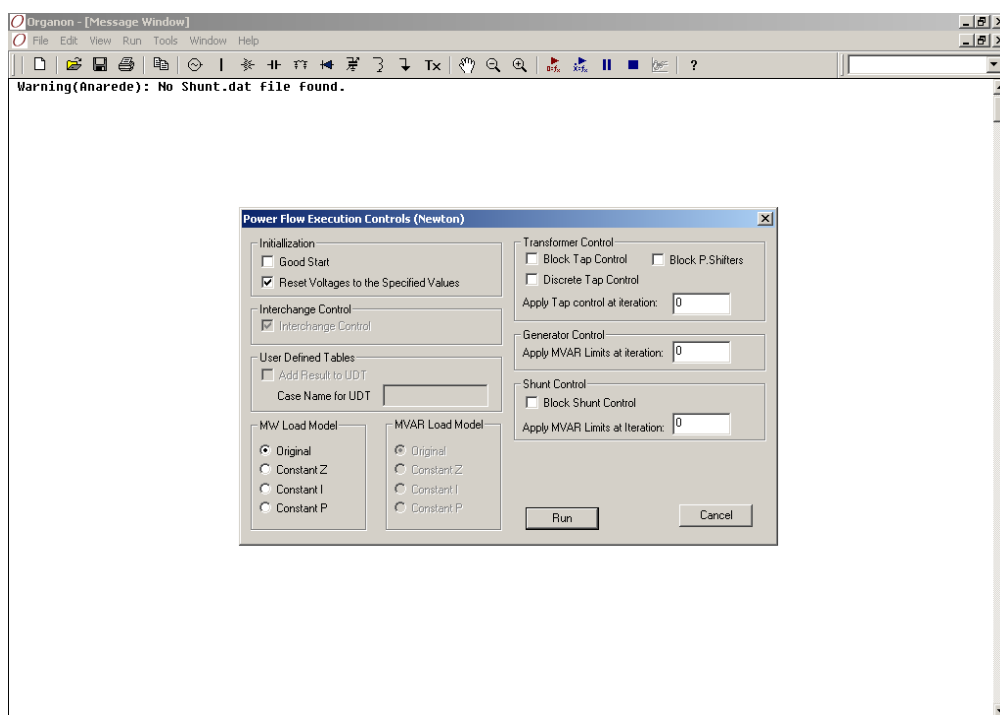


Figura C-4: Janela para processar o Fluxo de Potência Através do Método de Newton-Raphson

Para visualizar o relatório do elo de corrente contínua o usuário deve clicar em *View/DC Link Reports...* para abrir a janela *DC Link Report Selection List* que é apresentada na Figura C-5. Nessa janela o usuário deve selecionar o elo para que o relatório do mesmo seja gerado. Após selecionar o elo, o usuário deve fechar essa janela.

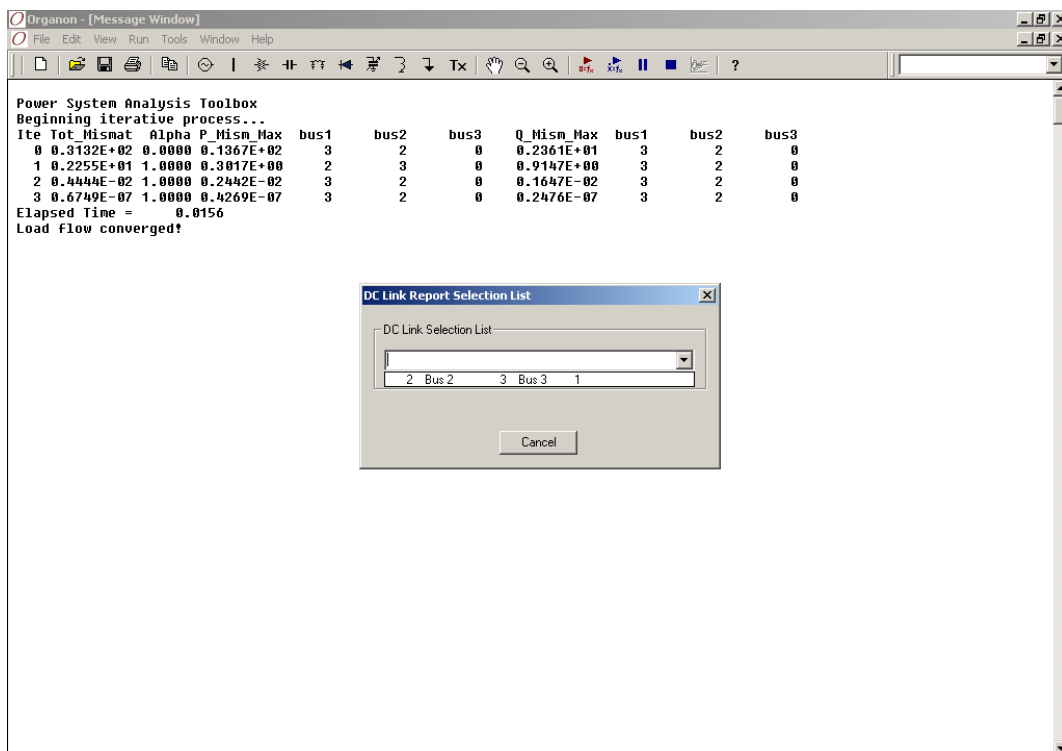


Figura C-5: Janela para Selecionar o Elo do Sistema para Gerar o Relatório

Na Figura C-6 é apresentado o relatório com os resultados para o elo de corrente contínua selecionado pelo usuário.

