

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

Felipe de Castro Brum Almeida

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE DISPOSITIVOS DE CONTROLE E
MODELAGEM DE CARGA A PARTIR DE REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA**

Juiz de Fora

2011

Felipe de Castro Brum Almeida

**Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle e Modelagem de Carga a Partir
de Regiões de Segurança Estática**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, área de concentração: Sistemas de Energia, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. José Luiz Resende Pereira, Ph.D.

Co-orientador: Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc.

Juiz de Fora

2011

Almeida, Felipe de Castro Brum.

Avaliação do desempenho dos dispositivos de controle e modelagem de carga a partir de regiões de segurança estática / Felipe de Castro Brum Almeida. – 2011.

195 f. : il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)–Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2011.

1. Sistemas elétricos de potência. 2. Engenharia elétrica. I. Título.

CDU 621.3.02

Felipe de Castro Brum Almeida

**Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle e Modelagem de Carga a Partir
de Regiões de Segurança Estática**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Sistemas de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 29 de Março de 2011.

BANCA EXAMINADORA

Prof. José Luiz Resende Pereira, Ph.D. (Orientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. João Alberto Passos Filho, D.Sc. (Co-orientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora

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

Dr. Ricardo Mota Henriques, D.Sc.
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.
Universidade Federal do Rio de Janeiro

*Dedico este trabalho à minha
família, eterna fonte de amor,
carinho e motivação.*

AGRADECIMENTOS

À Deus, por me conceder o dom da vida e me permitir realizar este trabalho.

À toda minha família, em especial aos meus pais João Batista e Zilene e ao meu irmão Renan, sempre muito presentes em todos os momentos da minha vida.

Aos professores João Alberto Passos Filho e José Luiz Rezende Pereira, pela excelência na orientação deste trabalho, bem como pela dedicação incessante e ensinamentos repassados, os quais foram essenciais tanto para a realização deste trabalho, como para minha formação profissional.

Aos doutores Néelson Martins e Ricardo Mota Henriques do CEPEL e ao Dr. Luiz Cláudio de Araújo Ferreira do ONS pelas importantes contribuições destinadas à este trabalho.

Aos colegas de mestrado, pelo companheirismo, incentivo e discussões técnicas durante todo este período.

À todos os meus amigos que caminham sempre ao meu lado desde os tempos de infância e certamente tem participação indireta neste trabalho.

Ao LABSPOT (Laboratório de Sistemas de Potência da Faculdade de Engenharia Elétrica) pelo suporte técnico que viabilizou a execução deste trabalho.

À CAPES e ao PPEE pelo apoio financeiro.

À todos que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo principal a avaliação do desempenho de dispositivos de controle e da modelagem da carga a partir de Regiões de Segurança Estática. Trata-se de uma importante ferramenta para avaliação da segurança de sistemas elétricos de potência, utilizadas tanto em ambiente *off-line* de planejamento da expansão e operação, quanto em tempo real nos centros de controle e operação (sistemas *on-line* VSA). Estas regiões são obtidas através de sucessivas soluções de casos de fluxo de potência e seu objetivo principal é verificar as condições de atendimento a carga (mercado) a partir de diversas condições de despacho da geração. Inicialmente, portanto, é apresentado de forma detalhada o processo de construção das Regiões de Segurança Estática, bem como os principais aspectos construtivos e considerações relevantes que podem influenciar de forma significativa a análise do desempenho do sistema.

Com este objetivo, foi desenvolvido um programa para construção automática das Regiões de Segurança Estática na plataforma MatLab[®]. Um ambiente de processamento paralelo, intrínseco ao próprio MatLab[®], foi utilizado com o intuito de aprimorar o desempenho computacional, o que permite a avaliação tanto de sistemas de pequeno porte, de valor tutorial, quanto de sistemas de médio/grande porte.

Numa segunda etapa, este trabalho objetiva avaliar o desempenho de importantes dispositivos de controle e modelagem de carga a partir da construção automática das Regiões de Segurança. Os dispositivos de controle avaliados são: (i) Controle Remoto de Tensão; (ii) Controle de Tensão por Bancos *Shunt* Chaveados Automaticamente; (iii) Controle Automático de Tensão por Transformadores tipo LTC (*Load Tap Changer*); (iv) Controle Secundário de Tensão. A influência da modelagem da carga na avaliação da segurança do sistema é investigada a partir dos modelos ZIP e motor de indução. Os resultados obtidos demonstram que a representação de dispositivos de controle e da modelagem da carga podem influenciar significativamente as Regiões de Segurança Estática de sistemas elétricos de potência.

Palavras-chave: Avaliação da Segurança de Tensão, Análise de Regime Permanente, Região de Segurança Estática, Dispositivos de Controle, Modelagem de Carga.

ABSTRACT

The main objective of this work is to evaluate the performance of control devices and load modelling through Static Security Regions. This is an important tool for security assessment of electric power systems, which can be used for both the operating environment (on-line systems VSA) and planning studies. These regions are obtained through successive power flow solutions and its main objective is to verify the steady-state security conditions from different configurations of generation dispatch for a given constant demand. Initially, the construction process of the Static Security Regions, as well as the key aspects of the construction and relevant considerations that may significantly impact the analysis of the system performance, is presented in detail.

In this sense, a program for automatic construction of the Static Security Regions have been developed using the MatLab[®] platform. An intrinsic parallel processing environment was used to improve the computational performance, which allowed the evaluation of a small tutorial system and medium/large scale systems.

As a second step, this work proposes the evaluation of the impact of important control devices and load modelling on the Static Security Regions construction. The control devices investigated are: *(i)* Remote Voltage Control; *(ii)* Shunt Devices with Automatic and Discrete Switching; *(iii)* Voltage Control by Automatic Load Tap Changing (LTC) Transformers; *(iv)* Secondary Voltage Control. The impact of load modelling is investigated through ZIP and induction motors models. The results obtained indicated that the representation of control devices and load modelling may significantly impact the Static Security Regions of the electrical power systems.

Keywords: Voltage Security Assessment, Steady-State Analysis, Static Security Region, Control Devices, Load Modelling.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Países com Sistema <i>On-line</i> DSA Implementado.....	25
Figura 2 – RSE (Meramente ilustrativa).....	30
Figura 3 – RSE: Nomograma do Plano G2xG3	31
Figura 4 – Divisão do SEP em Três Grupos Geradores	33
Figura 5 – Procedimento para Modificação no Perfil de Geração	34
Figura 6 – Definição das Regiões Exportadora (REXP) e Importadora (RIMP)	35
Figura 7 – Nomograma do Plano G2xG3.....	36
Figura 8 – Cálculo de FPI's: Exemplo	50
Figura 9 – Curva Limite de Tensão que Define a Região Segura (10 direções).....	56
Figura 10 – Fluxograma do Processo de Construção da RSE.....	57
Figura 11 – Tipos de Processamentos Adotados no Processo.....	61
Figura 12 – Esquema Genérico de CRT.....	66
Figura 13 – Esquema Genérico do CTBS	69
Figura 14 – Esquema Genérico do CLTC	71
Figura 15 – Esquema Genérico do CST	72
Figura 16 – Composição da Carga Total do Sistema	77
Figura 17 – Modelo de Regime Permanente para Motores de Indução	85
Figura 18 – Topologia do Sistema de 9 Barras	89
Figura 19 – Sistema 9 Barras: Ponto de Operação Inicial no Caso Base	92
Figura 20 – RSE do Sistema 9 Barras Vista do Plano G1xG2.....	93
Figura 21 – RSE do Sistema 9 Barras Vista do Plano G1xG3.....	93
Figura 22 – RSE do Sistema 9 Barras Vista do Plano G2xG3.....	94
Figura 23 – Curvas QV das Barras de Carga do Sistema 9 Barras	95
Figura 24 – Pontos de Operação Selecionados para Validação da Ferramenta.....	96
Figura 25 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 4 Direções.....	99

Figura 26 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 8 Direções.....	99
Figura 27 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 25 Direções.....	99
Figura 28 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 50 Direções.....	100
Figura 29 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 100 Direções.....	100
Figura 30 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 200 Direções.....	100
Figura 31 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 1000 Direções.....	101
Figura 32 – Curva de Carga Aplicada ao Sistema 9 Barras	106
Figura 33 – Nomograma G2xG3: Ponto 1 da Curva de Carga.....	107
Figura 34 – Nomograma G2xG3: Ponto 2 da Curva de Carga.....	107
Figura 35 – Barra 1 como sendo a Barra <i>Swing</i> (Nomograma G2xG3).....	110
Figura 36 – Barra <i>Swing</i> Adicionada junto a Barra 1 (Nomograma G2xG3)	110
Figura 37 – Barra <i>Swing</i> Adicionada junto a Barra 2 (Nomograma G2xG3)	111
Figura 38 – Barra <i>Swing</i> Adicionada junto a Barra 3 (Nomograma G2xG3)	112
Figura 39 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com CRT	114
Figura 40 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 sem CRT – Cenário II	116
Figura 41 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com CRT – Cenário II.....	116
Figura 42 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com CTBS.....	118
Figura 43 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelo de Carga P Constante	121
Figura 44 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelo de Carga I Constante.....	122
Figura 45 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelo de Carga Z Constante.....	122
Figura 46 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelagem de Carga de 10%	124
Figura 47 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelagem de Carga de 50%	125
Figura 48 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelagem de Carga de 90%	125
Figura 49 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Carga Reduzida e P Constante	126
Figura 50 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 – Cenário I (Sem Descontinuidade)	127
Figura 51 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 – Cenário IV (Sem Descontinuidade) ..	128
Figura 52 – Topologia do Sistema <i>New England</i>	129

Figura 53 – Topologia do Sistema <i>New England</i> Definidos os Três Grupos de Geração.....	131
Figura 54 – Sistema <i>New England</i> : Nomograma G1xG2	132
Figura 55 – Sistema <i>New England</i> : Nomograma G1xG3	133
Figura 56 – Sistema <i>New England</i> : Nomograma G2xG3	133
Figura 57 – Curvas QV de Algumas Barras de Carga do Sistema <i>New England</i>	134
Figura 58 – Nomograma G2xG3 – FPI's com Base na Capacidade Máxima.....	136
Figura 59 – Sistema <i>New England</i> : Nomograma G2xG3 com CRT.....	139
Figura 60 – Sistema <i>New England</i> : Nomograma G2xG3 com CTBS.....	141
Figura 61 – Sistema <i>New England</i> : Nomograma G2xG3 com CST	143
Figura 62 – Sistema <i>New England</i> : Nomograma G2xG3 com Modelo I Constante.....	144
Figura 63 – Sistema <i>New England</i> : Nomograma G2xG3 com Modelo Z Constante.....	145
Figura 64 – Sistema <i>New England</i> : Plano G2xG3 com Modelagem de Carga de 20%	146
Figura 65 – Sistema <i>New England</i> : Plano G2xG3 com Modelagem de Carga de 60%	147
Figura 66 – Sistema <i>New England</i> : Plano G2xG3 com Modelagem de Carga de 80%	147
Figura 67 – Topologia do Sistema Interligado Sul-Sudeste (com as Bases de Tensão)	149
Figura 68 – Topologia do Sistema S/SE Brasileiro Definidos os Três Grupos de Geração...	151
Figura 69 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G1xG2	153
Figura 70 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G1xG3	153
Figura 71 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G2xG3	154
Figura 72 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G2xG3 com CRT.....	158
Figura 73 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G2xG3 com CLTC	160
Figura 74 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G2xG3 com CRT e CLTC.	161
Figura 75 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Modelo de Carga I Constante	162
Figura 76 – Sistema S/SE: Modelo de Carga I Constante ($V_0 = V$).....	164
Figura 77 – Sistema S/SE: Modelo de Carga Z Constante ($V_0 = V$).....	164

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Definição das Regiões Exportadora e Importadora: Cenários Possíveis.....	38
Tabela 2 – Ajuste dos Parâmetros a e b e Modelos Correspondentes.....	81
Tabela 3 – Motores de Indução Típicos Disponíveis no Programa Utilizado.....	86
Tabela 4 – Geradores do Sistema 9 Barras.....	89
Tabela 5 – Cargas do Sistema 9 Barras.....	90
Tabela 6 – Divisão do Sistema 9 Barras.....	91
Tabela 7 – Resultado do Fluxo de Potência para o PO na Região Segura.....	97
Tabela 8 – Resultado do Fluxo de Potência para o PO na Região Insegura.....	97
Tabela 9 – Desempenho do Programa Computacional.....	103
Tabela 10 – Ganho Computacional em Relação ao Número de Núcleos.....	103
Tabela 11 – Aumento do Tempo Computacional em Relação ao Número de Direções.....	104
Tabela 12 – Estratégia Adotada para o CRT no 9 Barras.....	114
Tabela 13 – Esquema de CTBS para o Sistema 9 Barras.....	118
Tabela 14 – Novos Limites de Fluxo (Térmico) das LT's.....	120
Tabela 15 – Cenários de Modelagem das Cargas Tipo Motores de Indução.....	124
Tabela 16 – Geradores do Sistema <i>New England</i>	129
Tabela 17 – Cargas do Sistema <i>New England</i>	130
Tabela 18 – Divisão por Grupos Geradores do Sistema <i>New England</i>	131
Tabela 19 – Estratégia Adotada para o CRT no <i>New England</i>	138
Tabela 20 – Esquema de CTBS para o Sistema <i>New England</i>	140
Tabela 21 – Estratégia Adotada para o CST no <i>New England</i>	142
Tabela 22 – Cenários para Modelagem de Carga Tipo Motores de Indução.....	146
Tabela 23 – Geradores do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro.....	149
Tabela 24 – Cargas do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro.....	150
Tabela 25 – Divisão por Grupos Geradores do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro.....	151

Tabela 26 – Despacho dos Grupos Geradores no Ponto de Operação Inicial	155
Tabela 27 – Estratégia Adotada para o CRT no Equivalente S/SE Brasileiro	158
Tabela 28 – Estratégia Adotada para a Aplicação do CLTC.....	159
Tabela 29 – Estratégia Adotada para a Aplicação em Conjunto do CLTC e CRT	161
Tabela 30 – Dados de Barra do Sistema 9 Barras	177
Tabela 31 – Limites de Tensão nas Barras do Sistema 9 Barras.....	178
Tabela 32 – Dados de Geração do Sistema 9 Barras.....	178
Tabela 33 – Dados das LT's do Sistema 9 Barras.....	179
Tabela 34 – Dados dos Transformadores do Sistema 9 Barras	179
Tabela 35 – Ponto de Operação para Análise das Curvas QV no 9 Barras.....	179
Tabela 36 – Dados de Barra do Sistema 9 Barras - Ponto 1 da Curva de Carga.....	181
Tabela 37 – Dados de Barra do Sistema 9 Barras - Ponto 2 da Curva de Carga.....	181
Tabela 38 – Dados de Barra do Sistema <i>New England</i>	182
Tabela 39 – Limites de Tensão nas Barras do Sistema <i>New England</i>	183
Tabela 40 – Dados de Geração do Sistema <i>New England</i>	184
Tabela 41 – Dados das LT's do Sistema <i>New England</i>	185
Tabela 42 – Dados dos Transformadores do Sistema <i>New England</i>	186
Tabela 43 – Ponto de Operação para Análise das Curvas QV no <i>New England</i>	187
Tabela 44 – Dados de Barra do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro.....	189
Tabela 45 – Limites de Tensão nas Barras do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro	190
Tabela 46 – Dados de Geração do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro	191
Tabela 47 – Dados das LT's do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro	191
Tabela 48 – Dados dos Transformadores de <i>Tap Fixo</i>	193
Tabela 49 – Dados dos Transformadores de <i>Tap Variável (LTC)</i>	194
Tabela 50 – Dados dos Compensadores Série.....	194

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEP	Sistema Elétrico de Potência
DSA	<i>Dynamic Security Assessment</i>
TSA	<i>Transient Security Assessment</i>
SSA	<i>Small Signal Stability Assessment</i>
VSA	<i>Voltage Security Assessment</i>
RSE	Região de Segurança Estática
LTC	<i>Load Tap Changer</i>
LT	Linha de Transmissão
REXP	Região Exportadora
RIMP	Região Importadora
CRT	Controle Remoto de Tensão
CTBS	Controle de Tensão por Bancos <i>Shunt</i>
CLTC	Controle de Tensão por Transformadores tipo LTC
CST	Controle Secundário de Tensão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	18
1.2	CONFIABILIDADE, SEGURANÇA E ESTABILIDADE	20
1.3	AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	22
1.4	MOTIVAÇÃO E OBJETIVO	25
1.5	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO	26
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	27
2	REGIÃO DE SEGURANÇA ESTÁTICA	29
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS: SISTEMAS <i>ON-LINE</i> VSA	29
2.2	DEFINIÇÃO E CARACTERÍSTICAS	30
2.3	PROCESSO DE CONSTRUÇÃO	32
2.3.1	Etapa I: Divisão do SEP em Três Grupos de Geração	32
2.3.2	Etapa II: Definição das Regiões Exportadora e Importadora	35
2.3.3	Etapa III: Cálculo dos Fatores de Participação	39
2.3.3.1	Fatores de Participação por Grupo de Geração (FPG's)	39
2.3.3.2	Fatores de Participação Individuais (FPI's)	47
2.3.4	Etapa IV: Implementação Gráfica da RSE	52
2.4	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	58
2.4.1	Validação da Paralelização do Problema	59
2.4.2	Arquitetura do Processamento Paralelo via MatLab	59
2.4.3	Processamento Paralelo Aplicado à RSE	60
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	62
3	DISPOSITIVOS DE CONTROLE	63
3.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	63
3.2	CONTROLE REMOTO DE TENSÃO	65
3.2.1	Considerações Gerais	65
3.2.2	Controle Remoto de Tensão x Segurança Operacional	67
3.3	CONTROLE POR BANCOS <i>SHUNT</i> CHAVEADOS AUTOMATICAMENTE ...	67
3.3.1	Considerações Gerais	67