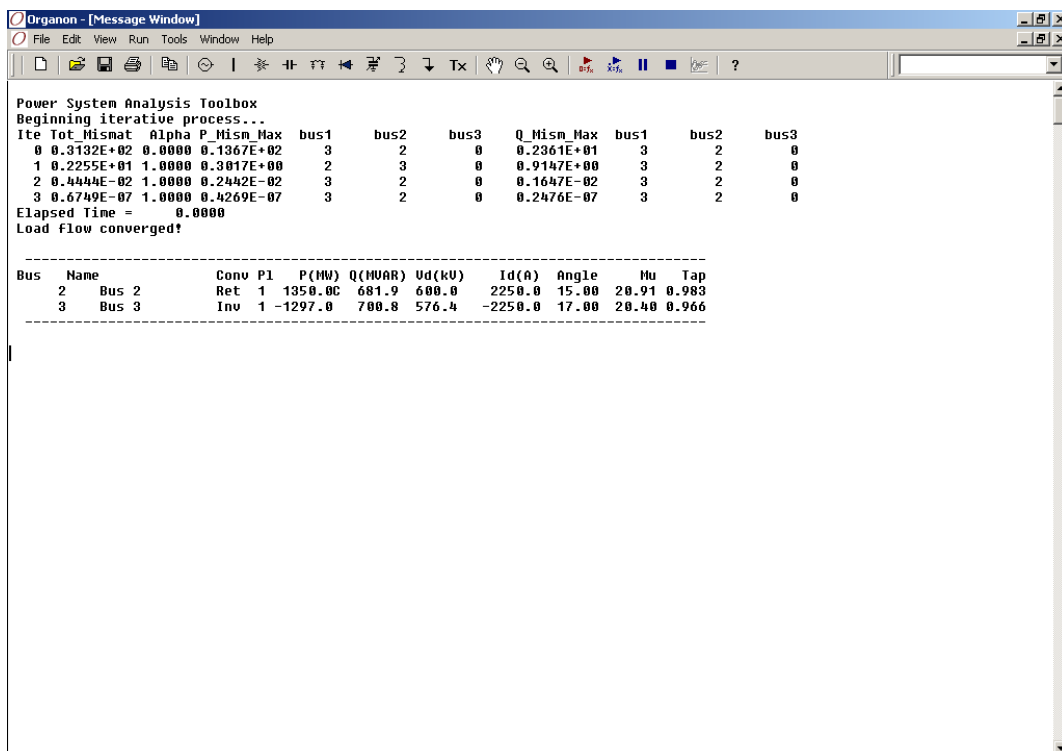


Figura C-6: Relatório do Elo Selecionado pelo Usuário

Na Figura C-6 as colunas, da esquerda para direita, mostram o número (campo *Bus*) e o nome (campo *Name*) da barra do sistema em corrente alternada onde é conectado o retificador ou o inversor, o tipo de conversor (campo *Conv*), ou seja, se é um retificador ou um inversor, o número do pólo (campo *Pl*), os valores atuais de potência ativa e reativa no conversor (campos *P(MW)* e *Q(MVAR)*), o módulo da tensão no elo (campo *Vd(kV)*), o valor atual da corrente no conversor (campo *Id(A)*).

No campo *Angle* é apresentado o valor desejado para o ângulo de disparo (retificador) ou de extinção (inversor), o campo *Mu* mostra o valor do ângulo de comutação e no campo *Tap* é apresentado o valor atual do tape do transformador conversor.

C.2. Dados de Entrada da Topologia do Sistema com Elo de Corrente Contínua

O arquivo com os dados de entrada da topologia do sistema com elo de corrente contínua (arquivo com extensão *.ntw*), utilizado neste Anexo, é mostrado a seguir:

```

1
00      0000  100.0

1 , 'Bus 1      ',  1.0000,  3, 0,    0.000,    0.000,  1,  1,  1.05000,    0.0000,  1.10000,  0.90000,  1
2 , 'Bus 2      ',  1.0000,  0, 0,    0.000,    0.000,  1,  1,  0.99695,   -0.5172,  1.10000,  0.90000,  1
3 , 'Bus 3      ',  1.0000,  0, 0,    0.000,    0.000,  1,  1,  0.93990,   -8.5662,  1.10000,  0.90000,  1
4 , 'Bus 4      ',  1.0000,  3, 0,    0.000,    0.000,  1,  1,  1.05000,    0.0000,  1.10000,  0.90000,  1
0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA
1 , '1 ' , 1, 1,  1,    0.000,    0.000,    0.000,    0.000,    0.000,    0.000,  0
2 , '1 ' , 1, 1,  1,   90.000,   30.000,    0.000,    0.000,    0.000,    0.000,  0
3 , '1 ' , 1, 1,  1,  1400.000,  460.000,    0.000,    0.000,    0.000,    0.000,  0
0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA
1 , '1 ' ,   90.000,   30.906,  8888.000, -8888.000,  1.05000,    1 ,    0.000,  0.00000,  0.00000,  1.00000,
1,  1.0,  9999.000,    0.000,  10
4 , '1 ' , 1400.000,  705.818,  8888.000, -8888.000,  1.05000,    4 ,    0.000,  0.00000,  0.01000,  1.00000,
1,  1.0,  9999.000,    0.000,  10
0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN SHUNT DATA
0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN TRANSMISSION LINE DATA
0 / END OF TRANSMISSION LINE DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA
1 ,  2 , '1' , 1,  0.00000,  0.01000,    0.00,    0.00,    0.00,  1.00000,  0.00000,    0 ,  0,  1.00000,
1.00000,  0.00000,  0.00000,  0.00000,  1,  0.00000,  0.00000,  1,  0.00000,  0.00000,  1,  1,  1,  1,  1,  0
4 ,  3 , '1' , 1,  0.00000,  0.01000,    0.00,    0.00,    0.00,  1.00000,  0.00000,    0 ,  0,  1.00000,
1.00000,  0.00000,  0.00000,  0.00000,  1,  0.00000,  0.00000,  1,  0.00000,  0.00000,  1,  1,  1,  1,  1,  0
0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN SERIES CAPACITOR DATA
0 / END OF SERIES CAPACITOR DATA, BEGIN DCLINK DATA
1,  1,  1,  1,  10.4700,  1350.00,   600.00,    0.97,    0.0000,  10.47000
2 ,  4, 15.00,  5.00,    0.0000,  6.1336,    1.0,127.40000,  1.00000,  1.25000,  0.92500,  0.00000,  0.0000
3 ,  4, 17.00,  0.00,0.000 ,6.203 ,    1.0,127.40000,  1.00000,  1.25000,  0.92500,  0.00000,  0.0000
0 / END OF DCLINK DATA, BEGIN AREA DATA
1,  0 ,    0.000,    0.000, ' No Nam
0 / END OF AREA DATA, BEGIN AREA INTERCHANGE DATA
1, 'No Name '
0 / END OF ZONE DATA, BEGIN OWNER DATA
0 / END OF OWNER DATA