3.3.2	Chaveamento Automático de Bancos Shunt x Segurança Operacional	69
3.4	CONTROLE DE TENSÃO POR TRANSFORMADORES DO TIPO LTC	70
3.4.1	Considerações Gerais	70
3.4.2	Controle de Tensão por Transformadores LTC's x Segurança Operacional	71
3.5	CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO	72
3.5.1	Considerações Gerais	72
3.5.2	Controle Secundário de Tensão x Segurança Operacional	73
3.6	COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE CONTROLE	73
3.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	75
4	MODELAGEM DE CARGA	76
4.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	76
4.2	MODELAGEM DE CARGA E A SEGURANÇA DE TENSÃO	78
4.3	MODELO POLINOMIAL (ZIP)	80
4.4	MODELO PARA MOTORES DE INDUÇÃO	83
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	87
5	RESULTADOS	88
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	88
5.2	SISTEMA 9 BARRAS	88
5.2.1	RSE do Sistema 9 Barras	90
5.2.1.1	Influência do Número de Direções	98
5.2.1.2	Desempenho do Programa Computacional	102
5.2.1.3	Modificação na Carga Total do Sistema	105
5.2.1.4	Influência da Barra <i>Swing</i>	108
5.2.1.5	Influência do Tipo de Cálculo do Fator de Participação Individual	113
5.2.2	Dispositivos de Controle Aplicados ao Sistema 9 Barras	113
5.2.2.1	Controle Remoto de Tensão	113
5.2.2.2	Controle de Tensão por Bancos <i>Shunt</i> Chaveados Automaticamente	117
5.2.3	Modelagem de Carga Aplicada ao Sistema 9 Barras	120
5.2.3.1	Modelo de Carga ZIP	120
5.2.3.2	Modelo de Carga Tipo Motor de Indução	123
5.3	SISTEMA <i>NEW ENGLAND</i>	128
5.3.1	RSE do Sistema <i>New England</i>	131

5.3.1.1	Influência do Tipo de Cálculo do Fator de Participação.	135
5.3.2	Dispositivos de Controle Aplicados ao Sistema <i>New England</i>	138
5.3.2.1	Controle Remoto de Tensão	138
5.3.2.2	Controle de Tensão por Bancos <i>Shunt</i> Chaveados Automaticamente	140
5.3.2.3	Controle Secundário de Tensão.....	142
5.3.3	Modelagem de Carga Aplicada ao Sistema <i>New England</i>	143
5.3.3.1	Modelo de Carga ZIP	143
5.3.3.2	Modelo de Carga Tipo Motor de Indução	145
5.4	SISTEMA EQUIVALENTE SUL-SUDESTE BRASILEIRO.....	148
5.4.1	RSE do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro	150
5.4.2	Dispositivos de Controle Aplicados ao Sistema Equivalente S/SE	157
5.4.2.1	Controle Remoto de Tensão	157
5.4.2.2	Controle de Tensão por Transformadores LTC	159
5.4.3	Modelagem de Carga ZIP Aplicada ao Sistema Equivalente S/SE Brasileiro.....	162
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	165
6	CONCLUSÕES	166
6.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	166
6.2	TRABALHOS FUTUROS.....	168
	REFERÊNCIAS	169
	ANEXO A DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA 9 BARRAS	177
A.1	DADOS DE ENTRADA I.....	177
A.1.1	Dados de Barra	177
A.1.2	Dados de Geração	178
A.1.3	Dados das Linhas de Transmissão/ Transformadores	178
A.2	DADOS DE ENTRADA II	179
A.3	DADOS DE ENTRADA III	180
A.3.1	Dados de Barra	180
	ANEXO B DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA <i>NEW ENGLAND</i>	182
B.1	DADOS DE ENTRADA I.....	182
B.1.1	Dados de Barra.....	182

B.1.2	Dados de Geração	184
B.1.3	Dados das Linhas de Transmissão/ Transformadores.....	184
B.2	DADOS DE ENTRADA II.....	187
ANEXO C DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA EQUIVALENTE S/SE.....		189
C.1	DADOS DE ENTRADA I.....	189
C.1.1	Dados de Barra.....	189
C.1.2	Dados de Geração	191
C.1.3	Dados das Linhas de Transmissão/ Transformadores.....	191
C.1.4	Dados dos Compensadores Série	194

1 Introdução

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A atual conjuntura dos cenários internacionais de energia elétrica revela uma inevitabilidade em incumbir os Sistemas Elétricos de Potência (SEP's) modernos de fornecer sustentabilidade técnica e econômica para o desenvolvimento equilibrado do setor energético de um país. Inseridos num ambiente caracterizado por relações comerciais e incertezas de mercado, os SEP's são frequentemente expostos a complexos desafios em todos os segmentos que os compõem (geração, transmissão e distribuição), o que requer estudos pormenorizados de planejamento e operação.

No setor de geração, dentre políticas e diretrizes adotadas, destaca-se os anseios de diversos países pelo desenvolvimento sustentável, no sentido de expandir a atividade de produção de energia a partir de fontes renováveis (hidrelétrica, eólica, solar, biomassa, etc) e aplicar estratégias de busca por eficiência energética no lado da demanda, atentando-se para a preservação do meio ambiente. De fato, o aumento expressivo e ininterrupto do consumo de energia em âmbito mundial traz à tona uma necessidade iminente de formulação e implantação de estratégias e incentivos de governo para impulsionar a expansão equilibrada da oferta (ANEEL, 2008).

Embutidas neste contexto estão as redes de transmissão de energia elétrica. Elevar a capacidade produtiva em prol do reequilíbrio entre oferta e demanda, implica na adequação da infra-estrutura de transmissão. Em muitos países, geralmente, uma política de expansão se torna imprescindível, uma vez que as linhas de transmissão existentes tendem a operar próximo aos limites operacionais, comprometendo a segurança do sistema elétrico. De fato, diante dos novos requerimentos de um mercado de energia cada vez mais competitivo, descentralizado, e com política de livre acesso ao sistema de transmissão, os circuitos são postos a operar sob eficiência máxima, visando maximização dos lucros. Alguns países, contudo, se deparam atualmente com problemas para expandir em proporção satisfatória tanto

o sistema de transmissão quanto o de geração de energia em virtude de complicadores como restrições econômicas e/ou regulatórias. Por esse motivo, algumas linhas recebem, muitas vezes, a função inadequada de transportar blocos de energia acima da qual foi originalmente planejada, processo que impacta imediata e negativamente na segurança operacional do sistema, pois com um nível de carregamento mais elevado nos circuitos, a margem de segurança de tensão sofre diminuição considerável.

Tendo em vista as dificuldades de expansão de um SEP, uma alternativa eficaz para acompanhar a constante ascensão do consumo de energia na sociedade moderna diz respeito ao aumento no número de interligações entre diferentes SEP's, inicialmente isolados, dentro do território nacional, ou até mesmo entre SEP's de países vizinhos, objetivando o intercâmbio de energia entre eles. Em linhas gerais, os sistemas interligados são vantajosos na medida em que contemplam maior energia firme¹ e aumentam tanto os recursos energéticos para otimização da operação, quanto a confiabilidade no fornecimento de energia devido a possibilidade de intercâmbio entre os subsistemas, mediante compra e venda de energia. Em contrapartida, as interligações necessitam de uma rede de transmissão robusta e, além disso, comprometem a operação coordenada do sistema, tornando-a mais complexa uma vez que propiciam a existência de fluxos paralelos nos circuitos, variação frequente dos níveis de tensão nas barras do sistema, e maior dependência dos sistemas de controle e proteção (KUNDUR, 1994).

Sabe-se, entretanto, que atender aos requisitos do mercado de forma confiável a custos mínimos não é uma tarefa trivial do ponto de vista operacional. O aumento global do consumo, o crescimento contínuo das interligações, os congestionamentos nos circuitos, a expansão insuficiente dos sistemas de transmissão, juntamente com o uso de novas tecnologias e controles, implicam na alteração das condições de operação de um SEP, bem como na disseminação de novas fontes de distúrbios. Somados, todos estes fatores contribuem para a diminuição da robustez de um sistema, haja vista o aumento das incertezas e o grande número de variáveis envolvidas. Como consequência, os SEP's passam a operar nas proximidades de seus limites de segurança, tornando-os sujeitos a falhas operacionais e/ou a danos físicos de seus equipamentos, com perdas econômicas associadas. Em outras palavras,

¹ Máxima produção contínua de energia que pode ser obtida supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio onde ela está instalada.

o cenário atual dos sistemas de potência é marcado pela tendência natural de redução dos níveis de segurança a patamares muitas vezes inaceitáveis.

Portanto, para alcançar um desempenho adequado e satisfatório, os SEP's modernos dependem de um planejamento e monitoramento minucioso da sua operação, embasado em quatro premissas fundamentais, a saber: eficiência, qualidade, segurança e confiabilidade. Em suma, deseja-se que os sistemas de potência além de serem compatíveis com os requisitos de qualidade e eficiência exigidos pelo mercado, sejam capacitados para operar num nível de segurança apropriado, em defesa da confiabilidade máxima.

1.2 CONFIABILIDADE, SEGURANÇA E ESTABILIDADE

Os conceitos de confiabilidade, segurança e estabilidade de um SEP são aqui explicitados a fim de enaltecer suas principais diferenças para o perfeito entendimento dos propósitos desta dissertação.

De acordo com as definições recomendadas pela Força-Tarefa conjunta entre IEEE e CIGRE em (IEEE/CIGRE, 2004),

“confiabilidade de um SEP refere-se à probabilidade de operá-lo satisfatoriamente por um longo período de tempo. Está associada com a habilidade do sistema em suprir serviços de eletricidade adequadamente, com poucas interrupções num período de tempo estendido;”

“segurança de um SEP refere-se ao grau de risco na sua habilidade de sobreviver a distúrbios eminentes (contingências) sem interrupção de serviço ao consumidor em qualquer instante de tempo. Está relacionada com a robustez do sistema e, assim, depende tanto da condição de operação atual do sistema quanto das possíveis contingências decorrentes dos distúrbios aos quais estão sujeitos;”

“estabilidade de um SEP refere-se à continuação da sua operação após um distúrbio. Está relacionada com a condição de operação e com a natureza do distúrbio.”

Em (KUNDUR, 1994), a estabilidade de um SEP é definida, ainda, como “a propriedade que lhe permite permanecer em um estado de equilíbrio operacional sob condições normais de operação e para recuperar um estado aceitável de equilíbrio após ser submetido a perturbações”.

Apesar de parecerem semelhantes em suas definições e características, os três aspectos possuem diferenças consideráveis do ponto de vista prático. É possível, por exemplo, que um sistema seja considerado estável e inseguro ao mesmo tempo. Dois sistemas distintos podem ser considerados estáveis para uma dada condição de operação, porém, após serem submetidos a um distúrbio de mesma natureza, o fenômeno de instabilidade gera consequências severas somente para o sistema cuja robustez é precária, caracterizando-o como inseguro, apesar de estável no caso base. Um sistema robusto é capaz de operar num estado de equilíbrio mesmo após sofrer determinadas perturbações (KUNDUR, 1994). Se, ainda, este sistema é seguro na maior parte do tempo em que opera, ou seja, além de estável no caso base está apto para suportar quaisquer distúrbios aos quais pode ser submetido (perdas de linhas e transformadores, sobrecargas/danos nos equipamentos, violações de tensão nas barras, oscilações eletromecânicas entre geradores/áreas etc), pode-se então considerá-lo confiável.

Frente às tendências do mercado atual, juntamente com o aumento do número de distúrbios na rede em virtude do crescimento dos SEP's tanto em dimensão, quanto em complexidade, a segurança operacional torna-se cada vez mais comprometida. Por este motivo, a segurança passa a ser um foco fundamental nos estudos de planejamento e operação dos SEP's, visando a maximização da confiabilidade com sustentabilidade econômica. De fato, um baixo grau de segurança indica maior exposição a um ou mais tipos de instabilidade, dando margem para a ocorrência de blecautes totais ou parciais, frequentemente observados em diversos países desde a década de 20 (AIEE SUBCOMMITTEE, 1926; STEINMETZ, 1920), culminando em prejuízos sócio-econômicos consideráveis. Os blecautes mais recentes ocorridos em larga escala nos continentes americano e europeu, que afetaram os EUA e o Canadá em 14 de agosto de 2003, a cidade de Londres na Inglaterra em 28 de agosto de 2003, a Suécia e a Dinamarca em 23 de setembro de 2003 e a Itália em 28 de setembro de 2003 (ANDERSSON, 2005; MAKAROV, 2005; U.S.-CANADA, 2004), e ainda o que atingiu o Brasil em Novembro de 2009 (ANEEL/SFE, 2010), demonstram a vulnerabilidade dos sistemas interligados modernos, bem como as consequências sócio-econômicas catastróficas que os blecautes podem gerar. Destaca-se, portanto, a crescente preocupação, em âmbito mundial, com problemas relacionados à segurança e confiabilidade, despertando, assim, a necessidade de estudos mais aprofundados em ambos os temas.

1.3 AVALIAÇÃO DA SEGURANÇA DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

A necessidade eminente de se obter um grau de segurança elevado numa base contínua de tempo implica na fixação de dois objetivos como requisitos fundamentais, a saber:

- Planejamento pormenorizado do SEP (em estudos de expansão, operação, reconfiguração, manutenção etc), considerando-se a redução ou eliminação de possíveis problemas que venham a comprometer seu grau de segurança no futuro.
- Avaliação mais rigorosa da segurança do SEP, mediante investigação dos limites de segurança e monitoramento em tempo real da operação, atentando-se para as margens de segurança tanto em regime permanente, quanto em estado transitório, de tal forma que situações de operação próximas aos limites possam ser previstas o mais rápido possível e, então, evitadas.

A avaliação da segurança de um SEP pode ser realizada tomando um ponto de operação no caso base e simulando possíveis distúrbios (contingências). Assim, pode-se observar, posteriormente, se um distúrbio específico irá impactar negativamente na operação do sistema, causando, por exemplo, variações de tensão e frequência a patamares inaceitáveis, sobrecargas em equipamentos e perda de estabilidade, o que reduziria o nível de segurança do sistema, dando margem para interrupções no fornecimento de energia.

Historicamente, a avaliação da segurança e confiabilidade de SEP's tem sido conduzida em ambiente *off-line* durante os estudos de planejamento da operação do sistema, sob enfoque de técnicas estáticas e dinâmicas, cada qual com suas ferramentas inerentes (ASSIS, 2007). A avaliação *off-line* visa mensurar o risco de instabilidade e investigar a natureza do fenômeno resultante de perturbações que porventura se manifestem no sistema, seja de pequena ou de grande duração. Consiste tipicamente em utilizar ferramentas computacionais para analisar todos os tipos de estabilidade (de tensão, angular e de frequência) e averiguar se o cenário de operação vigente (pré e pós-distúrbio) é comprovadamente estável. Porém, ao transportar este conceito para um ambiente em tempo real, a trivialidade deixa de existir, uma vez que o monitoramento da operação e a estimação do risco de blecautes tornam-se tarefas complexas, apesar de extremamente importantes.

Em (SAVULESCU, 2009, p.23) os conceitos-chaves referentes a estabilidade para operação em tempo real são discutidos, assim como uma série de fatores e questionamentos

que vem à tona imediatamente quando a expressão “avaliação da segurança em tempo real” é abordada. A operação dos SEP’s modernos próxima aos limites de segurança evidencia a importância do monitoramento em tempo real, ou pelo menos *on-line*². Numa situação crítica de operação, onde há risco iminente de blecautes, avaliar a segurança do sistema em intervalos de tempo longos seria torná-lo extremamente vulnerável, pois uma instabilidade poderia se desenvolver a qualquer instante, levando o sistema ao colapso dentro de poucos segundos a alguns minutos, antes mesmo da próxima avaliação. Portanto, sabendo que todo sistema de potência está sujeito a diferentes formas de instabilidade e que as condições de operação se alteram continuamente, a única maneira para o prognóstico ser preciso e oportuno é exercendo o monitoramento em tempo-real (SAVULESCU, 2009, p.25). Dessa forma, os riscos são mensurados a todo instante, e em casos onde há uma instabilidade prevista, passa a ser possível efetuar os procedimentos de controle necessários para elevar as margens de segurança, antes do problema se manifestar.

Apesar de mais rigoroso e confiável, o monitoramento *on-line* traz consigo alguns impasses no que tange a sua execução. Manter o controle contínuo da segurança de um SEP requer a utilização de ferramentas estáticas e dinâmicas avançadas, capazes de computar de maneira eficiente todos os limites operacionais num intervalo de tempo inferior ao tempo previsto para a ocorrência da instabilidade. Isso implica num esforço computacional consideravelmente maior do que o requerido em ambiente *off-line*. Neste contexto, portanto, surge uma nova tendência mundial que diz respeito ao uso da tecnologia *on-line* DSA (do inglês *Dynamic Security Assessment*), a qual objetiva avaliar a segurança de sistemas de potência em tempo real.