```

* * *

Sistema de 11 Barras Mal Condicionado

Conforme mencionado no capítulo I, apresenta-se neste Anexo um exemplo de utilização de um sistema teste de 11 barras mal condicionado (sistema J. M. Scudder, Castro e Braz [41]).

D.1. Descrição do Sistema J. M. Scudder

O sistema J. M. Scudder possui 11 barras e 12 ramos como é mostrado na Figura D-1.

Modificando a potência reativa na barra 8 (Q8) do sistema e utilizando o método convencional de fluxo de potência são obtidos os seguintes resultados, Castro, Braz e Murari [42]:

- Se $Q8 \geq 123$ Mvar – Fluxo de Potência pelo método de Newton-Raphson converge para tensões altas e a barra swing consome potência reativa;
- Se $120 < Q8 < 123$ Mvar – Fluxo de Potência pelo método de Newton-Raphson diverge;
- Se $101 < Q8 \leq 120$ Mvar – Fluxo de Potência pelo método de Newton-Raphson converge para tensões baixas e a barra swing fornece potência reativa;
- Se $Q8 \leq 101$ Mvar – Fluxo de Potência pelo método de Newton-Raphson diverge.

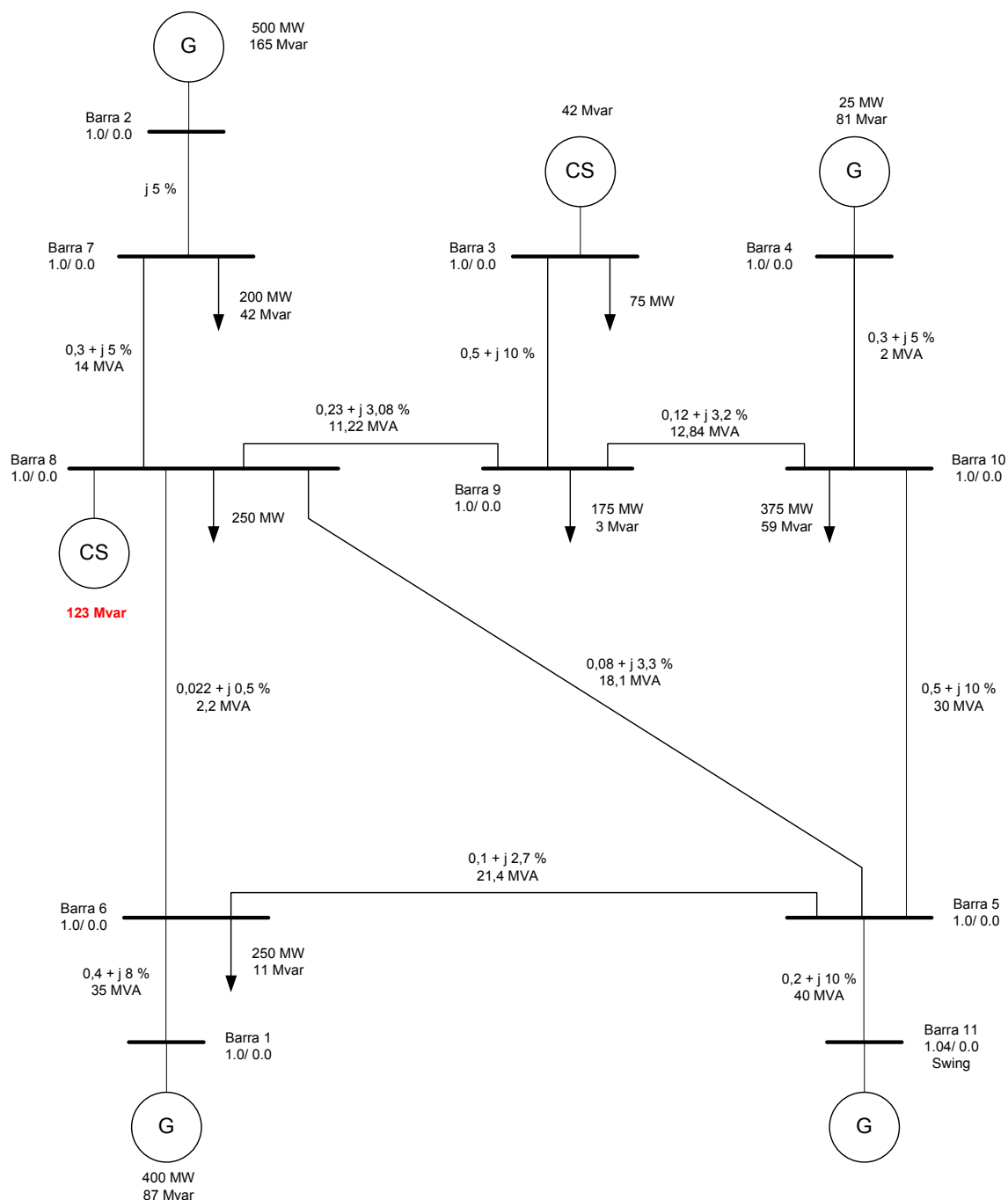


Figura D-1: Sistema Elétrico J. M. Scudder

D.2. Resultados do Fluxo de Potência do Sistema J. M. Scudder

Neste item são apresentados os resultados de fluxo de potência obtidos com os métodos de Newton-Raphson dos programas ANAREDE e ORGANON e de Fluxo de Potência por Dinâmica Sintética do programa ORGANON para o sistema Scudder para diferentes valores de potência reativa na barra 8.

Quando a potência reativa na barra 8 é igual a 100 Mvar os três métodos conseguem convergir, ou seja, encontram uma solução para o problema de fluxo de potência. A Tabela D-1 apresenta as tensões das barras do sistema obtidas pelos três métodos para uma potência reativa na barra 8 é igual a 100 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais.

Tabela D-1 – Tensões das Barras do Sistema – Q8 = 100 Mvar

Programas	Tensões das Barras (pu °)											
	Barra 1		Barra 2		Barra 3		Barra 4		Barra 5		Barra 6	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
ANAREDE Newton- Raphson	1.390	-9.1	1.404	-7.0	1.359	-25.7	1.361	-24.5	1.298	-18.0	1.329	-18.9
ORGANON Newton- Raphson	1.391	-9.1	1.404	-7.1	1.359	-25.7	1.361	-24.5	1.299	-18.0	1.329	-18.9
ORGANON FPDS	1.391	-9.3	1.404	-7.3	1.359	-26.0	1.361	-24.7	1.299	-18.2	1.329	-19.1

Programas	Tensões das Barras (pu °)									
	Barra 7		Barra 8		Barra 9		Barra 10		Barra 11	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
ANAREDE Newton- Raphson	1.357	-14.6	1.331	-19.3	1.332	-23.3	1.330	-24.8	1.040	0.0
ORGANON Newton- Raphson	1.357	-14.6	1.331	-19.3	1.332	-23.3	1.330	-24.8	1.040	0.0
ORGANON FPDS	1.357	-14.8	1.331	-19.5	1.332	-23.5	1.330	-25.0	1.040	-0.2

Na Tabela D-2, são mostrados os fluxos de potência ativa nos ramos do sistema obtidos pelos três métodos quando a potência reativa na barra 8 é igual a 100 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais.

Tabela D-2 – Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 100 Mvar

Programas	Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema (MW)											
	1-6	2-7	3-9	4-10	5-6	5-8	5-10	5-11	6-8	7-8	8-9	9-10
ANAREDE Newton- Raphson	400.	500.	-75.	25.	93.	113.	203.	-409.	239.	300.	401.	149.
ORGANON Newton- Raphson	400.	500.	-75.	25.	93.	113.4	203.	-409.4	239.2	300.	400.8	148.5
ORGANON FPDS	400.0	500.	-75.	25.	93.	113.4	203.	-409.4	239.2	300.	400.8	148.5

A Tabela D-3 apresenta os fluxos de potência reativa nos ramos do sistema obtidos pelos três métodos para uma potência reativa na barra 8 é igual a 100 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais.

Tabela D-3 – Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 100 Mvar

Programas	Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema (Mvar)											
	1-6	2-7	3-9	4-10	5-6	5-8	5-10	5-11	6-8	7-8	8-9	9-10
ANAREDE Newton-Raphson	87.	165.	42.	81.	-167.	-145.	-64.	376.	-67.	53.	-32.	-5.
ORGANON Newton-Raphson	87.	165.	42.	81.	-167.4	-144.9	-64.1	376.3	-66.9	52.7	-31.6	-4.8
ORGANON FPDS	87.	165.	42.	81.	-167.4	-144.9	-64.1	376.3	-66.9	52.7	-31.7	-4.8

A Tabela D-4 mostra os valores de potência ativa e reativa na swing do sistema obtidos pelos três métodos quando a potência reativa na barra 8 é igual a 100 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais.

Tabela D-4 – Geração de Potência Ativa e Reativa na Swing do Sistema – Q8 = 100 Mvar

Programas	Geração na Swing (Barra 11)	
	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
ANAREDE Newton-Raphson	413.3	-232.3
ORGANON Newton-Raphson	413.36	-232.56
ORGANON FPDS	413.36	-232.58

Quando a potência reativa na barra 8 é igual a 110 Mvar os três métodos conseguem convergir, ou seja, encontram uma solução para o problema de fluxo de potência. A Tabela D-5 apresenta as tensões das barras do sistema obtidas pelos três métodos para uma potência reativa na barra 8 é igual a 110 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais e as tensões são maiores que as da Tabela D-1.