De acordo com (MORISON, 2004a), *on-line* DSA se refere a “análise requerida para determinar se um SEP pode ou não satisfazer os critérios de confiabilidade e segurança, especificados tanto em regime permanente quanto em análise de transitórios, avaliando condições normais e contingências”. Ainda em (MORISON, 2004a) são demonstrados todos os principais componentes de um sistema *on-line* DSA, bem como sua estrutura operacional e diferenças em relação a avaliação da segurança em ambiente *off-line*. Em (MORISON, 2006b), tem-se todo o processo de implementação e aplicação desta tecnologia, embasado na experiência prática adquirida ao utilizá-la em sistemas de potência em todo o mundo. Adicionalmente, algumas características de projeto de um DSA também são explicitadas em

² Com entradas em tempo real, porém mais demorado que o processo em tempo real.

(JARDIM, 2004; MORISON, 2004b) incluindo suas funcionalidades, ferramentas, requisitos principais, arquitetura e exemplos de aplicação prática.

Os sistemas *on-line* DSA são compostos por diferentes ferramentas computacionais, tais como a Avaliação da Segurança Transitória (TSA – do inglês *Transient Security Assessment*), a Avaliação da Estabilidade a Pequenos Sinais (SSA – do inglês *Small Signal Stability Assessment*), a Avaliação da Segurança de Tensão (VSA – do inglês *Voltage Security Assessment*), dentre outras. Combinadas, fornecem uma base para avaliação completa da segurança do SEP, tanto para os estudos de planejamento em ambiente *off-line*, quanto para o monitoramento em tempo real (ou em intervalos de tempo consideravelmente pequenos). Algumas características e requerimentos computacionais de cada uma dessas ferramentas separadamente podem ser observados em (MORISON, 1999; 2006c). A referência (SAVULESCU, 2009, p.28) também exhibe uma breve descrição das diferentes técnicas de solução referentes às três ferramentas em questão.

Segundo (MORISON, 2006b), o ponto de partida para um projeto de um sistema *on-line* DSA é a definição dos objetivos de aplicação. Sabe-se que para avaliar a segurança de um SEP por completo é necessário investigar todas as formas de estabilidade, o que envolve análises estáticas e dinâmicas. Assim, problemas alvo como variações de tensão e frequência, transitórios eletromecânicos etc, são simultaneamente quantificados e estudados, caracterizando uma situação ideal. Evidentemente, uma avaliação completa requer um sistema computacional robusto e com rapidez suficiente para possibilitar tomadas de decisão rápidas nos centros de controle dos sistemas de potência. Porém, o desenvolvimento de ferramentas altamente sofisticadas, confiáveis e automatizadas, combinado com o desenvolvimento constante de *hardware* dos computadores impulsionam a disseminação da tecnologia DSA.

Embora os sistemas *on-line* DSA envolvam tecnologias recentes, seus conceitos e suas implementações já são bem difundidas, inclusive sob forma de produtos comerciais. Alguns dos países que já utilizam os sistemas *on-line* DSA são EUA, Itália, Japão, Canadá, Grécia, Arábia Saudita, África do Sul, Brasil dentre outros, conforme exibido na Figura 1 (MORISON, 2006c). Em (SAVULESCU, 2009) é mostrado uma série de aplicações práticas do sistema *on-line* DSA efetuadas com sucesso em alguns destes países, assim como em (AVILA-ROSALES, 2003; FRANCHI, 2003; JARDIM, 2006).



Figura 1 – Países com Sistema *On-line* DSA Implementado³

1.4 MOTIVAÇÃO E OBJETIVO

A estabilidade de sistemas de potência é um ramo da engenharia sob constante desafio, tendo-se em vista as diversas modificações introduzidas no cenário de energia elétrica. O problema de estabilidade de SEP's é ramificado em três categorias de acordo com a natureza do fenômeno, a saber: Estabilidade Angular, Estabilidade de Frequência e Estabilidade de Tensão (CUTSEM, 1998; IEEE/CIGRE, 2004; KUNDUR, 1994; TAYLOR, 1994). Como visto, um sistema *on-line* DSA se apresenta como uma tecnologia capaz de monitorar todas as formas de estabilidade existentes de forma contínua e eficiente, diminuindo os riscos de blecautes e, conseqüentemente, elevando ao máximo a confiabilidade operacional.

Tendo-se em mente que os sistemas de potência modernos têm operado com carregamento consideravelmente elevado (operação mais próxima ao ponto de colapso), os problemas relacionados com a segurança de tensão e incapacidade do sistema em manter as tensões nas barras dentro das faixas operativas após um distúrbio tornaram-se mais frequentes nas últimas décadas (ALVARADO, 1994; TAYLOR, 1994), sendo responsáveis por boa parte dos blecautes em todo o mundo. Assim, em prol de uma investigação minuciosa a respeito deste problema específico, este trabalho de dissertação tem como foco principal o estudo das ferramentas e aspectos relevantes envolvidos na tecnologia *on-line* VSA, cuja função

³ Fonte: (MORISON, 2006c)

exclusiva é permitir a avaliação da segurança de tensão e informar as condições de regime permanente de um SEP, tanto para estudos em ambiente *off-line*, quanto para a operação em tempo real. Especificamente, o primeiro objetivo é apresentar uma importante ferramenta de análise estática utilizada como base para os sistemas VSA denominada Região de Segurança Estática, bem como investigar todo seu processo de desenvolvimento, suas principais características e os aspectos que influenciam diretamente sua construção e análise.

Num segundo momento, a Região de Segurança Estática é tomada como ferramenta base para avaliar o desempenho de diferentes dispositivos de controle, comumente aplicados na prática em diversos SEP's em âmbito mundial e fundamentais para os estudos de segurança de tensão. Os dispositivos de controle avaliados são: (i) Controle Remoto de Tensão; (ii) Controle de Tensão por Bancos *Shunt* Chaveados Automaticamente; (iii) Controle de Tensão por Transformadores LTC; (iv) Controle Secundário de Tensão. Procura-se demonstrar a eficácia de cada um deles e investigar quais os principais aspectos que podem influenciar de forma significativa seus desempenhos, a partir da análise minuciosa das Regiões de Segurança Estática obtidas numa etapa antecedente, evidenciando, assim, a utilidade e praticidade desta ferramenta nas análises rápidas da segurança estática de um SEP.

Estudos de segurança de tensão e análise em regime permanente de um modo geral também requerem a modelagem estática adequada de cada componente do sistema, visando reproduzir fielmente seu comportamento real durante as simulações. Assim, numa terceira etapa, este trabalho de dissertação propõe a inspeção dos impactos da modelagem de carga nos SEP's por meio da visualização das Regiões de Segurança Estática, levando-se em consideração sua influência direta na avaliação da segurança de SEP's. Procura-se demonstrar o desempenho do sistema sob diferentes representações de carga com base no modelo polinomial (ZIP) e na modelagem das cargas tipo motor de indução, efetuando-se comparações e análises pertinentes.

1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO

Em decorrência da elaboração desta dissertação, os seguintes trabalhos foram aceitos para publicação:

- ALMEIDA, F. C. B.; PASSOS FILHO, J. A.; PEREIRA, J. L. R. **Controle Remoto de Tensão em Barras de Geração a Partir de Regiões de Segurança Estática.** IEEE/PES T&D 2010 Latin-American. São Paulo: 2010.
- ALMEIDA, F. C. B.; PASSOS FILHO, J. A.; PEREIRA, J. L. R.; MARCATO A. L. M.; OLIVEIRA E. J. de. **Assessment of the Generator Remote Voltage Control Scheme Through Static Security Regions.** IEEE/PES General Meeting. Detroit: July 2011.
- HENRIQUES, R. M.; PASSOS FILHO, J. A.; ALVES, F. R. M.; BARBOSA L. B.; GUIMARÃES, C. H. C.; TICOM, S. D.; ALMEIDA F. C. B. **Desenvolvimento de uma Ferramenta Automática para a Determinação da Máxima Transferência de Potência entre Áreas/Regiões em Regime Permanente.** XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE). Florianópolis: 2011.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este capítulo introdutório abordou o cenário atual dos sistemas de energia elétrica, os desafios encontrados pelos SEP's modernos, alguns conceitos básicos importantes para o perfeito entendimento deste trabalho, além de uma visão geral da tecnologia *on-line* DSA e o estado da arte, acompanhado de uma revisão bibliográfica ao longo do texto. Apresentou também a motivação deste trabalho, bem como seus objetivos.

O Capítulo 2 apresenta as definições e características de uma ferramenta para avaliação da segurança de tensão de sistemas elétricos de potência denominada Região de Segurança Estática, bem como um passo a passo de todo o processo de construção da mesma, considerando-se os principais aspectos envolvidos e considerações relevantes. É demonstrado, ainda, o programa computacional desenvolvido para obtenção automática das Regiões de Segurança Estática.

No Capítulo 3 são descritos alguns dispositivos de controle comumente utilizados que exercem funções de extrema importância dentro de um SEP, pois influenciam diretamente nas condições de operação do mesmo. Suas principais características e a relação com a segurança operacional são discutidas ao longo do capítulo. São investigados quatro dispositivos, a saber: (i) Controle Remoto de Tensão; (ii) Controle de Tensão por Bancos *Shunt* Chaveados

Automaticamente; (iii) Controle de Tensão por transformadores tipo LTC e (iv) Controle Secundário de Tensão.

O Capítulo 4 envolve aspectos acerca da teoria de modelagem de carga, prioritariamente a modelagem de cargas estáticas. São detalhados o modelo ZIP e o modelo de carga tipo motor de indução, incluindo as formas de representação e suas características inerentes, bem como os impactos causados nas condições de segurança de tensão de SEP's.

No Capítulo 5 são apresentadas as Regiões de Segurança Estática para um sistema elétrico de pequeno porte, de valor tutorial e outros dois sistemas de médio porte. Realiza-se, posteriormente, a avaliação do desempenho dos dispositivos de controle e modelagem de carga, discutidos no decorrer do trabalho, a partir dos resultados obtidos por meio da visualização e análise das Regiões de Segurança Estática. De modo complementar, destaca-se ao longo deste capítulo os principais fatores que influenciam no processo de construção e análise desta ferramenta.

O Capítulo 6 contém as conclusões julgadas pertinentes relacionadas ao tema sob estudo, bem como as considerações finais acerca dos resultados obtidos ao longo das simulações e sugestões para trabalhos futuros.

2 Região de Segurança Estática

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS: SISTEMAS *ON-LINE* VSA

Como aspectos principais, a instalação de um sistema *on-line* VSA num determinado SEP permite:

- Analisar a condição de segurança de um determinado ponto de operação, tanto sob condições normais (caso base), quanto após contingências;
- Calcular os limites de segurança do sistema, obtidos automaticamente mediante variação dos cenários de geração para atendimento a uma demanda pré-estabelecida, juntamente com a investigação de determinados critérios de segurança (perfil de tensão do sistema, margem de potência reativa dos geradores, dentre outros);
- Identificar a capacidade total de transmissão (TTC, do inglês *Total Transfer Capability*) entre regiões de interesse do sistema (grupos geradores e/ou sistemas interligados), tendo-se em vista a possibilidade de intercâmbios de energia;
- Prever problemas relacionados à instabilidade de tensão e, apesar deste presente trabalho não abordar esta questão, podem ainda ser utilizados para recomendar ações corretivas capazes de remover as violações de segurança pré e/ou pós-contingências identificadas (SAVULESCU, 2009).

Assim sendo, uma gama de aplicações pode ser identificada, tanto em ambiente *off-line*, nos estudos de planejamento da expansão e operação do sistema, quanto em tempo-real, nos centros de supervisão e controle de diversos países do mundo, como por exemplo nas referências (CHAVES, 2008; QUADROS, 2008; SANTOS, 2010; SILVA NETO, 2010; VOURNAS, 2003; YU, 2008).

Um sistema *on-line* VSA realiza a avaliação da segurança de tensão com base em técnicas estáticas que determinam o desempenho do sistema, como a solução do fluxo de

potência convencional, considerando-se a modelagem de dispositivos de controle e limites (MONTICELLI, 1983; PASSOS FILHO, 2000b), a análise de contingências em regime permanente e a utilização da ferramenta de cálculo da máxima transferência de potência entre regiões em regime permanente para obtenção dos limites de intercâmbio (BARBOSA, 2009). A ferramenta capaz de agregar todas estas técnicas estáticas, fornecer as soluções requeridas e reportar graficamente os resultados é denominada Região de Segurança Estática. Sua definição, as principais características e todo o processo de desenvolvimento são apresentados detalhadamente na seção subsequente.

2.2 DEFINIÇÃO E CARACTERÍSTICAS

A Região de Segurança Estática (RSE) é uma poderosa ferramenta para avaliação da segurança de tensão e condições de regime permanente de um SEP. Trata-se de um gráfico tridimensional que demonstra toda a região de operação segura de um sistema submetido a uma divisão em três grupos de geração, conforme ilustrado na Figura 2.

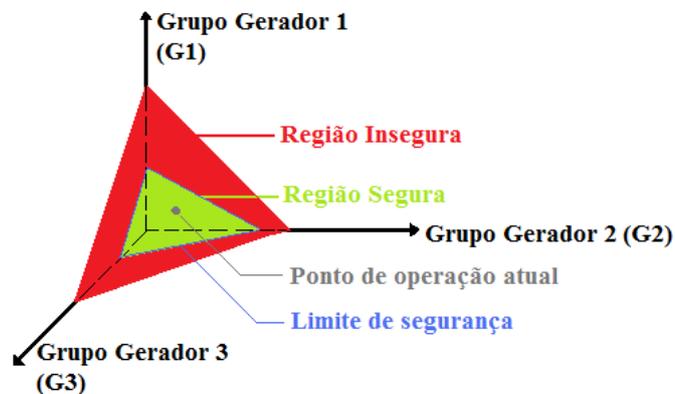


Figura 2 – RSE (Meramente ilustrativa)

A região de operação segura é delimitada por uma fronteira a partir da qual é caracterizada a violação de um ou mais limites de segurança pré-estabelecidos, tais como limites de tensão nas barras e limites térmicos das linhas de transmissão.

De posse desta ferramenta, torna-se possível efetuar o monitoramento da segurança estática do SEP por meio de inspeção visual. Basicamente, basta observar a “distância” entre o ponto de operação atual, que define a situação de despacho dos três grupos geradores pré-estabelecidos (dado um patamar de carga fixo), e as curvas indicativas dos limites de

segurança. Verificada uma situação em que este ponto situa-se dentro da fronteira (na região segura) tem-se caracterizada, obviamente, a operação com níveis de segurança apropriados, sem qualquer violação dos critérios de segurança adotados (tensões nas barras, limite de reativo dos geradores, limites de estabilidade de tensão, dentre outros). Por outro lado, um ponto de operação situado na região insegura indica um alerta de riscos para a segurança do sistema e possível blecaute como consequência mais severa. Esta análise gráfica, além de permitir a avaliação da segurança do ponto de operação atual (pré e pós-contingências), possibilita, também, observar os impactos resultantes da alteração no perfil de geração dos três grupos geradores selecionados para suprir a carga fixa, simulando todas as situações possíveis de transferência de potência entre eles.

Costuma-se representar este gráfico de três dimensões sob forma de nomogramas dos planos que o compõem, a fim de facilitar a análise gráfica. Em (SARMIENTO, 2009) é demonstrada a aplicação de nomogramas em problemas envolvendo segurança de tensão de SEP's. A Figura 3 ilustra, por exemplo, o plano G2xG3 do gráfico tridimensional apresentado anteriormente na Figura 2.

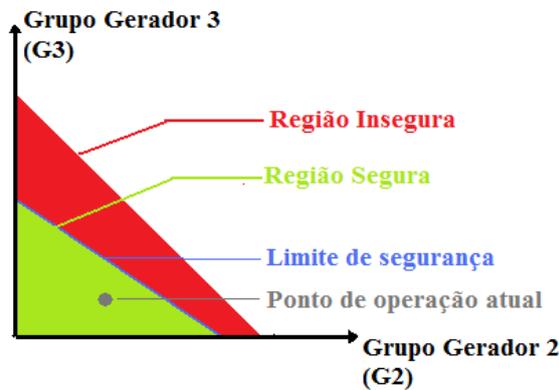


Figura 3 – RSE: Nomograma do Plano G2xG3

Em suma, a RSE permite:

- Visualizar os limites de segurança do sistema;
- Analisar a situação da segurança do ponto de operação vigente;
- Monitorar as condições de atendimento à carga (mercado) atual, a partir de diversas possibilidades de despacho dos três grupos selecionados.

2.3 PROCESSO DE CONSTRUÇÃO

O processo de construção de uma RSE pode ser dividido em quatro etapas, a saber:

- Divisão do SEP em três grupos de geração;
- Definição das regiões exportadora e importadora;
- Determinação dos fatores de participação;
- Implementação gráfica da RSE.

Para melhor elucidação, cada uma delas será investigada minuciosamente a seguir.

2.3.1 Etapa I: Divisão do SEP em Três Grupos de Geração

Cada eixo cartesiano do gráfico tridimensional (Figura 2) representa um grupo de geração. Esses grupos são pré-definidos pelo usuário, de acordo com a necessidade de estudo específico. Um determinado grupo pode ser formado por somente uma unidade geradora, por um conjunto de usinas de um mesmo subsistema ou de uma mesma empresa, ou até mesmo por um conjunto de usinas hidroelétricas de uma mesma bacia hidrográfica. Uma divisão adequada para formação dos grupos sugere:

- Agrupar áreas do sistema entre as quais se deseja monitorar a interligação e conhecer o limite de transferência de potência máximo e mínimo entre elas.
- Agrupar áreas do sistema propícias a receber reforços na rede de transmissão, tais como novos equipamentos de controle de tensão. Tais áreas requerem monitoramento dos barramentos e componentes da rede de transmissão, a fim de determinar os pontos críticos com suspeita de problemas de tensão, déficit de potência reativa e/ou congestionamentos nos circuitos.