Tabela D-5 – Tensões das Barras do Sistema – Q8 = 110 Mvar

Programas	Tensões das Barras (pu °)											
	Barra 1		Barra 2		Barra 3		Barra 4		Barra 5		Barra 6	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
ANAREDE Newton-Raphson	1.406	-9.1	1.420	-7.1	1.374	-25.4	1.375	-24.2	1.312	-17.8	1.344	-18.7
ORGANON Newton-Raphson	1.406	-9.1	1.420	-7.1	1.374	-25.4	1.376	-24.2	1.312	-17.8	1.344	-18.7
ORGANON FPDS	1.406	-9.3	1.420	-7.3	1.374	-25.6	1.376	-24.4	1.312	-18.0	1.344	-18.9

Programas	Tensões das Barras (pu °)									
	Barra 7		Barra 8		Barra 9		Barra 10		Barra 11	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
ANAREDE Newton-Raphson	1.373	-14.5	1.346	-19.1	1.347	-23.0	1.345	-24.5	1.040	0.0
ORGANON Newton-Raphson	1.373	-14.5	1.346	-19.1	1.348	-23.0	1.345	-24.5	1.040	0.0
ORGANON FPDS	1.373	-14.7	1.346	-19.3	1.348	-23.2	1.345	-24.7	1.040	-0.2

Na Tabela D-6, são mostrados os fluxos de potência ativa nos ramos do sistema obtidos pelos três métodos quando a potência reativa na barra 8 é igual a 110 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais.

Tabela D-6 – Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 110 Mvar

Programas	Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema (MW)											
	1-6	2-7	3-9	4-10	5-6	5-8	5-10	5-11	6-8	7-8	8-9	9-10
ANAREDE Newton-Raphson	400.	500.	-75.	25.	93.	113.	203.	-409.	239.	300.	401.	149.
ORGANON Newton-Raphson	400.0	500.0	-75.0	25.0	92.9	113.4	202.9	-409.2	239.2	300.0	400.9	148.6
ORGANON FPDS	400.0	500.0	-75.0	25.0	92.9	113.4	202.9	-409.2	239.2	300.0	400.9	148.6

A Tabela D-7 apresenta os fluxos de potência reativa nos ramos do sistema obtidos pelos três métodos para uma potência reativa na barra 8 é igual a 110 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais.

Tabela D-7 – Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 110 Mvar

Programas	Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema (Mvar)											
	1-6	2-7	3-9	4-10	5-6	5-8	5-10	5-11	6-8	7-8	8-9	9-10
ANAREDE Newton-Raphson	87.	165.	42.	81.	-176.	-153.	-67.	396.	-72.	54.	-32.	-4.
ORGANON Newton-Raphson	87.0	165.0	42.0	81.0	-176.3	-153.0	-67.1	396.4	-72.3	54.2	-32.1	-4.0
ORGANON FPDS	87.0	165.0	42.0	81.0	-176.3	-153.0	-67.1	396.4	-72.3	54.2	-32.1	-4.0

A Tabela D-8 mostra os valores de potência ativa e reativa na swing do sistema obtidos pelos três métodos quando a potência reativa na barra 8 é igual a 110 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais e a swing está consumindo potência reativa.

Tabela D-8 – Geração de Potência Ativa e Reativa na Swing do Sistema – Q8 = 110 Mvar

Programas	Geração na Swing (Barra 11)	
	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
ANAREDE Newton-Raphson	413.3	-247.1
ORGANON Newton-Raphson	413.31	-247.38
ORGANON FPDS	413.31	-247.39

Quando a potência reativa na barra 8 é igual a 122 Mvar os três métodos conseguem convergir, ou seja, encontram uma solução para o problema de fluxo de potência. A Tabela D-9 apresenta as tensões das barras do sistema obtidas pelos três métodos para uma potência reativa

na barra 8 é igual a 122 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais e as tensões são maiores que as da Tabela D-5.

Tabela D-9 – Tensões das Barras do Sistema – Q8 = 122 Mvar

Programas	Tensões das Barras (pu °)											
	Barra 1		Barra 2		Barra 3		Barra 4		Barra 5		Barra 6	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
ANAREDE Newton- Raphson	1.423	-9.1	1.438	-7.2	1.392	-25.0	1.393	-23.8	1.328	-17.6	1.361	-18.5
ORGANON Newton- Raphson	1.423	-9.1	1.437	-7.2	1.391	-25.0	1.392	-23.8	1.328	-17.6	1.361	-18.5
ORGANON FPDS	1.423	-9.3	1.437	-7.4	1.391	-25.2	1.392	-24.1	1.328	-17.8	1.361	-18.7

Programas	Tensões das Barras (pu °)									
	Barra 7		Barra 8		Barra 9		Barra 10		Barra 11	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
ANAREDE Newton- Raphson	1.391	-14.4	1.364	-18.9	1.365	-22.7	1.362	-24.1	1.040	0.0
ORGANON Newton- Raphson	1.391	-14.4	1.364	-18.8	1.365	-22.7	1.362	-24.1	1.040	0.0
ORGANON FPDS	1.391	-14.6	1.364	-19.1	1.365	-22.9	1.362	-24.4	1.040	-0.2

Na Tabela D-10, são mostrados os fluxos de potência ativa nos ramos do sistema obtidos pelos três métodos quando a potência reativa na barra 8 é igual a 122 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais.

Tabela D-10 – Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 122 Mvar

Programas	Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema (MW)											
	1-6	2-7	3-9	4-10	5-6	5-8	5-10	5-11	6-8	7-8	8-9	9-10
ANAREDE Newton- Raphson	400.	500.	-75.	25.	93.	113.	203.	-409.	239.	300.	401.	149.
ORGANON Newton- Raphson	400.0	500.0	-75.0	25.0	92.8	113.5	202.7	-409.0	239.2	300.0	400.9	148.8
ORGANON FPDS	400.0	500.0	-75.0	25.0	92.8	113.5	202.7	-409.0	239.2	300.0	401.0	148.8

A Tabela D-11 apresenta os fluxos de potência reativa nos ramos do sistema obtidos pelos três métodos para uma potência reativa na barra 8 é igual a 122 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais.

Tabela D-11 – Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 122 Mvar

Programas	Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema (Mvar)											
	1-6	2-7	3-9	4-10	5-6	5-8	5-10	5-11	6-8	7-8	8-9	9-10
ANAREDE Newton-Raphson	87.	165.	42.	81.	-187.	-163.	-71.	420.	-79.	56.	-33.	-3.
ORGANON Newton-Raphson	87.0	165.0	42.0	81.0	-186.6	-162.4	-70.6	419.6	-78.8	55.9	-32.5	-3.2
ORGANON FPDS	87.0	165.0	42.0	81.0	-186.6	-162.4	-70.6	419.6	-78.8	55.9	-32.6	-3.2

A Tabela D-12 mostra os valores de potência ativa e reativa na swing do sistema obtidos pelos três métodos quando a potência reativa na barra 8 é igual a 122 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais e a swing está consumindo potência reativa.

Tabela D-12 – Geração de Potência Ativa e Reativa na Swing do Sistema – Q8 = 122 Mvar

Programas	Geração na Swing (Barra 11)	
	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
ANAREDE Newton-Raphson	413.3	-264.4
ORGANON Newton-Raphson	413.28	-264.21
ORGANON FPDS	413.28	-264.20

Quando a potência reativa na barra 8 é igual a 130 Mvar os três métodos conseguem convergir, ou seja, encontram uma solução para o problema de fluxo de potência. A Tabela D-13 apresenta as tensões das barras do sistema obtidas pelos três métodos para uma potência reativa na barra 8 é igual a 130 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais e as tensões são maiores que as da Tabela D-9.

Tabela D-13 – Tensões das Barras do Sistema – Q8 = 130 Mvar

Programas	Tensões das Barras (pu °)											
	Barra 1		Barra 2		Barra 3		Barra 4		Barra 5		Barra 6	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
ANAREDE Newton-Raphson	1.434	-9.1	1.449	-7.2	1.402	-24.8	1.403	-23.6	1.338	-17.5	1.372	-18.3
ORGANON Newton-Raphson	1.434	-9.1	1.449	-7.2	1.402	-24.8	1.403	-23.6	1.338	-17.5	1.372	-18.3
ORGANON FPDS	1.434	-9.3	1.449	-7.5	1.402	-25.0	1.403	-23.8	1.338	-17.7	1.372	-18.6

Programas	Tensões das Barras (pu °)									
	Barra 7		Barra 8		Barra 9		Barra 10		Barra 11	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
ANAREDE Newton-Raphson	1.403	-14.3	1.375	-18.7	1.376	-22.5	1.373	-23.9	1.040	0.0
ORGANON Newton-Raphson	1.402	-14.3	1.375	-18.7	1.376	-22.5	1.373	-23.9	1.040	0.0
ORGANON FPDS	1.402	-14.5	1.375	-18.9	1.376	-22.7	1.373	-24.1	1.040	-0.2

Na Tabela D-14, são mostrados os fluxos de potência ativa nos ramos do sistema obtidos pelos três métodos quando a potência reativa na barra 8 é igual a 130 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais.

Tabela D-14 – Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 130 Mvar

Programas	Fluxos de Potência Ativa nos Ramos do Sistema (MW)											
	1-6	2-7	3-9	4-10	5-6	5-8	5-10	5-11	6-8	7-8	8-9	9-10
ANAREDE Newton-Raphson	400.	500.	-75.	25.	93.	114.	203.	-409.	239.	300.	401.	149.
ORGANON Newton-Raphson	400.0	500.0	-75.0	25.0	92.8	113.5	202.6	-408.9	239.2	300.0	401.0	148.9
ORGANON FPDS	400.0	500.0	-75.0	25.0	92.8	113.5	202.6	-408.9	239.2	300.0	401.0	148.9

A Tabela D-15 apresenta os fluxos de potência reativa nos ramos do sistema obtidos pelos três métodos para uma potência reativa na barra 8 é igual a 130 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais.

Tabela D-15 – Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema – Q8 = 130 Mvar

Programas	Fluxos de Potência Reativa nos Ramos do Sistema (Mvar)											
	1-6	2-7	3-9	4-10	5-6	5-8	5-10	5-11	6-8	7-8	8-9	9-10
ANAREDE Newton-Raphson	87.	165.	42.	81.	-193.	-169.	-73.	435.	-83.	57.	-33.	-3.
ORGANON Newton-Raphson	87.0	165.0	42.0	81.0	-193.4	-168.6	-72.8	434.7	-83.1	56.9	-32.8	-2.6
ORGANON FPDS	87.0	165.0	42.0	81.0	-193.4	-168.6	-72.8	434.7	-83.1	56.9	-32.8	-2.6

A Tabela D-16 mostra os valores de potência ativa e reativa na swing do sistema obtidos pelos três métodos quando a potência reativa na barra 8 é igual a 122 Mvar. Como se pode observar os resultados dos três métodos são praticamente iguais e a swing está consumindo potência reativa.

Tabela D-16 – Geração de Potência Ativa e Reativa na Swing do Sistema – Q8 = 130 Mvar

Programas	Geração na Swing (Barra 11)	
	Potência Ativa (MW)	Potência Reativa (Mvar)
ANAREDE Newton-Raphson	413.3	-275.1
ORGANON Newton-Raphson	413.27	-274.91
ORGANON FPDS	413.27	-274.91

Como se pode observar todos os três métodos encontraram solução independente do valor de potência reativa na barra 8. Esse sistema é mal condicionado quando se utiliza um

método convencional de Newton-Raphson para resolver o problema de fluxo de potência, Monticelli [5].