A Figura 4 ilustra de uma forma genérica o processo de divisão de um SEP.

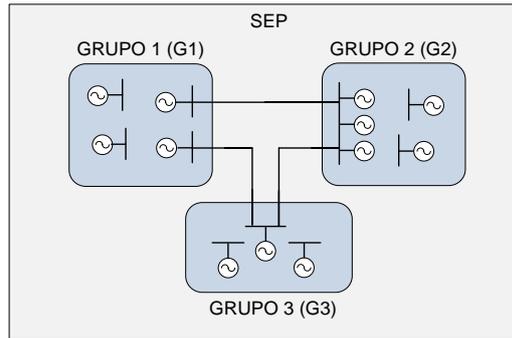


Figura 4 – Divisão do SEP em Três Grupos Geradores

Deve-se salientar que é possível utilizar um maior número de parâmetros definindo um espaço de estados N -dimensional. Porém, este trabalho abordou o espaço tridimensional uma vez que a adoção de um número maior de grupo de geradores dificultaria, em uma primeira análise, sua utilização prática devido ao crescimento considerável do esforço computacional. Contudo, destaca-se que a utilização de três grupos de geração permite que sejam investigados grande parte dos cenários de geração de interesse, uma vez que um dos grupos atua como grupo de “folga” ou “referência”.

Instituída a divisão do SEP, o próximo passo do processo de construção da RSE é identificar os limites de segurança do sistema e, em seguida, traçar a curva que dá forma à região de operação segura do mesmo. Assim, para obter os limites de segurança, utiliza-se uma ferramenta capaz de calcular a máxima transferência de potência entre os três grupos, tomados dois a dois. Suas características e funcionalidades estão descritas em (BARBOSA, 2009; HENRIQUES, 2011).

Segundo (BARBOSA, 2009), a metodologia adotada para cálculo da máxima transferência de potência requer, inicialmente, uma divisão do SEP em duas regiões, a saber:

- Região exportadora (REXP): composta pelas barras de geração cujas potências geradas sofrerão acréscimos;
- Região importadora (RIMP): composta pelas barras de geração cujas potências geradas serão diminuídas.

A idéia básica da ferramenta é realizar gradativamente, e de forma automática, modificações no perfil de geração do sistema forçando uma transferência de potência entre as regiões exportadora e importadora, até que haja uma ou mais violações de critérios de

segurança pré-estabelecidos, como nível de tensão nas barras, por exemplo. Essas modificações são realizadas aumentando a potência gerada internamente à região exportadora e reduzindo na região importadora, dado um passo de transferência ou seja, transferindo geração da região importadora para a região exportadora a cada passo. Este passo de transferência é utilizado para calcular o incremento de geração, que especifica o quanto de geração será transferida a cada iteração. A Figura 5 ilustra o procedimento.

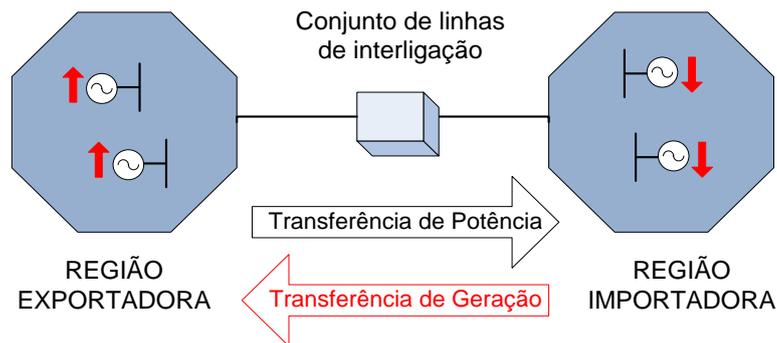


Figura 5 – Procedimento para Modificação no Perfil de Geração

Porém, ao tomar essa ferramenta como base para a construção da RSE, uma nova questão vem à tona. Ao trazer essa idéia para um ambiente em três dimensões, ou seja, considerando-se agora um sistema dividido em três grupos de geração (cada qual composto por uma ou mais barras de geração), uma nova abordagem torna-se necessária: As duas regiões requeridas pela ferramenta (exportadora e importadora) deverão ser compostas por até no máximo dois grupos de geração, sendo que a direção em que ocorrerá a transferência de potência será determinante para definir se um dado grupo irá aumentar ou diminuir sua potência interna gerada, ou seja, se fará parte da região exportadora ou da região importadora de energia.

Supõe-se, como exemplo, uma situação em que se deseja transferir potência ativa da região formada pelos grupos de geração G2 e G1, para outra formada por G3, através de um conjunto de linhas de interligação. Assim, a região REXP será formada por G2 e G1, enquanto a região RIMP por G3. Para que a transferência ocorra, ambos os grupos de geração G1 e G2 aumentarão sua potência gerada a cada passo, enquanto o grupo G3 reduzirá, simultaneamente de forma a manter o balanço entre carga e geração (considerando-se as variações nas perdas elétricas). Com esta configuração, a direção de transferência é mostrada na Figura 6.

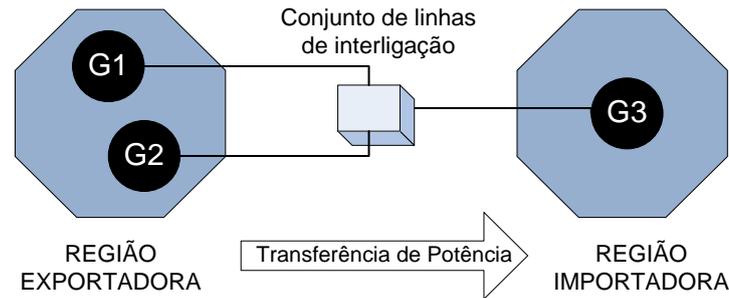


Figura 6 – Definição das Regiões Exportadora (REXP) e Importadora (RIMP)

Pode-se dizer, portanto, que a construção gráfica da Região de Segurança se baseia numa metodologia que agrupa sucessivas soluções de cálculos da máxima transferência de potência entre duas regiões do sistema. Isso significa que a função de se obter a capacidade de transmissão entre duas regiões do sistema é uma particularidade do processo global de construção da RSE para três regiões (grupos geradores, no caso).

Diante do número considerável de cenários de geração, a aplicação de ferramentas convencionais para adquirir informações acerca da segurança do sistema é dificultada computacionalmente e, muitas vezes, torna-se inviável. Em contrapartida, as Regiões de Segurança são vantajosas por permitirem que todos os cenários possíveis sejam contemplados, informando o grau de segurança com a praticidade e rapidez desejáveis nos estudos de análise de redes. Isso valoriza sua aplicação nos centros de operação em tempo-real de um SEP.

2.3.2 Etapa II: Definição das Regiões Exportadora e Importadora

Cada ponto tomado no gráfico tridimensional (Figura 2) a partir do ponto de operação inicial no caso base, representa uma situação de despacho dos três grupos geradores, dado um patamar de carga constante. Como a RSE é representada por uma curva tridimensional, confirma-se a existência de inúmeras direções retilíneas a partir do caso base, ou seja, existem diversas possibilidades de redespacho dos três grupos (cenários de geração) quando se deseja modificar o perfil de geração do sistema para suprimento da carga fixa, partindo da premissa que o redespacho de cada grupo pode ser feito irrestritamente, respeitando apenas o balanço de potência ativa (exceto devido à variação das perdas elétricas do sistema de transmissão, contabilizada pela barra de referência) e as gerações máximas e mínimas de cada grupo.

A análise de todos os cenários de transferência possíveis entre os três grupos se dá a partir de uma análise bidimensional, a partir de um dos três nomogramas dos planos G2xG3, G1xG2 e G1xG3. Para demonstrar todo o procedimento, utilizar-se-á o plano G2xG3, escolhido aleatoriamente. Em todo caso, o grupo (eixo) não pertencente ao plano selecionado (G1, neste caso) deve ser fixado como o grupo de “referência”. Sua função é a de aumentar ou reduzir seu montante de geração sempre que necessário, fechando o balanço entre carga e geração do sistema. A Figura 7 exibe o nomograma do plano G2xG3.

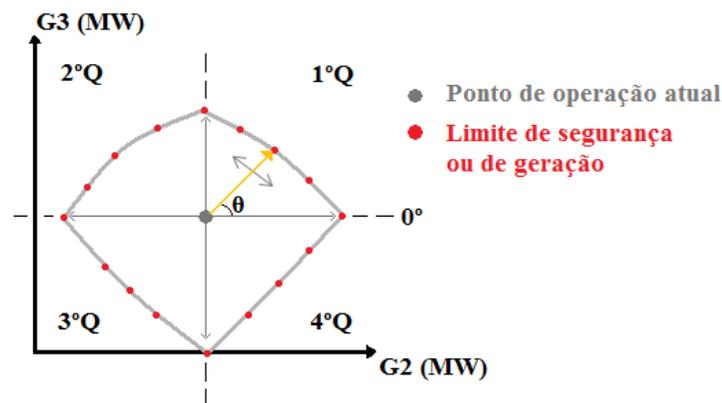


Figura 7 – Nomograma do Plano G2xG3

Todas as possibilidades de alteração do perfil de geração dos grupos podem ser obtidas caminhando-se radialmente em diferentes direções a partir do ponto de operação inicial no caso base (que representa a nova origem). Dessa forma, cada grupo terá sua geração interna ora aumentada, ora reduzida, forçando uma transferência de potência no sistema para suprimento da carga fixa.

Propõe-se a escolha das direções de transferência a partir da seleção de diferentes ângulos situados nos quatro quadrantes do plano cartesiano formado a partir da nova origem. Por exemplo, uma transferência de potência executada na direção em destaque na Figura 7 (ângulo θ de 45° em relação ao eixo das abscissas), significa que todos os geradores pertencentes aos grupos G2 e G3 serão redespachados de tal forma a aumentar simultaneamente sua geração atual a cada iteração do processo de busca pela máxima transferência. Assim, para $\theta = 45^\circ$, convém afirmar que a região exportadora será composta por G2 e G3, e o grupo G1 (“referência”) deverá necessariamente pertencer à região importadora, a fim de realizar sucessivos redespachos para diminuir a geração interna da mesma. Considerando, agora, uma nova direção num ângulo de 135° , por exemplo, tem-se uma nova situação, em que G3 aumentará sua potência interna gerada enquanto G2 reduzirá,

sem que haja participação de G1 no processo, uma vez que a geração em G3 aumenta na mesma proporção com que diminui em G2.

Nota-se, portanto, que a definição das regiões exportadora e importadora depende da direção tomada no plano G2xG3, e, para isso, uma análise angular torna-se útil. Os ângulos que definem as trajetórias de transferência de potência são determinados de acordo com (2.1) e (2.2), partindo de um ângulo de referência padronizado.

$$\theta = \theta_0 + i \cdot \alpha \quad (2.1)$$

$$\alpha = 360 / N_D \quad (2.2)$$

Onde:

θ_0 = Ângulo de referência padronizado em 45°;

N_D = Número de direções desejado;

$i = 0, 1, 2, \dots, N_D$;

α = Defasagem angular entre as direções.

Foi estabelecido que estes ângulos seriam equidistantes entre si, pois, dessa forma, os quatro quadrantes do plano seriam considerados para análise, o que implica em visualizar cenários de transferência de potência bem distintos.

Para quatro direções ($N_D = 4$), por exemplo, θ seria um vetor composto por quatro ângulos defasados de $\alpha = 90^\circ$ entre eles, a saber: 45°, 135°, 225° e 315°. Cada qual define, de acordo com o quadrante a que pertence, quais grupos geradores farão parte das regiões exportadora e importadora. O processo de transferência de potência seria, então, realizado nessas quatro direções, separadamente.

Uma análise complementar consiste em investigar os casos em que o redespacho de potência nos três grupos não ocorre na mesma proporção. A escolha de uma direção dada por um ângulo situado no 2º quadrante, por exemplo, requer uma avaliação criteriosa sobre o que ocorre com o grupo de “referência”. Supondo um valor de θ entre 90° e 135°, a região exportadora será formada por G3, enquanto a região importadora por G2. No entanto, ao longo do processo de transferência de potência, G3 sofre um incremento de geração maior do que o decréscimo ocorrido em G2 (vide Figura 7). Sendo assim, o grupo G1, que exerce a função de grupo de “referência” neste caso específico, deve, obrigatoriamente, reduzir sua

potência interna gerada, forçando a região RIMP a importar a potência excedente na região REXP para suprimento das cargas próximas. Por outro lado, para uma direção em que θ está entre 135° e 180° , G3 e G2 continuarão fazendo parte das regiões exportadora e importadora, respectivamente. Porém, dessa vez, G3 sofre um incremento de geração menor do que o decréscimo ocorrido em G2, e G1 deve, agora, aumentar a potência interna gerada. A Tabela 1 resume todos os cenários de geração possíveis para a definição das regiões.

Tabela 1 – Definição das Regiões Exportadora e Importadora: Cenários Possíveis

Quadrante	Ângulo	Região	
		Exportadora	Importadora
1 ^o	$0^\circ < \theta < 90^\circ$	G2 + G3	G1
2 ^o	$90^\circ < \theta < 135^\circ$	G3	G1 + G2
	$\theta = 135^\circ$	G3	G2
	$135^\circ < \theta < 180^\circ$	G1 + G3	G2
3 ^o	$180^\circ < \theta < 270^\circ$	G1	G2 + G3
4 ^o	$270^\circ < \theta < 315^\circ$	G1 + G2	G3
	$\theta = 315^\circ$	G2	G3
	$315^\circ < \theta < 360^\circ$	G2	G1 + G3
-	$\theta = 0^\circ$ ou 360°	G2	G1
	$\theta = 90^\circ$	G3	G1
	$\theta = 180^\circ$	G1	G2
	$\theta = 270^\circ$	G1	G3

Observa-se pela Tabela 1 que a análise angular proporciona, de fato, a avaliação de diferentes cenários de transferência de potência, ora com a participação de somente dois grupos de geração, e ora com os três, modificando a composição das regiões exportadora e importadora de acordo com as direções arbitradas.

Assim, a segunda etapa do processo de construção da RSE requer a determinação de um número de direções que irá definir automaticamente os ângulos de transferência e, conseqüentemente, as regiões REXP e RIMP do sistema. Evidentemente, quanto maior o número de direções escolhido, maior será o número de cenários de geração percorridos e, então, mais precisa será a análise. Em contrapartida, adotar um grande número de direções implica num grande esforço computacional para realizar a varredura de todas as situações

possíveis num intervalo de tempo satisfatório. Futuramente, ao longo das simulações, a influência do número de direções na RSE será abordada com mais ponderação.

Definidas as Regiões REXP e RIMP, faz-se necessário, ainda, conhecer a proporção com que cada unidade geradora, e conseqüentemente cada grupo de geração, será redespachado a cada iteração do processo de transferência de potência ativa numa dada direção. Para tal, devem ser calculados os chamados fatores de participação.

2.3.3 Etapa III: Cálculo dos Fatores de Participação

O cálculo dos fatores de participação, de uma maneira geral, é efetuado segundo duas vertentes:

- Fatores de participação por grupo de geração (FPG's);
- Fatores de participação individuais (FPI's).

Tendo-se em mente que a transferência de potência ocorrerá entre as regiões REXP e RIMP, conforme a Tabela 1, os FPG's são essenciais nos casos em que dois grupos de geração façam parte de uma mesma região (REXP ou RIMP), pois indicarão efetivamente o percentual da participação de cada grupo no processo de transferência de potência entre as regiões. Adicionalmente, nas situações em que um determinado grupo seja formado por mais de uma unidade geradora, decorrente da escolha adotada na Etapa I, surge a necessidade de calcular os FPI's, haja vista a necessidade de se conhecer o redespacho de cada máquina (ou usina), de acordo com a participação do grupo ao qual pertence no processo de transferência. Ambos os fatores são discutidos a seguir, separadamente, para melhor compreensão.

2.3.3.1 Fatores de Participação por Grupo de Geração (FPG's)

A determinação dos FPG's se baseia na análise dos fatores de participação por região (FPR's), segundo as equações (2.3):

$$\begin{aligned}\sum FPR_{REXP} &= 100\% \\ \sum FPR_{RIMP} &= 100\%\end{aligned}\tag{2.3}$$

Basicamente, o somatório da potência ativa fornecida pela região exportadora deve totalizar 100%, bem como o percentual da potência ativa consumida pela região importadora. Isso significa que as regiões exportadora e importadora devem, respectivamente, aumentar e diminuir sua geração interna em até 100%, independente de quais grupos as compõem. Assim, toda a potência gerada na região REXP deverá ser transmitida à região RIMP, dando margem para a obtenção da máxima transferência de potência entre ambas as regiões, uma vez que limites de segurança podem ser encontrados durante a transferência. Trata-se do mecanismo básico da ferramenta para cálculo descrita em (BARBOSA, 2009) e utilizada neste trabalho.

Diante da situação em que uma destas regiões contenha apenas um grupo de geração, este terá seu despacho aumentado (ou reduzido) até a geração máxima (ou mínima), ou seja, até aumentar (ou reduzir) em 100% a potência total inicial gerada em seu interior. Todavia, caso uma região seja formada por mais de um grupo gerador, parte-se do princípio de que cada um deles será redespachado de acordo com um determinado percentual, porém, juntos, devem totalizar 100% da potência total gerada dentro da região a qual pertencem. Neste caso, os FPG's são absolutamente necessários para que o processo de transferência de potência ocorra na proporção correta.