D.3. Dados de Entrada da Topologia do Sistema Scudder

O arquivo com os dados de entrada da topologia do sistema Scudder (arquivo com extensão *.pwf*), utilizado neste Anexo, é mostrado a seguir:

```
TITU
11 BARRAS-Scudder-Q8=123Mvar
DCTE
BASE 100.
TEPA .1
TEPR .1
VFLD 70.
ACIT      30
9999
DBAR
(No) O TB(  nome  )G( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)( Bc)( Pl)( Ql)( Sh)(A)(Vf)
1   A 0 BARRA-----1  1.  0.                -400. -87.      11000
2   A 0 BARRA-----2  1.  0.                -500.-165.     11000
3   A 0 BARRA-----3  1.  0.                 75. -42.      11000
4   A 0 BARRA-----4  1.  0.                -25.  -81.      11000
5   A 0 BARRA-----5  1.  0.                250.  11.      11000
6   A 0 BARRA-----6  1.  0.                200.  42.      11000
7   A 0 BARRA-----7  1.  0.                250.-123.     11000
8   A 0 BARRA-----8  1.  0.                 175.   3.      11000
9   A 0 BARRA-----9  1.  0.                 375.  59.      11000
10  A 0 BARRA-----10 1.  0.                1040  0.      11000
11  A 2 BARRA-----11 1040 0.                11000
9999
(
DLIN
(De) O  (Pa)NcEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)( Bc)(Cn)(Ce)Ns
1   A 6   1    .4  8.    35.
2   A 7   1    .0  5.    0.
3   A 9   1    .5 10.    0.
4   A 10  1    .3  5.    2.
5   A 6   1    .1 2.7   21.4
5   A 8   1    .08 3.3   18.1
5   A 10  1    .5 10.    30.
5   A 11  1    .2 10.    40.
6   A 8   1    .022 0.5   2.2
7   A 8   1    .3  5.    14.
8   A 9   1    .23 3.08   11.22
9   A 10  1    .12 3.2    12.84
9999
DARE
1           Areal
9999
FIM
```

* * *

ORGANON Acadêmico e Arquivos do ANEXO A

O CD em apenso contém todos os arquivos mostrados no ANEXO A e uma versão acadêmica do ORGANON (20 barras), gentilmente cedida pelo Dr. J. L. A. Jardim, para uso não comercial livre, em atividades de pesquisa. Os resultados desta Dissertação foram obtidos com a versão completa do ORGANON, Versão 1.3.8 – Fev 2008, utilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS. Portanto, o processamento dos arquivos do ANEXO A com a versão acadêmica poderá apresentar diferenças em relação aos resultados apresentados na Dissertação.

A versão acadêmica tem um limite de 20 barras, mas o professor que quiser uma versão com limite de 120 barras poderá solicitar o upgrade enviando um e-mail para organon@cox.net, conforme descrito no arquivo Readme.txt que faz parte da instalação. Esta versão será personalizada, ou seja, terá o nome da instituição solicitante. Todos que solicitarem serão atendidos.

Em breve, o ORGANON terá uma página na Internet (<http://members.cox.net/organon>).

* * *

Referências Bibliográficas

- [1] JARDIM, J. L. A., *Manual of ORGANON - User Guide*, Vol. 1, Version 1.2, 2006.
- [2] JARDIM, J. L. A., *Manual of ORGANON - Dynamic Models Reference*, Vol. 2, Version 1.2, 2006.
- [3] JARDIM, J. L. A., *Manual of ORGANON - Introduction Methodology*, Vol. 3, Version 1.1, 2005.
- [4] ANDERSON, P. M. and FOUAD, A. A., *Power System Control and Stability*, IEEE Power Systems Engineering Series, Revised Printing, 1977.
- [5] MONTICELLI, A. J., *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Edgard Blücher, 1983.
- [6] MONTICELLI, A. J e GARCIA, A., *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*, Unicamp, 2000.
- [7] STEVENSON Jr, W. D., *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*, McGraw Hill do Brasil, 1974.
- [8] ELGERD, O. I., *Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica*, McGraw Hill do Brasil, 1981.
- [9] DOTTA, D., *Modelagem e Implementação de Aplicações Usando uma Base Computacional Orientada a Objetos para Sistemas de Energia Elétrica*, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Santa Catarina, UFSC, 2003.
- [10] TIBÚRCIO, J. C., *Análise de Sistemas de Potência II*, Notas de Aula da Disciplina Análise de Sistemas de Potência, ministrada no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Itajubá, EFEI, s. d..
- [11] FERRAZ, J. C. R., MARTINS, N., PINTO, H. J. C. P. e FALCÃO, D. M., *Fluxo de Potência Continuado e Análise Modal na Avaliação e Melhoria da Estabilidade de Tensão do Sistema Sul-Sudeste*, VII SEPOPE, Curitiba, PR, BR, Maio de 2000.
- [12] FERRAZ, J. C. R., *Fluxo de Potência Continuado e Análise Modal na Avaliação da Estabilidade de Tensão de Sistemas de Grande Porte*, Dissertação de Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, 1998.