O ponto de partida para o cálculo dos FPG's é a análise visual de um dos planos que compõem a RSE. Diante das circunstâncias, vale retomar o caso ilustrado na Figura 7, em que o plano G2xG3 foi selecionado para eventuais análises e G1 fixado como grupo de "referência". Especificamente, o FPG varia em função da direção tomada no plano G2xG3 a partir do ponto de operação inicial no caso base (nova origem), mostrado na Figura 7. Ou seja, depende diretamente do quadrante ao qual o ângulo selecionado pertence, a partir da nova origem. Assim, para generalizar todo o procedimento para cálculo dos FPG's, será investigado minuciosamente o que ocorre em cada um dos quatro quadrantes do plano em questão, bem como o caso em que a direção selecionada sobreponha os eixos cartesianos.

- *Análise para o 1º Quadrante:*

De acordo com a Tabela 1, para valores de θ entre 0° e 90° , G2 e G3 compõem, juntos, a região exportadora. G1 pertence a região importadora e é responsável por fechar o balanço

de potência ativa durante o processo de transferência. Assim, obrigatoriamente, o fator de participação deste grupo é dado conforme a equação (2.3), o que resulta em:

$$\sum FPR_{RIMP} = 100\% \longrightarrow FPG_{G1} = 100\%$$

Para obter os fatores de participação de G2 e G3, deve-se observar a Figura 7. Uma vez que o ângulo esteja situado no primeiro quadrante, a seguinte relação torna-se válida:

$$tg\theta = \frac{G3}{G2} \longrightarrow G3 = G2 \times tg\theta \quad (2.4)$$

Na verdade, G2 e G3 representam a variação de geração de potência ativa destes grupos a partir da nova origem (ponto de operação inicial no caso base). Para $\theta = 45^\circ$, por exemplo, tem-se a situação em que G2 e G3 aumentam sua potência total inicial gerada na mesma proporção, pois:

$$tg(45^\circ) = \frac{G3}{G2} \longrightarrow G3 = G2$$

Logo, para que o fator de participação da região exportadora seja 100%, conclui-se que os FPG's de G2 e G3 são:

$$\sum FPR_{REXP} = 100\% \longrightarrow \begin{aligned} FPG_{G2} &= 50\% \\ FPG_{G3} &= 50\% \end{aligned}$$

Supondo, agora, $\theta = 30^\circ$, observa-se no nomograma do plano G2xG3 (Figura 7) que, apesar de G2 e G3 pertencerem a mesma região (REXP) para esta direção de transferência, G2 tem uma maior participação na exportação de potência da região, uma vez que sua geração de potência ativa interna aumenta mais rapidamente que em G3. Tal situação é justificada pela equação (2.4), que permite escrever:

$$tg(30^\circ) = \frac{G3}{G2} \longrightarrow G3 = G2 \times 0,58$$

Em termos quantitativos, conhecendo-se o valor da tangente do ângulo pré-estabelecido e supondo $G2 = 100\%$, obtém-se que $G3 = 58\%$. Efetuando o processo de normalização para totalizar os 100% referente ao FPR_{REXP} , conclui-se os valores finais de FPG_{G2} e FPG_{G3} são:

$$\sum FPR_{EXP} = FPG_{G2} + FPG_{G3} = 100\% \longrightarrow \begin{aligned} FPG_{G3} &= \frac{1 \times 0,58}{1 \times (1 + 0,58)} \longrightarrow FPG_{G3} = 36,71\% \\ FPG_{G2} &= 100 - FPG_{G3} \longrightarrow FPG_{G2} = 63,29\% \end{aligned}$$

Neste caso, note que dentro da região REXP, o grupo 2 tem maior participação no processo de transferência de potência para a região RIMP. Já o FPG de G1 continua sendo igual a 100%, uma vez que, para $\theta = 30^\circ$, a região importadora é formada exclusivamente por este grupo gerador.

A análise com base nas equações (2.3) e (2.4) se estende para quaisquer ângulos pertencentes ao primeiro quadrante do plano G2xG3, conforme observado na Figura 7.

- *Análise para o 2º Quadrante:*

A Tabela 1 mostra que, para valores de θ pertencentes ao segundo quadrante, existem três cenários de geração possíveis. No primeiro deles, para ângulos entre 90° e 135° , a região exportadora é formada por G3. Já a região importadora é composta por ambos os grupos G1 e G2, haja vista que G2 é incapaz de reduzir sua potência na mesma proporção que G3 e, por conseguinte, G1 obrigatoriamente deve reduzir seu despacho também, a fim de manter o balanço de potência ativa do sistema entre geração e carga. Assim, de imediato, tendo-se em vista a equação (2.3), pode-se afirmar que:

$$\sum FPR_{REXP} = 100\% \longrightarrow FPG_{G3} = 100\%$$

Do nomograma G2xG3 da Figura 7, tem-se a seguinte relação:

$$tg(180^\circ - \theta) = \frac{G3}{G2} \longrightarrow G3 = G2 \times tg(180^\circ - \theta)$$

Entretanto, sabendo que $tg(180 - \theta) = -tg(\theta)$, pode-se escrever:

$$|-tg\theta| = \frac{G3}{G2} \longrightarrow G2 = \frac{G3}{|-tg\theta|} \quad (2.5)$$

Para $\theta = 117^\circ$, por exemplo:

$$G2 = \frac{G3}{|-\text{tg}(117^\circ)|} \longrightarrow G2 = \frac{G3}{1,96}$$

Logo, como $FPG_{G3} = 100\%$, tem-se os FPG's de G1 e G2 dados por:

$$\begin{aligned} \sum FPR_{RIMP} &= FPG_{G1} + FPG_{G2} = 100\% \longrightarrow \\ FPG_{G2} &= \frac{FPG_{G3}}{|-\text{tg}(\theta)|} = \frac{1}{1,96} \longrightarrow \begin{aligned} FPG_{G2} &= 51,02\% \\ FPG_{G1} &= 100 - FPG_{G2} \\ &= 48,98\% \end{aligned} \end{aligned}$$

No segundo cenário de geração possível para o 2º quadrante, tem-se $\theta = 135^\circ$, e a Tabela 1 indica que a transferência entre os grupos G2 e G3 deve ocorrer na mesma proporção, ou seja, toda a potência inicial gerada em G3 deve ser aumentada e em G2 diminuída, eximindo o grupo G1 da participação no processo, ou seja, $FPG_{G1} = 0$. Assim, conforme as equações (2.3):

$$\begin{aligned} \sum FPR_{REXP} &= FPG_{G3} = 100\% \\ \sum FPR_{RIMP} &= FPG_{G2} = 100\% \end{aligned}$$

Neste caso, a participação de G1 se limita ao suprimento das perdas na transmissão, caso a barra *swing* do sistema faça parte deste grupo. Vale salientar que as questões envolvendo a barra *swing* do sistema será estudada separadamente em capítulos posteriores, para evitar a interrupção do processo de cálculo dos fatores de participação.

No terceiro cenário possível, ainda no segundo quadrante, para ângulos entre 135° e 180° , a Tabela 1 mostra que a região exportadora é formada por G3 e G1, uma vez que G3 não é capaz de aumentar sua geração interna na mesma proporção com que G2 reduz, grupo o qual compõe a região importadora. Assim, G1 é forçado a fechar o balanço de potência ativa do sistema.

Da equação (2.3), afirma-se que:

$$\sum FPR_{RIMP} = 100\% \longrightarrow FPG_{G2} = 100\%$$

Para $\theta = 171^\circ$, por exemplo:

$$|-\operatorname{tg}(171^\circ)| = \frac{G3}{G2} \longrightarrow G3 = G2 \times 0,16$$

Assim, como $FPG_{G2} = 100\%$, tem-se:

$$\sum FPR_{REXP} = FPG_{G1} + FPG_{G3} = 100\% \longrightarrow \begin{aligned} FPG_{G3} &= FPG_{G2} \times |-\operatorname{tg}(\theta)| = 1 \times 0,16 \\ FPG_{G1} &= 100 - FPG_{G2} \end{aligned}$$

Logo,

$$FPG_{G3} = 16\%$$

$$FPG_{G1} = 84\%$$

- *Análise para o 3º Quadrante:*

De acordo com a Tabela 1, para valores de θ entre 180° e 270° , G1 faz parte da região exportadora e G2 e G3 compõem, juntos, a região importadora, pois ambos sofrem redução no seu despacho atual durante o processo de transferência naquela trajetória. Segundo a equação (2.3), pode-se escrever, por conseguinte, que:

$$\sum FPR_{REXP} = 100\% \longrightarrow FPG_{G1} = 100\%$$

Percebe-se, contudo, que a equação (2.4), elaborada para ângulos no primeiro quadrante, também são aplicadas para ângulos situados no terceiro, uma vez que $\operatorname{tg}(180 + \theta_1) = \operatorname{tg}(\theta_1)$, sendo θ_1 um ângulo do primeiro quadrante, neste caso.

Supondo, por exemplo, $\theta = 210^\circ$, tem-se que $\theta_1 = 30^\circ$. Logo:

$$\operatorname{tg}(210^\circ) = \operatorname{tg}(180^\circ + 30^\circ) = \operatorname{tg}(30^\circ)$$

Assim, a relação destacada na equação (2.4) continua válida e, então, pode-se escrever:

$$\operatorname{tg}(210^\circ) = \operatorname{tg}(30^\circ) = \frac{G3}{G2} \longrightarrow G3 = G2 \times 0,58$$

Os FPG's de G2 e G3 já foram calculados na análise para o 1º quadrante e seus valores são:

$$FPG_{G3} = 36,71\%$$

$$FPG_{G2} = 63,29\%$$

- *Análise para o 4º Quadrante:*

No quarto e último quadrante, a Tabela 1 demonstra que outros três cenários são possíveis, como ocorrido para o segundo quadrante, porém de forma inversa.

O primeiro cenário engloba ângulos entre 270° e 315°. Nesta situação, a região exportadora é formada por G1 e G2 e a região importadora por G3. Logo:

$$\sum FPR_{RIMP} = 100\% \longrightarrow FPG_{G3} = 100\%$$

Novamente, do plano G2xG3 da Figura 7, determina-se a seguinte relação:

$$tg(360 - \theta) = \frac{G3}{G2} \longrightarrow G3 = G2 \times tg(360 - \theta)$$

Porém, sabendo que $tg(360 - \theta) = -tg(\theta)$, tem-se que:

$$|-tg\theta| = \frac{G3}{G2} \longrightarrow G2 = \frac{G3}{|-tg\theta|}$$

Nota-se, portanto, que a equação (2.5) permanece válida para ângulos no quarto quadrante. Supondo $\theta = 297^\circ$, por exemplo:

$$|-tg(297^\circ)| = \frac{G3}{G2} \longrightarrow G2 = \frac{G3}{1,96}$$

Como $G3 = 100\%$, pode-se escrever:

$$\sum FPR_{REXP} = FPG_{G1} + FPG_{G2} = 100\% \longrightarrow$$

$$FPG_{G2} = \frac{FPG_{G3}}{|-tg(\theta)|} = \frac{1}{1,96} \longrightarrow \begin{matrix} FPG_{G2} = 51,02\% \\ FPG_{G1} = 100 - FPG_{G2} \\ FPG_{G1} = 48,98\% \end{matrix}$$

No segundo cenário, para um ângulo igual a 315° , tem-se a situação em que a transferência entre os grupos G2 e G3 ocorre na mesma proporção, ou seja, a geração aumentada em G2 é reduzida na mesma proporção em G3. Novamente, portanto, o grupo G1 não participa do processo ($FPG_{G1} = 0$) e, como dito anteriormente, servirá apenas para suprir as perdas na transmissão, caso possua a barra *swing* em seu interior.

Assim, de acordo com as equações (2.3):

$$\begin{aligned}\sum FPR_{REXP} &= FPG_{G2} = 100\% \\ \sum FPR_{RIMP} &= FPG_{G3} = 100\%\end{aligned}$$

Já para valores de θ entre 315° e 360° , a Tabela 1 indica um terceiro cenário, em que G2 forma a região exportadora e G3, juntamente com G1, a região importadora. Assim, segundo a equação (2.3), o fator de participação de G2 é:

$$\sum FPR_{REXP} = 100\% \longrightarrow FPG_{G2} = 100\%$$

Para $\theta = 333^\circ$, por exemplo, aplica-se novamente a equação (2.5):

$$|-\text{tg}(333^\circ)| = \frac{G3}{G2} \longrightarrow G3 = G2 \times 0,51$$

Logo, para $G2 = 100\%$, tem-se:

$$\begin{aligned}\sum FPR_{RIMP} = FPG_{G1} + FPG_{G3} = 100\% &\longrightarrow \begin{aligned} FPG_{G3} &= FPG_{G2} \times |-\text{tg}(\theta)| = 1 \times 0,51 \\ FPG_{G1} &= 100 - FPG_{G3} \end{aligned}\end{aligned}$$

Logo,

$$FPG_{G3} = 51\%$$

$$FPG_{G1} = 49\%$$

- *Análise para ângulos sobrepostos aos eixos cartesianos:*

De acordo com a Tabela 1, pode-se observar o que ocorre com ângulos que estão sobre um dos eixos cartesianos:

Para $\theta = 0^\circ$ ou $\theta = 360^\circ$, a região REXP será formada por G2 e a região RIMP por G1, caracterizando a não participação de G3 no processo ($FPG_{G3} = 0$). Em outras palavras, aumento de geração de G2 é proporcional a redução da geração de G1.

$$\begin{aligned}\sum FPR_{REXP} &= FPG_{G2} = 100\% \\ \sum FPR_{RIMP} &= FPG_{G1} = 100\%\end{aligned}$$

Para $\theta = 90^\circ$, a região REXP será formada por G3 e a região RIMP por G1. Neste caso, G2 não participa do processo ($FPG_{G2} = 0$).

$$\begin{aligned}\sum FPR_{REXP} &= FPG_{G3} = 100\% \\ \sum FPR_{RIMP} &= FPG_{G1} = 100\%\end{aligned}$$

Para $\theta = 180^\circ$, a região REXP será formada por G1 e a região RIMP por G2. Agora, G3 é excluída do processo ($FPG_{G3} = 0$).

$$\begin{aligned}\sum FPR_{REXP} &= FPG_{G1} = 100\% \\ \sum FPR_{RIMP} &= FPG_{G2} = 100\%\end{aligned}$$

Por fim, para $\theta = 360^\circ$, a região REXP será formada por G1 e a região RIMP por G3. G2, portanto, não participa do processo ($FPG_{G2} = 0$).

$$\begin{aligned}\sum FPR_{REXP} &= FPG_{G1} = 100\% \\ \sum FPR_{RIMP} &= FPG_{G3} = 100\%\end{aligned}$$

2.3.3.2 Fatores de Participação Individuais (FPI's)

A existência de mais de uma unidade geradora num dado grupo de geração implica na necessidade de definir, a cada direção do processo de transferência, o quanto cada gerador irá aumentar ou reduzir do seu montante de geração atual (em termos percentuais), dependendo da região (REXP ou RIMP) na qual o grupo gerador correspondente está inserido. Em outras palavras, impõe-se a busca pelos FPI's de cada máquina baseado nos FPG's discutidos anteriormente.

Para calcular os FPI's, duas opções são apresentadas:

- Cálculo dos FPI's com base na capacidade máxima de cada gerador;
- Cálculo dos FPI's com base no despacho no caso base de cada gerador;

As duas diferentes opções tem por objetivo permitir a simulação de situações distintas, conforme a necessidade de estudo. O intuito é tornar a RSE uma ferramenta de análise gráfica bem próxima da realidade.

Supõe-se, por exemplo, uma usina que é desativada por um motivo qualquer dentro de um dado grupo gerador. Neste caso, a obtenção dos FPI's com base no despacho no caso base, fará com que esta usina desativada não participe do processo de transferência de potência entre regiões, uma vez que seu despacho será nulo. Porém, no caso de se optar pelo cálculo com base na capacidade máxima das usinas, o valor do FPI desta usina desativada será diferente de zero, e a mesma irá participar do processo de construção da RSE. Se a RSE for requerida enquanto esta usina estiver desativada, cabe uma reflexão rigorosa a respeito da opção de cálculo. Para estudos de ampliação do parque de geração, por exemplo, o cálculo do FPI com base na capacidade máxima das usinas poderia ser utilizado, pois a usina desativada terá sua operação retomada futuramente e, portanto, deve ser considerada em estudos de expansão do sistema. Entretanto, se esta ferramenta tiver que ser usada para aplicações em centros de operação, para tomadas de decisão em tempo real, torna-se completamente inviável optar-se pelo cálculo do FPI com base na capacidade máxima, pois isto significaria considerar esta máquina sob operação e fazê-la sofrer sucessivos redespachos ao longo do processo de construção da RSE, sendo que está desativada no momento requerido para análise.

Imaginando-se uma outra situação em que dois geradores de um mesmo grupo possuam a mesma capacidade de geração, a opção por calcular o FPI a partir da capacidade máxima dos geradores faz com que a proporção de aumento na geração atual seja a mesma para ambos os geradores. Em contrapartida, ao se basear no despacho no caso base, o gerador com maior despacho (obtido de estudos de otimização) detém maior participação no processo. Neste caso, a margem de estabilidade do sistema é passível de alterações, haja vista que a potência ativa circulante nos ramos de transmissão próximos a estes geradores se diferenciam conforme a opção de cálculo escolhida.

Em suma, as duas opções disponíveis influenciarão diretamente na construção da RSE, permitindo diversos estudos do ponto de vista prático. Futuramente, esta afirmação será confirmada mediante comparação das Regiões de Segurança Estática construídas a partir de cada opção de cálculo.

O cálculo do FPI de um dado gerador i que participa do processo de transferência obedece as equações (2.6) e (2.7) a seguir, dependendo se o cálculo tem por base a capacidade máxima ou o despacho no caso base, respectivamente.

$$FPI_{GER(i)} = \left(P_{MAX(i)} / CAP_{MAX} \right) \times FPG_{G(X)} \quad (2.6)$$

$$FPI_{GER(i)} = \left(P_{BASE(i)} / DESP_{TOT} \right) \times FPG_{G(X)} \quad (2.7)$$

Onde:

- $P_{MAX(i)}$: Potência máxima de cada gerador i ;
- CAP_{MAX} : Capacidade máxima de geração de cada grupo (somatório das potências máximas de cada gerador que o compõe);
- $P_{BASE(i)}$: Despacho de cada gerador i no caso base;
- $DESP_{TOT}$: Despacho total de cada grupo gerador (somatório dos despachos individuais de cada gerador que o compõe, obtidos do caso base);
- $FPG_{G(X)}$: Fator de participação de um grupo gerador X.

Independente da opção de cálculo adotada, o somatório dos FPI's dentro de um dado grupo de geração deve totalizar o percentual do FPG do grupo correspondente, ou seja:

$$\sum_{i=1}^N FPI_{GER(i)} = FPG_{G(X)} \quad (2.8)$$

A título de exemplificação, supõe-se um sistema imaginário cuja topologia é exibida na Figura 8. Os grupos G2 e G3 possuem somente um gerador cada (GER_2 e GER_3 , respectivamente), enquanto G1 possui dois geradores (GER_{1A} e GER_{1B}). Todos estes geradores já foram despachados de tal forma a alimentar uma carga de valor qualquer.

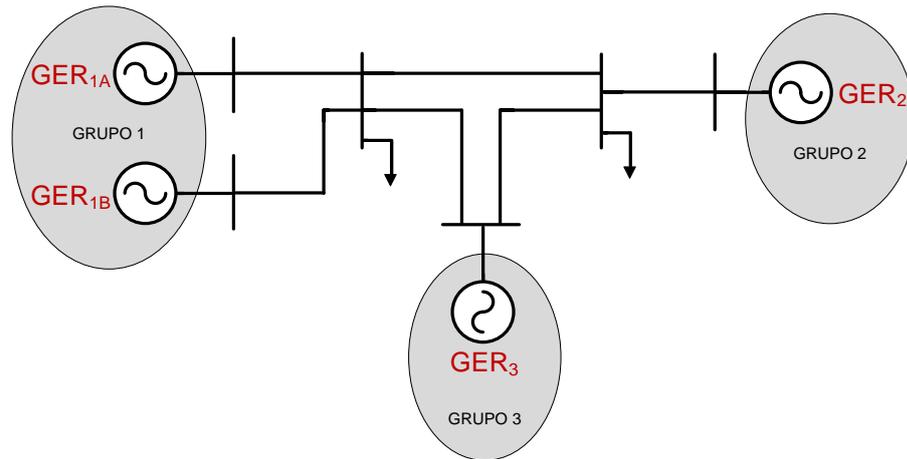


Figura 8 – Cálculo de FPI's: Exemplo

Os dados dos geradores, escolhidos exclusivamente para facilitar a compreensão dos FPI's, são:

- GER_{1A}: $P_{MAX(1A)} = 100$ MW e $P_{BASE(1A)} = 60$ MW
- GER_{1B}: $P_{MAX(1B)} = 200$ MW e $P_{BASE(1B)} = 180$ MW

Supondo que a direção de transferência sob análise seja $\theta = 45^\circ$, em que G2 e G3 formam a região exportadora e G1 a região importadora, os FPG's, conforme obtido na subseção anterior mediante as equações (2.3) e (2.4), são:

$$FPG_{G1} = 100\%$$

$$FPG_{G2} = 50\%$$

$$FPG_{G3} = 50\%$$

Como G2 e G3 contêm somente um gerador cada, os FPI's serão iguais aos FPG's dos grupos correspondentes, ou seja:

$$FPI_{GER_2} = FPG_{G2} = 50\%$$

$$FPI_{GER_3} = FPG_{G3} = 50\%$$

Já o grupo G1 é formado por duas unidades geradoras e, como visto, seus FPI's podem ser calculados com base na capacidade máxima ou no despacho no caso base de cada um deles. A seguir, considerou-se ambas as opções para fins comparativos.

- 1ª Opção: Cálculo pela capacidade máxima, segundo a equação (2.6).

$$FPI_{GER_{1A}} = [100 / (100 + 200)] \times FPG_{G1} = 33,33\%$$

$$FPI_{GER_{1B}} = [200 / (100 + 200)] \times FPG_{G1} = 66,67\%$$

- 2ª Opção: Cálculo pelo despacho no caso base, segundo a equação (2.7).

$$FPI_{GER_{1A}} = [60 / (60 + 180)] \times FPG_{G1} = 25\%$$

$$FPI_{GER_{1B}} = [180 / (60 + 180)] \times FPG_{G1} = 75\%$$

Nota-se que os FPI's se diferem dependendo da opção escolhida, porém, em ambos os casos, o somatório dos FPI's totaliza os 100%, conforme determina a equação (2.8).

Dependendo da opção de cálculo selecionada, o ponto de operação pode se afastar ou se aproximar dos pontos limites de segurança do sistema no qual os geradores estão inseridos. Na primeira opção, o GER_{1A} é instruído para gerar 33,33% da potência total gerada em G1, e o GER_{1B} complementa com os 66,67% restantes. Já na segunda opção, estes valores são alterados para 25% e 75%, respectivamente. Mediante comparação qualitativa percebe-se que o cálculo com base no despacho do caso base implica numa menor geração de potência ativa nos terminais do GER_{1A}, o que reduz o carregamento do circuito de transmissão correspondente e aumenta a margem de segurança de tensão. Por outro lado, a potência gerada nos terminais do GER_{1B}, nesse caso, é maior que na primeira opção de cálculo, causando efeito negativo sobre o ramo de transmissão ao qual o GER_{1B} está conectado, devido ao conseqüente aumento do seu nível de carregamento. Com isso, provoca-se a diminuição da margem de carregamento do sistema, o que é completamente indesejável do ponto de vista da segurança operacional.

Estas e outras análises podem ser realizadas variando-se as opções disponibilizadas durante o processo de cálculo dos fatores de participação. Em outras palavras, pode-se notar que as opções oferecidas permitem elaborar diferentes estudos práticos e cada uma delas dará origem a Regiões de Segurança Estáticas distintas.

2.3.4 Etapa IV: Implementação Gráfica da RSE

Primeiramente, são estabelecidos o patamar de carga do sistema, a divisão do SEP em três grupos de geração, e o passo de transferência. Quanto maior o valor deste passo, maior a distância do resultado final ótimo (menor precisão). Em seguida, define-se um número de direções de transferência que originará automaticamente um vetor de ângulos. Cada ângulo é analisado separadamente, definindo a composição das regiões REXP e RIMP com base na Tabela 1. Tomando um ângulo de cada vez, calcula-se os fatores de participação necessários, escolhendo entre as opções disponíveis, representadas pelas equações (2.6) e (2.7). Feito isso, dá-se início à busca pelos limites de segurança.

Técnicas de análises estáticas de SEP's são utilizadas durante a construção da RSE. Tudo se inicia a partir do ponto de operação no caso base obtido através da solução de um fluxo de potência convencional. Este consiste basicamente no cálculo das tensões nodais em módulo e fase, e dos fluxos de potência em sistema de transmissão, dado um nível de carga especificado, um despacho de geração ativa estabelecido, bem como a topologia e os parâmetros da rede (BACHER, 1989; DOMMEL, 1970; SMLYEN, 1996; STOTT, 1974a; 1974b). O método de Newton-Raphson é preferencialmente utilizado para solução do fluxo de potência por possuir robustez numérica e convergência quadrática. Adicionalmente, incorpora-se a metodologia de controle de passo ótimo ao problema a fim de melhorar a solução para casos mal-condicionados (SANTOS, 2009).

Após a convergência do fluxo de potência, realiza-se uma análise de contingências em regime permanente, a partir de uma lista elaborada manualmente e que engloba as contingências mais severas e/ou mais sujeitas a acontecer. O objetivo é verificar se o caso atende ao critério $(N - 1)$, ou seja, se o sistema é capaz de suportar possíveis contingências, sem causar danos à operação. A utilização de uma lista de contingências mais severas objetiva a redução do esforço computacional.

Assim, de posse da ferramenta para cálculo da máxima transferência de potência entre regiões, inicia-se a transferência de potência da região REXP para a RIMP, segundo a direção sob análise. Basicamente, efetua-se um aumento da geração interna da região REXP e, simultaneamente, a redução da geração na região RIMP, de acordo com o passo de transferência adotado e os FPG's e FPI's já calculados. Com isso, o perfil de geração do

sistema é modificado, sem, no entanto, desrespeitar o balanço de potência ativa entre geração e carga.

Posteriormente, resolve-se novamente o fluxo de potência para o novo ponto de operação (novo cenário de geração), processando automaticamente outra análise de contingências com base na mesma lista definida no início do processo. Verificada a convergência do fluxo de potência novamente, pré e pós-contingência, monitora-se a segurança e as condições operativas em regime permanente de um sistema por meio da observância de determinados critérios, denominados critérios de segurança. Neste trabalho são estabelecidos quatro critérios de segurança, a saber:

- Magnitude das tensões nas barras:

Dada a definição de estabilidade de tensão, explicitada na seção 1.2, é fundamental manter as magnitudes das tensões nas barras em níveis aceitáveis de operação diante da possibilidade de variações na demanda de potência reativa no sistema e da ocorrência de contingências indesejáveis. Durante a busca pelos limites de segurança, as tensões em todas as barras do sistema (não somente as barras de geração) são monitoradas cada vez que o fluxo de potência é resolvido (inclusive durante a análise de contingências) e comparadas com os limites de tensão especificados (valores máximos e mínimos). No Brasil, por exemplo, esses limites são impostos conforme descrito no submódulo 23.3 do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2010). Assim, ultrapassar os limites de tensão especificados em pelo menos uma barra do sistema, significa violar o critério de segurança referente à magnitude das tensões nas barras e, portanto, o limite de tensão torna-se o limite de segurança procurado.

- Sobrecarga em linhas de transmissão:

Sabe-se que as características de projeto de uma linha de transmissão (propriedades físicas dos cabos condutores, ampacidade etc.) delimitam sua capacidade de transmissão. Ao operar em sobrecarga, portanto, a probabilidade de danificar a infra-estrutura de transmissão aumenta significativamente, uma vez que o fluxo elevado resulta no aquecimento excessivo dos cabos condutores, culminando, muitas vezes, na violação dos limites térmicos pré-estabelecidos. Assim, neste trabalho, o fluxo de potência aparente (MVA) em todas as linhas de transmissão e transformadores do sistema sofre monitoramento constante (a cada caso processado, base ou de contingências) e são comparados com as respectivas capacidades de carregamento especificadas, em prol de identificar possíveis sobrecargas nos circuitos. A

violação desses limites térmicos em pelo menos uma linha de transmissão do sistema é denominada, neste trabalho, de violação do limite de fluxo.

- Geração de potência reativa por parte dos geradores:

Como lembra (MONTICELLI, 1983),

“nas barras de geração e nas barras com a presença de compensadores síncronos, o controle da magnitude da tensão nodal é feito pelo ajuste da corrente de campo dos geradores síncronos, que podem operar sobre ou sub-excitados, injetando ou absorvendo potência reativa da rede de transmissão”.

Em estudos de estabilidade de tensão, é importante considerar os limites de geração de potência reativa dos geradores, haja vista sua influência na margem de carregamento do sistema (KUNDUR, 1994). Uma vez atingido seu limite de geração de potência reativa, o gerador síncrono é incapaz de continuar suprindo a demanda de potência reativa do sistema, fazendo com que o perfil de tensão e a margem de carregamento, sofra variações. Portanto, neste trabalho, a verificação dos limites de geração de potência reativa são incluídos na formulação básica do problema do fluxo de potência, pela definição das barras PV, conforme demonstrado em (MONTICELLI, 1983). A violação desses limites de pelo menos um gerador do sistema é denominada violação do limite de geração de potência reativa (limite de Mvar) dos geradores.

É importante ressaltar que os limites de geração de potência reativa neste trabalho foram considerados fixos, desprezando-se, portanto, as possíveis variações associadas às curvas de capacidade dos geradores. Evidentemente, a correção dos limites de geração de potência reativa devido à variação do despacho da máquina e tensão terminal têm impacto nas RSE's. A utilização destas correções poderia levar a situações algumas vezes mais restritivas e em outras fornecer recursos adicionais de controle de tensão para o sistema.

- Segurança de tensão:

Como visto na parte introdutória do corrente trabalho, o aumento expressivo da carga de um SEP pode levá-lo a operar nas proximidades do ponto de colapso de tensão, reduzindo o nível de segurança do sistema. Nestas condições, o sistema se torna vulnerável a problemas de instabilidade de tensão, podendo culminar no fenômeno de colapso de tensão (CAÑIZARES, 1993). Os limites de tensão, fluxo e geração de potência reativa devem naturalmente ser levados em conta ou monitorados nos métodos de solução do fluxo de

potência, ajustando-se, assim, os cenários de fluxo de potência à operação real do sistema. Já o limite de segurança de tensão deve ser avaliado com base na análise das margens de potência reativa, que são obtidas, neste trabalho, mediante as curvas QV (CUTSEM, 1998; TAYLOR, 1994; KUNDUR, 1994).

Além destes critérios de segurança estabelecidos, pode haver um quinto critério que visa avaliar a convergência do fluxo de potência diante de uma contingência. A cada solução do fluxo de potência, uma lista de contingências é processada e, em caso de não-convergência de pelo menos uma contingência, obtém-se um novo limite que representa o último ponto em que a solução convergiu. Trata-se do chamado limite de convergência. A violação deste limite pode ocorrer devido a três fatores: pela proximidade do ponto de máximo carregamento, pelo mal-condicionamento da rede (apesar de se utilizar o controle de passo ótimo) ou por se tratar de um caso de fluxo de potência sem solução factível. Somente uma análise mais detalhada poderá confirmar a causa deste tipo de violação.

Se pelo menos um destes cinco critérios forem violados, tem-se caracterizada a máxima transferência de potência entre as regiões REXP e RIMP na direção sob análise. Assim, o ponto de operação imediatamente anterior àquele em que ocorrer a primeira violação é o limite de transferência de potência naquela direção específica, pois, a partir deste ponto, qualquer potência adicional transferida resultaria numa operação insegura do SEP, podendo inclusive levá-lo a situações de falhas extremas, tais como um blecaute total ou parcial. No entanto, mesmo que um limite de segurança seja encontrado (exceto se o limite de segurança de tensão for violado), o processo de transferência não é interrompido, podendo haver, portanto, mais de um limite violado por direção. Isso possibilita identificar todas as violações passíveis de ocorrer ao longo de uma determinada trajetória.

Se, ainda, nenhum dos limites mencionados for atingido numa dada direção e a capacidade de elevação ou redução da geração interna de um determinado grupo gerador se esgotar prematuramente, o processo, obviamente, é finalizado. Isso significa que toda a potência gerada na região exportadora foi transferida para a importadora sem a violação de nenhum critério de segurança e com o fluxo de potência convergindo mesmo com as contingências. Esta situação representa um sexto critério (critério de parada do processo), denominado de limite de geração de potência ativa (limite de MW) entre grupos geradores. Todavia, o limite de MW pode indicar a transferência de potência completa entre áreas ou ainda um problema de segurança de tensão. Dessa forma, ao acusar transferência completa,

realiza-se (em uma fase investigativa) uma análise das curvas QV para averiguar se há um problema característico de segurança de tensão, que inviabilize a continuação do processo. Vale ressaltar que, no caso de um grupo de geração formado por mais de uma unidade geradora, pode ocorrer das capacidades máxima/mínima de geração das máquinas serem atingidas em instantes diferentes. No entanto, independente se uma das máquinas atinge sua potência máxima/mínima, o processo só é interrompido se a capacidade de geração máxima total do grupo for atingida.

Evidentemente, a busca por limites de transferência é realizada percorrendo todas as direções de transferência pré-definidas, uma após a outra. Entretanto, ao término da análise de todas as direções, o processo de cálculo é concluído e tem-se armazenados todos os limites violados em cada trajetória. A partir de então, a interligação dos pontos limites associados a um mesmo critério de segurança, implica na construção da curva indicativa deste limite. Por exemplo, ao interligar os pontos limites de tensão em cada direção, conforme destacado na Figura 9, define-se a curva a partir da qual a tensão numa barra é violada, e que pode dar forma à região de operação segura do SEP.