- [13] SOUZA, A. C. Z., HONÓRIO, L. M., CARPINTEIRO, O. A. S. e DELBONI, L., *Método da Continuação Considerando Retirada de Sobrecarga em Linhas de Transmissão*, Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento entre UNIFEI/FUPAI e CTEEP, São Paulo, SP, BR, 2003.
- [14] FERREIRA, C. A. e COSTA, V. M., *Controle de Tensão no Fluxo de Potência Continuada – Modelagens e Efeitos na Estabilidade de Tensão*, Revista Controle & Automação, Vol. 15, No. 4, pp: 459-466, Outubro, Novembro e Dezembro de 2004.
- [15] AJJARAPU, V. and CHRISTY, C., *The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis*, IEEE PICA, pp: 304-311, May 1991.
- [16] FRANCISCO, G. S., *Avaliação de Ferramentas de Análise de Estabilidade de Tensão*, Dissertação de Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica, Itajubá, UNIFEI, 2005.
- [17] GALLOWAY, R. H., TAYLOR, J., HOGG, W. D. and SCOTT, M., *New Approach to Power-System Load-Flow Analysis in a Digital Computer*, Proc. IEE, Vol. 117, No. 1, pp: 165-169, January 1970.
- [18] JARDIM, J. L. A. and STOTT, B., *Synthetic Dynamics Power Flow*, IEEE - General Meeting, San Francisco, CA, USA, June 2005.
- [19] JARDIM, J. L. A., TAKAHATA, A. Y., TARANTO, G. N. e SCHILLING, M. T., *Fluxo de Potência Robusto: Formulação Dinâmica Sintética*, XVIII SNPTEE, Curitiba, PR, BR, Outubro de 2005.
- [20] LAMBERT, J. D., *Numerical Methods for Ordinary Differential Systems: The Initial Value Problem*, Wiley, 1991.
- [21] JARDIM, J. L., *Utilização de Ferramentas de Simulação Dinâmica de Longa Duração na Análise de Fenômenos de Colapso de Tensão e no Treinamento de Operadores*, SNPTEE, Belém, PA, BR, 1997.
- [22] BURDEN, R. L. and FAIRES, J. D., *Numerical Analysis*, PWS-KENT Publishing Company, 1989.
- [23] STOTT, B., *Power System Dynamic Response Calculations*, Proceedings of the IEEE, Vol. 67, No. 2, February 1979.
- [24] ASTIC, J. Y., BIHAIN, A. and JEROSOLIMSKI, M., *The mixed Adams - BDF Variable Step Size Algorithm to Simulate Transient and Long Term Phenomena In Power Systems*, IEEE Trans. on PS, Vol. 9, No. 2, May 1994.
- [25] JARDIM, J. L., NETO, C. S., SANTOS, M. G. e GOMES, P., *ORGANON Um Sistema de Avaliação da Segurança Dinâmica de Sistemas de Potência*, Cinter - Ciclo Interno de Debates do ONS, Rio de Janeiro, RJ, BR, Novembro de 2003.
- [26] JARDIM, J. L., *Advances in Power System Transient Stability Assessment Using Transient Energy Function Methods*, Ph.D. Thesis, Imperial College of Science, Technology and Medicine, University of London, October 1994.

- [27] DAHL, J. M., *Cálculo de Índices de Segurança em Sistemas de Energia Elétrica Baseado em Simulação no Domínio do Tempo*, Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, PUC-Rio, 2006.
- [28] DE PRONY, Baron (Gaspard Riche), *Essai expérimental et analytique*, J. E. Polytech., Vol. 1, No. 2, pp: 24-76, 1795.
- [29] HILDEBRAND, F. B., *Introduction to Numerical Analysis*, Dover, 2nd edition, 1974.
- [30] MARPLE, S. L., *Digital Spectral Analysis with Applications*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, pp: 303-337, 1987.
- [31] HAUER, J. F., *Application of Prony Analysis to the Determination of Modal Content and Equivalent Models for Measured Power System Response*, IEEE Trans. on PWRs, Vol. 6, No. 3, pp: 1062-1068, August 1991.
- [32] TRUDNOWSKI, D. J., JOHNSON, J. M. and HAUER, J. F., *Making Prony Analysis More Accurate Using Multiple Signals*, IEEE Trans. on PS, Vol. 14, No. 1, pp: 226-231, February 1999.
- [33] SINGH, S., *Application of Prony Analysis to Characterize Pulsed Corona Reactor Measurements*, Dissertation of Master of Science in Electrical Engineering, Laramie, Wyoming, 2003.
- [34] HOLT, N. J. and ROBYN ANTILL, J., *Determining the Number of Terms in a Prony Algorithm Exponential Fit*, Mathematical Biosciences, Vol. 36, pp: 319-332, 1977.
- [35] KHAN, M., MACKISACK, M. S., OSBORNE, M. R. and SMYTH, G. K., *On the Consistency of Prony's Method and Related Algorithms*, Journal of Comput. Graph. Statistics, Vol. 1, pp: 329-349, 1992.
- [36] P421.5/D15 – Approved IEEE Recommended Practice for Excitation Systems for Power Stability Studies (Superseded by 421.5-2005), February 2005. Site: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?tp=&isnumber=4040145&arnumber=4040146&punumber=4040144.
- [37] CHAVES, S. B., *Modernização do Sistema de Excitação de uma Usina Hidroelétrica*, Projeto Final de Graduação, Departamento de Engenharia Elétrica, Niterói, UFF, 2005.
- [38] ONS, *Procedimentos de Rede – Módulo 23: Critérios para Estudos – Submódulo 23.3: Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos*, Rev. 2, 2007.
- [39] Manual do programa de Análise de Redes - ANAREDE (CEPEL), V08, Março 2005.
- [40] Manual do programa de Análise de Redes em t_{0+} - ANAT0 (CEPEL), V2.4-12/01, Dezembro 2001.

- [41] CASTRO, C. A. and BRAZ, L. M. C., *A New Approach to the Polar Newton Power Flow Using Step Size Optimization*, in 29th North American Power Symposium, Laramie, WY, USA, 1997.
- [42] CASTRO, C. A., BRAZ, L. M. C. and MURARI C. A. F., *A Critical Evaluation of Step Size Optimization Based Load Flow Methods*, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 1, pp: 202-207, February 2000.

* * *