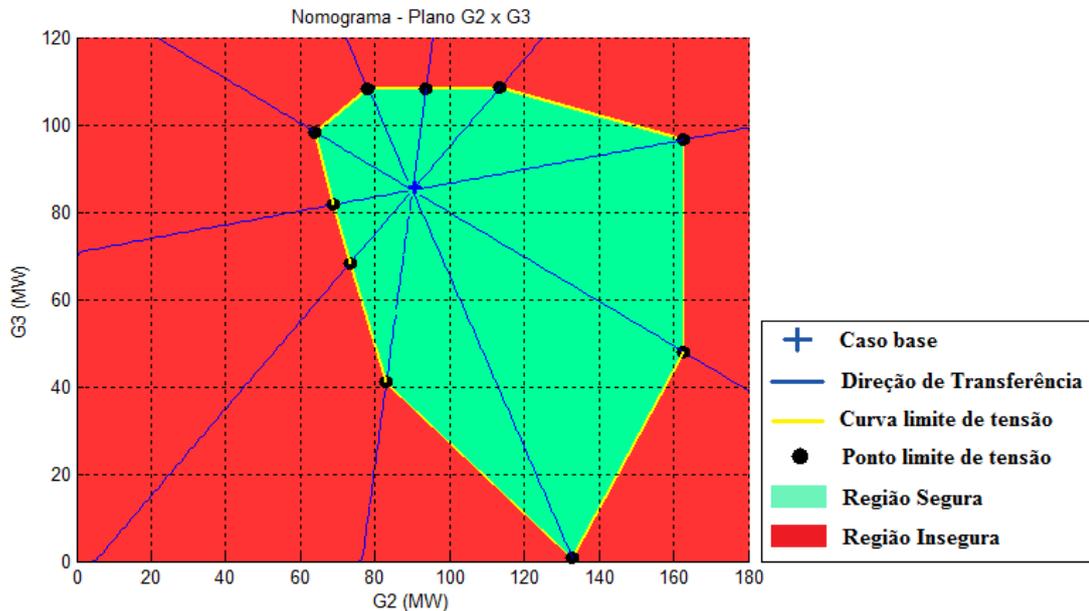


Figura 9 – Curva Limite de Tensão que Define a Região Segura (10 direções)

Sabendo que mais de um critério de segurança pode ser violado numa mesma direção, o contorno da região segura é construído interligando os limites operativos mais restritivos (primeiro critério de segurança violado) de cada direção. Como resultado final, tem-se o

gráfico completo que representa a RSE (Figura 2), podendo ser melhor visualizado por meio dos seus três nomogramas referentes aos planos que o compõem (Figura 3).

Deve-se evidenciar o fato de que quanto maior o número de direções, mais bem definido é o contorno da região segura nos nomogramas, em virtude da maior quantidade de cenários de transferência considerados (composições variadas das regiões REXP e RIMP). Um pequeno número de direções, inclusive, pode fornecer a RSE do SEP de forma imprecisa para estudos de avaliação da segurança estática, o que, de fato, é insatisfatório diante de um SEP real. Tais comparações serão investigadas com mais detalhes no capítulo de resultados.

Todos os passos do processo de construção da RSE, descritos na subseção 2.3.4, são apresentados de forma resumida por meio do fluxograma da Figura 10.

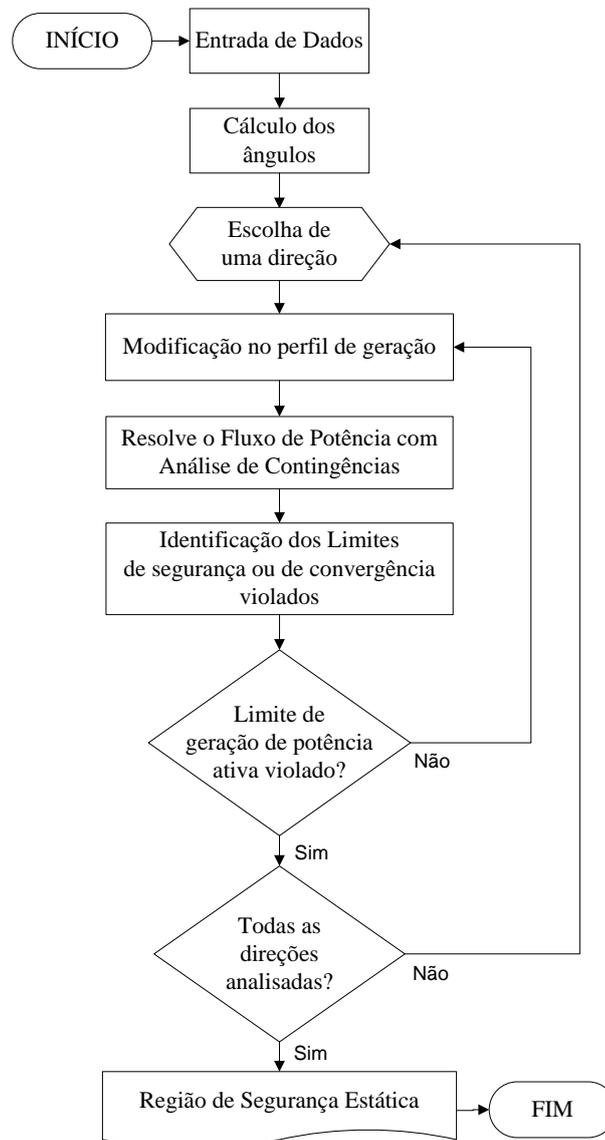


Figura 10 – Fluxograma do Processo de Construção da RSE

2.4 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

As etapas discutidas nas seções anteriores foram implementados em MatLab[®], visando automatizar o processo de construção da RSE. O programa computacional foi inicialmente implementado de maneira sequencial, de tal forma que as direções fossem analisadas uma após a outra, durante o processo de busca pelos limites de segurança. Contudo, a construção da RSE de SEP's possui elevado grau de complexidade e requer grande esforço computacional quanto maior a dimensão do sistema. Assim, a aplicação da ferramenta em SEP's de grande porte resultaria num tempo de execução prolongado e, muitas vezes, na inviabilidade computacional.

Todavia, os avanços tecnológicos dos últimos anos que agrupam pequenos computadores com grande capacidade de processamento de dados, dá margem para a elaboração e utilização de técnicas computacionais mais poderosas. Neste contexto, vem à tona o desenvolvimento de um ambiente de processamento paralelo para obter a RSE de um SEP.

O processamento paralelo neste trabalho é executado a partir de uma caixa de ferramentas disponibilizada pelo software MatLab[®] denominada *Parallel Computing Toolbox* (MATHWORKS, 2010). Como mostrado na referência (COSTA, 2009), a paralelização é implantada num único computador de múltiplos processadores coordenadamente, ou seja, ocorre de maneira intrínseca pelo próprio MatLab[®] através de um simples comando de habilitação, diferentemente do processamento distribuído, em que uma ou várias unidades de processamento (CPU) estão envolvidas e a configuração de um cluster se tornaria necessária. O objetivo da paralelização do processo de construção da RSE é a diminuição do tempo de execução, de tal forma que esta ferramenta possa ser aplicada tanto em ambiente de planejamento *off-line* quanto em ambiente de tempo-real nos centros de controle de SEP's.

Os passos necessários para introduzir o processamento paralelo no processo de construção da RSE são dispostos nos tópicos a seguir.

2.4.1 Validação da Paralelização do Problema

Num primeiro momento, realizou-se uma análise do problema a fim de averiguar se o paralelismo é aplicável ao processo de construção da RSE. Constatou-se que, especificado um número de direções de transferência, cada direção pode ser analisada separada e simultaneamente, uma vez que as sucessivas etapas envolvendo a variação do perfil de geração do sistema, a resolução do fluxo de potência com a análise de contingências e a busca pelos limites de segurança independem umas das outras. Apenas os resultados do cálculo da máxima transferência em cada direção devem ser armazenados, de tal forma que, futuramente, seja possível interligar os pontos limites em prol da formação das curvas limites, como visto na seção anterior.

2.4.2 Arquitetura do Processamento Paralelo via MatLab

A *Parallel Computing Toolbox* é a caixa de ferramentas intrínseca ao MatLab que contém todas as bibliotecas necessárias para efetuar o paralelismo do processo em uma única máquina de múltiplos processadores. Neste trabalho, a biblioteca utilizada é a *Parfor-loop* (*Parallel for-loop*).

O comando de execução *parfor loop* funciona semelhante ao *for loop*, comumente utilizado na programação serial em MatLab. A diferença, entretanto, está no modo como as tarefas são executadas. Enquanto o *for* executa as tarefas de maneira sequencial, ou seja, na ordem com que os comandos são dispostos no algoritmo, o *parfor* executa as tarefas dividindo-as entre os núcleos disponíveis no computador sob uso, denominados *labs*. Estes *labs* processam as tarefas a eles destinadas de maneira aleatória, sem que haja uma ordenação para realizá-las. Assim, as próximas tarefas são executadas na medida que um *lab* finaliza a tarefa anterior (MATHWORKS, 2010).

Vale destacar que a utilização da biblioteca *parfor-loop* exige a habilitação do processamento paralelo em uma única máquina, através do comando *matlabpool* no MatLab. Com a *matlabpool* aberta é possível utilizar até no máximo 4 núcleos (*labs*) do mesmo computador.

2.4.3 Processamento Paralelo Aplicado à RSE

O processamento paralelo é inserido no cálculo da RSE somente numa determinada etapa do processo. Portanto, ambos os tipos de processamento, serial e paralelo, são utilizados neste trabalho. Os passos subsequentes demonstram especificamente a arquitetura completa do algoritmo em MatLab.

Inicialmente, a leitura dos dados, a determinação das direções de transferência (cálculo dos ângulos) e a divisão do sistema em três grupos de geração (etapa I do processo de construção da RSE) são efetuados com base num algoritmo construído de forma sequencial.

Ao examinar as etapas II e III, que envolvem respectivamente a definição das regiões REXP e RIMP e o cálculo dos fatores de participação, nota-se a total dependência do vetor de ângulos referentes às direções pré-estabelecidas. O mesmo ocorre com parte da etapa IV, haja vista que as sucessivas soluções do fluxo de potência, bem como análises de contingências e a variação no perfil de geração do sistema a fim de calcular a máxima transferência de potência entre as regiões REXP e RIMP também dependem dos ângulos escolhidos, já que tais regiões alteram sua composição de acordo com a direção selecionada.

O paralelismo é habilitado, portanto, diante da necessidade de investigar N direções ao longo do processo de construção da Região de Segurança num intervalo de tempo suficientemente pequeno para considerar tal ferramenta eficiente e propícia para uso em ambiente de tempo real. Ao contrário da programação serial, que permite investigar somente uma direção a cada iteração, o ambiente paralelo sob estudo possibilita a análise de até no máximo 4 direções simultaneamente a cada iteração. Como resultado, obtêm-se ganhos consideráveis de desempenho da ferramenta estática, principalmente no que diz respeito à redução abrupta do tempo computacional necessário para realizar as tarefas.

Na etapa IV, após a determinação dos pontos limites de transferência em cada direção, torna-se imprescindível armazená-los em arquivos de saída binários enquanto o processamento paralelo se encontra habilitado. Isso acontece devido a algumas restrições funcionais da biblioteca *parfor-loop*, também discutidas em (COSTA, 2009; MATHWORKS, 2010). Posteriormente, para realizar a interligação dos pontos limites e construir as curvas que delimitam a região segura do gráfico, a programação deve retornar ao seu estágio inicial, ou

seja, à programação serial e retomar estes arquivos para verificar os pontos limites de cada direção, encontrados durante o processo paralelo.

Como funcionalidade complementar, o programa gera, ainda, outro arquivo de saída informando qual o tipo de violação detectada em cada direção e o local do sistema onde se desenvolveu o problema.

A Figura 11 demonstra como é dividida a implementação computacional do ponto de vista do tipo de processamento, sobreposta ao fluxograma do processo de construção da RSE.

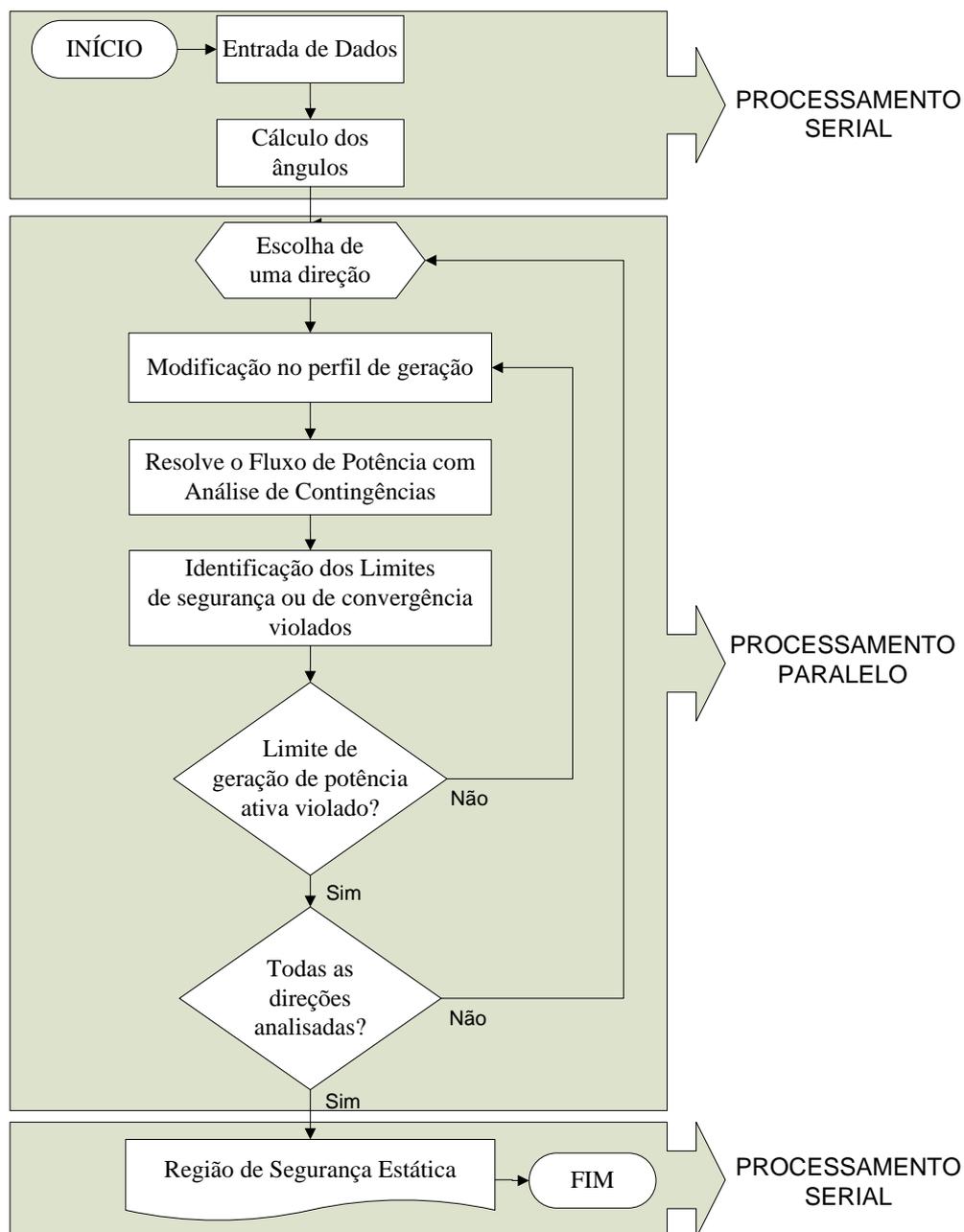


Figura 11 – Tipos de Processamentos Adotados no Processo

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou as definições, características e o processo de construção da Região de Segurança Estática, uma importante ferramenta para avaliação da segurança em regime permanente de SEP's. Demonstrou-se, ainda, o programa computacional desenvolvido em MatLab para obtenção automática das Regiões de Segurança Estática.

3 Dispositivos de Controle

3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Entre os principais elementos de um SEP estão os geradores, transformadores, linhas de transmissão, cabos, cargas, bancos de capacitores e indutores, sistemas de proteção e equipamentos de controle. Estes elementos são devidamente interconectados para permitir a geração de eletricidade em quantidade suficiente para atender a demanda do sistema em qualquer ponto no tempo. O objetivo operacional é transmitir a energia para os centros de carga a custo mínimo de produção, máxima confiabilidade e mínima perda na transmissão (ELGERD, 1977).

Diante dos diversos desafios operacionais existentes, os dispositivos de controle exercem funções de extrema importância dentro do sistema, pois influem diretamente nas condições de operação, visando contribuir significativamente tanto para aumentar o nível de segurança quanto para maximizar a utilização do sistema de transmissão, atendendo aos requisitos de eficiência. Assim, os dispositivos de controle devem ser agregados ao problema de fluxo de potência a fim de refletir o real estado de operação do sistema, o que implica na necessidade de incluir técnicas que possibilitam representar o modelo matemático adequadamente e simular o desempenho dos dispositivos de controle que porventura existam no sistema. Em (ACHA, 2004; KUNDUR, 1994; MONTICELLI, 1983; PINTO, 2000) têm-se demonstradas as características e as formas de representação de diversos tipos de controles no problema de fluxo de potência. No corrente trabalho, todos os tipos de controle investigados são inseridos à solução do fluxo de potência através do método “*Full*” Newton, onde as equações que modelam os dispositivos são completamente incorporadas ao problema, obtendo-se uma matriz Jacobiana expandida. Esse método eficiente de representação de dispositivos de controle no problema de fluxo de potência é detalhado em (PASSOS FILHO, 2000b).

Em estudos relacionados à avaliação da condição de segurança operativa de um SEP, investiga-se as diversas formas de controlar a magnitude da tensão nas barras críticas do sistema, uma vez que influenciam a operação em regime permanente do sistema. Geralmente, o controle de tensão é executado de forma local, por meio da ação de:

- Geradores e compensadores síncronos;
- Chaveamento de banco de capacitores e reatores;
- Transformadores com variação de *tap* sob carga (LTC's), etc.

Neste contexto, o objetivo deste capítulo é descrever sucintamente quatro esquemas de controle comumente utilizados para controle de tensão de um SEP, para futuramente avaliar o desempenho de cada um deles a partir da RSE. São eles:

- Controle Remoto de Tensão;
- Controle de Tensão por Bancos *Shunt* Chaveados Automaticamente;
- Controle Automático de Tensão por Transformadores LTC's;
- Controle Secundário de Tensão.

De um modo geral, a implementação destes e outro esquemas de controle em sistemas de potência tem por objetivo (KUNDUR, 1994, p.627):

- Melhorar o perfil de tensão do sistema. Na presença destes esquemas de controle, é possível manter as magnitudes das tensões nas barras selecionadas dentro dos limites operacionais especificados, seja por meio da injeção de potência reativa das máquinas síncronas e equipamentos estáticos ou seja por ação dos *tap's* dos transformadores LTC's. Operar numa faixa de tensão inadequada, pode afetar diretamente o desempenho do sistema, causando-lhe prejuízos operativos e/ou danos físicos aos seus equipamentos.
- Expandir a margem de estabilidade de tensão do sistema. A melhoria no perfil de tensão do sistema tem como resultado direto o aumento da capacidade de transferência de potência através da rede de transmissão instalada, uma vez que a potência ativa transmitida por uma linha é diretamente proporcional as tensões nas barras por ela interligadas. Assim, pelo fato de tornar os troncos de transmissão menos carregados,

os dispositivos de controle tendem a aumentar a margem de estabilidade de tensão do sistema.

- Reduzir as perdas devido à circulação de potência ativa e reativa no sistema. Tendo-se em vista que os dispositivos de controle são alocados pontualmente nas partes mais críticas ou por todo o sistema, o fluxo de potência pela rede de transmissão sofre alterações, resultando, portanto, na redução das perdas ativa e reativa.

Espera-se que todos estes benefícios possam ser visualizados ao se comparar a RSE do sistema antes e depois da utilização dos dispositivos de controle. No entanto, ainda que o objetivo principal seja beneficiar o sistema, diversos fatores inerentes aos equipamentos de controle podem contribuir, indesejavelmente, para restringir ainda mais sua operação. Como exemplo destes fatores, pode-se citar os limites de geração de potência reativa dos geradores e compensadores síncronos e o chaveamento inadequado dos *tap's* de transformadores tipo LTC.

Independente se benéficos ou prejudiciais, é fácil notar que a RSE sofrerá alterações visíveis quando se comparar um mesmo SEP operando com e sem esquemas de controle, uma vez que os critérios de segurança adotados na subseção 2.3.4, serão reavaliados em cada situação. Por exemplo, um sistema na ausência de controle tem a tensão numa determinada barra violada, após uma contingência. Evidentemente, tal violação será identificada na RSE. Ao inserir um esquema de controle neste mesmo sistema, porém, a violação de tensão nesta barra pode não ser mais constatada e uma nova RSE será construída, diferente da anterior, indicando um aumento na região de operação segura. Em suma, ao adotar a RSE como ferramenta base, objetiva-se destacar a facilidade na avaliação dos impactos gerados pela aplicação dos dispositivos de controle no sistema mediante simples inspeção visual.

3.2 CONTROLE REMOTO DE TENSÃO

3.2.1 Considerações Gerais

Com o aumento crescente da demanda e as redes de transmissão altamente carregadas, o controle do módulo da tensão em barras críticas do sistema é de grande importância e, neste contexto, a potência reativa de uma barra de geração pode ser usada para controlar a tensão

numa barra de carga remota. Trata-se do controle remoto de tensão (CRT), considerada uma ferramenta valiosa na solução de inúmeros problemas que põem em risco a segurança operacional de um SEP.

Este tipo de controle pode ser executado tanto por transformadores em-fase como por injeção de potência reativa (MONTICELLI, 1983). Neste trabalho, utiliza-se o esquema que requer completa automação da malha de controle que envolve o módulo da tensão nas barras e a injeção de potência reativa por parte dos geradores e compensadores síncronos existentes no sistema. Em outras palavras, este tipo de controle explora a forte dependência da malha Q-V do sistema. O mesmo tipo de controle pode ser conseguido também pela atuação de dispositivos estáticos, como, por exemplo, bancos de capacitores e reatores e compensadores estáticos de reativo (SVC, do inglês *Static var Compensator*) de tecnologia FACTS (ACHA, 2004).

Como dito anteriormente, para a representação deste esquema de controle nas análises de regime permanente, o problema de fluxo de potência deve ser modificado. Uma forma de implementação é considerar que o módulo da tensão na barra de geração seja variável, esta barra é reclassificada como uma barra do tipo P. Por outro lado, a barra que terá sua tensão controlada em um valor especificado passa a ser do tipo PQV (MONTICELLI, 1983; PASSOS FILHO, 2000b).

Neste trabalho em particular, propõe-se o esquema de regular o perfil de tensão do sistema a partir da regulação da tensão nas barras de alta tensão dos transformadores, próximas aos corredores de transmissão, ao invés da própria barra onde o gerador está conectado. A Figura 12 mostra de uma forma genérica a idéia básica do CRT proposto.

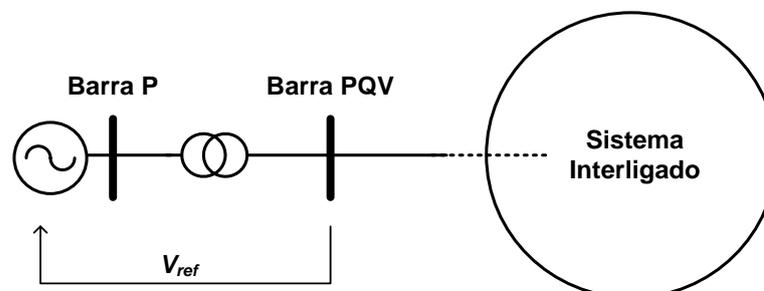


Figura 12 – Esquema Genérico de CRT

3.2.2 Controle Remoto de Tensão x Segurança Operacional

A utilização do CRT num sistema de potência visa elevar sua segurança operacional consideravelmente, tornando-o mais robusto e afastando, conseqüentemente, os riscos de instabilidade de tensão. Porém, apesar do CRT ser utilizado, evidentemente, para proporcionar condições de operação mais seguras, grandes desafios vem à tona para manter as tensões nas barras em níveis operacionais aceitáveis, uma vez que o sistema está sob ininterrupta variação de carga ao longo do dia, o que implica na inconstância dos valores de geração, tensões nodais e demandas de potência reativa do sistema.

O principal fator que leva à instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema em proporcionar um suporte de potência reativa de maneira adequada. Como ressaltado em (KUNDUR, 1994, p.627), “a seleção e coordenação apropriada dos equipamentos para o controle da potência reativa e tensão estão entre os maiores desafios da engenharia de sistemas de potência”. Assim, pode-se dizer que há situações em que este controle tem impactos positivos e outras em que a adoção deste esquema pode levar o sistema a operar em condições mais restritivas. Este fato é devido à utilização mais intensa dos recursos de potência reativa dos geradores, quando comparado ao sistema desprovido deste controle. Dessa forma, o monitoramento do comportamento das barras de geração se faz necessário, a fim de respeitar os limites especificados.

Essas e outras comparações são feitas a partir da visualização da RSE no decorrer deste trabalho. Com isso, será possível determinar todo e qualquer impacto, seja positivo ou negativo, causado pela aplicação do CRT nas barras de alta tensão dos transformadores das unidades geradoras do SEP.

3.3 CONTROLE POR BANCOS *SHUNT* CHAVEADOS AUTOMATICAMENTE

3.3.1 Considerações Gerais

Uma forma simples de garantir o suprimento de potência reativa e suporte de tensão às barras críticas de um sistema a custos mínimos e alto desempenho é utilizando a compensação *shunt* mediante inserção de bancos de capacitores/reatores. Tais equipamentos são

amplamente utilizados no sistema, pois além de atrativos economicamente, a instalação e operação permitem flexibilidade, pois podem ser conectados em vários pontos do sistema, tanto de forma permanente (compensação fixa), modificando as características da rede, quanto por meio de chaveamento manual ou automático (compensação variável) (KUNDUR, 1994).

Os bancos de reatores *shunt* são utilizados para compensar os efeitos da capacitância das linhas de transmissão, particularmente para limitar o efeito ferranti⁴ ou para um sistema que opera sob carga leve e, normalmente, são fixados permanentemente. Já os bancos de capacitores *shunt* fornecem potência reativa ao sistema elevando os níveis de tensão tanto no barramento onde se encontra instalado quanto no seu entorno. Se instalados de maneira fixa, o grau de compensação de potência reativa é incontrolável e varia conforme a demanda do sistema. Dessa forma, ao se elevar o perfil de tensão, pode-se ultrapassar os limites operacionais referentes ao módulo das tensões nas barras. Já o controle de tensão por bancos *shunt* com chaveamento automático (CTBS) permite a melhoria no perfil de tensão do sistema gradativamente, mantendo-o dentro de uma determinada faixa de tensão. Em outras palavras, os bancos neste caso são manobrados automaticamente, na medida em que a demanda de potência reativa aumenta, sem que as magnitudes das tensões nodais, porém, violem os limites especificados, uma vez que obedecem a estratégia operativa com base em faixas de tensão adotada.

A referência (PASSOS FILHO, 2005) demonstra um exemplo prático que avalia a influência dos bancos de capacitores com chaveamento automático na avaliação da margem de carregamento do sistema, bem como sua comparação com o sistema de compensação fixa. Esta mesma referência apresenta também a modelagem e representação do chaveamento automático de bancos de compensação *shunt* variável no problema de fluxo de potência. No corrente trabalho, o fluxo de potência é modificado acrescentando-se à formulação tradicional do problema uma equação que descreve a ação deste dispositivo de controle, metodologia apresentada em (PASSOS FILHO, 2000b; COSTA, 1997). Para isso, a susceptância *shunt* do equipamento é considerada como uma nova variável de estado.

Neste trabalho em particular, propõe-se a estratégia de controle em que bancos *shunt* com chaveamento automático são instalados nas barras críticas do sistema. Dessa forma, a reserva de potência reativa do sistema será aumentada, o que melhora a margem de segurança

⁴ Aumento da tensão no receptor, devido ao efeito capacitivo da linha.

de tensão e reduz a possibilidade de os geradores síncronos atingirem seus limites de geração de potência reativa prematuramente. A Figura 13 mostra de uma forma genérica a idéia básica do CTBS com chaveamento automático.

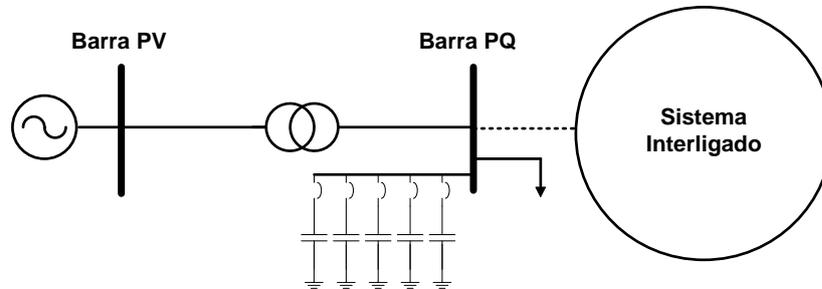


Figura 13 – Esquema Genérico do CTBS

3.3.2 Chaveamento Automático de Bancos *Shunt* x Segurança Operacional

De forma geral, o CTBS com chaveamento automático coordenado é um exemplo de ação lenta de controle capaz de aumentar a capacidade de transmissão através da injeção de potência reativa na rede. Este esquema de controle proporciona melhor desempenho do sistema e, conseqüentemente, melhores condições de operação em regime permanente, bem como uma maior margem de segurança de tensão. Especificamente, com o módulo das tensões nas barras mais próximos ao seu valor nominal, os circuitos de transmissão sofrem redução do nível de carregamento, o que implica, por conseguinte, na redução das perdas do sistema e melhoria da margem de segurança de tensão.

A principal desvantagem dos bancos *shunt* é que sua potência reativa de saída é proporcional ao quadrado da tensão. Dessa forma, para baixas tensões, a potência reativa de saída é reduzida, o que significa que durante um afundamento de tensão a capacidade de fornecimento de potência reativa diminui, agravando ainda mais o problema (KUNDUR, 1994).

O impacto causado no sistema pela utilização dos bancos *shunt* chaveados automaticamente são visualizados a partir da RSE no decorrer deste trabalho. Com isso, será possível avaliar a nova condição de operação, tendo-se em vista o aumento da reserva de potência reativa no sistema.

3.4 CONTROLE DE TENSÃO POR TRANSFORMADORES DO TIPO LTC

3.4.1 Considerações Gerais

O controle de tensão em barras críticas do sistema pode ser executado de forma local ou remota por meio da utilização de transformadores com *tap* variável. A ação dos transformadores é altamente relevante por permitir a regulação dos módulos das tensões nodais do sistema, a partir da alteração na sua relação de transformação. Podem ser controlados manual ou automaticamente. Usualmente, estes transformadores permitem uma variação de 10% a 15% em torno do valor nominal de *tap* (KUNDUR, 1994).

Sabendo-se que os transformadores, de um modo geral, são componentes fundamentais e insubstituíveis na configuração de um SEP, os transformadores com variação de *tap* sob carga (LTC) se tornam preferenciais durante a fase de projeto, pois são usados, por exemplo, durante as variações da carga no decorrer do dia. Assim, este tipo de transformador é encontrado em grande quantidade nos sistemas de potência em geral, e, portanto, o Controle de Tensão por Transformadores do Tipo LTC (CLTC) passa a ser uma das estratégias de controle mais comuns nos SEP's.

A referência (PASSOS FILHO, 2000b) tem por objetivo discutir sobre metodologia de modelagem, tratamento de limites, controle de tensão por dois ou mais transformadores e discretização de *tap*'s e a forma de representação do CLTC, incluindo o *tap* do transformador como variável de estado no problema de fluxo de potência, através de um sistema de equações aumentado.

No corrente trabalho, propõe-se utilizar LTC's instalados próximos às regiões mais críticas do sistema e, então, implementar sucessivos ajustes até que seja obtida uma melhoria significativa no estado de operação do sistema. Vale salientar que um eficiente esquema de *back-off* (PASSOS FILHO, 2000b) é utilizado para superar os problemas relacionados a violação dos limites mínimo e máximo do *tap*, considerada uma variável discreta nesta ocasião. A Figura 14 mostra de uma forma genérica a idéia básica do CLTC.

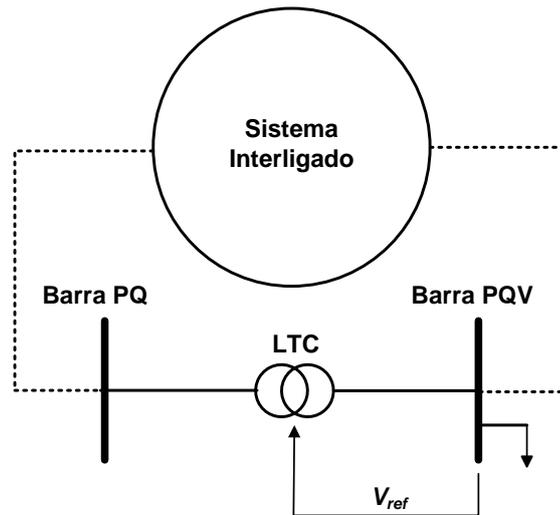


Figura 14 – Esquema Genérico do CLTC

3.4.2 Controle de Tensão por Transformadores LTC's x Segurança Operacional

A atuação simultânea e coordenada de todos os transformadores LTC's do sistema permite assegurar condições de operação satisfatórias, incluindo o aumento da margem de segurança de tensão. De fato, a regulação do perfil de tensão em níveis pré-estabelecidos impede que haja uma redução significativa da capacidade de transmissão diante de possíveis distúrbios no sistema. Ao ajustar o perfil de tensão para níveis aceitáveis de operação, evita-se, por exemplo, o uso desnecessário da reserva de potência reativa do sistema, bem como de outros meios capazes de efetuar o controle de tensão do sistema.

É importante ressaltar que o CLTC deve ser ajustado adequadamente, coordenando a operação dos diversos LTC's presentes no sistema que exercem a função de controle. Por exemplo, a atuação de um LTC numa determinada área do sistema, pode gerar benefícios à barra controlada e, no entanto, prejudicar as barras eletricamente próximas, que eventualmente possuam tensões já próximas aos limites. Além disso, se a faixa de tensão operativa dos LTC's estiver desajustada (tensões mínimas e máximas inadequadas) os LTC's poderão retardar sua atuação ou agir precocemente, perante as constantes variações das tensões nodais. Conclui-se, portanto, que a utilização do CLTC deve vir acompanhada de ajustes pormenorizados que aproximem a configuração deste à situação ideal, objetivando maximizar a eficiência em sua utilização. A RSE permitirá avaliar a influência do CLTC no sistema por meio de inspeção visual.

3.5 CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO

3.5.1 Considerações Gerais

O Controle Secundário de Tensão (CST) consiste em dois ou mais geradores/compensadores síncronos controlando coordenadamente a magnitude da tensão de uma mesma barra remota do sistema, chamada de barra piloto. Este tipo de controle se baseia nos mesmos princípios adotados para o controle de tensão em barras remotas, ou seja, o controle do módulo da tensão da barra piloto é feito através do suporte de potência reativa por parte de dois ou mais geradores. Porém, na presença do CST, torna-se necessário calcular os fatores de participação que definem o percentual de potência reativa que cada um dos geradores envolvidos no esquema deve fornecer.

Para fins de representação do CST no problema do fluxo de potência, utiliza-se novamente a metodologia descrita em (PASSOS FILHO, 2000b) e analisada em (PASSOS FILHO, 2000a). Neste caso, o CST é incorporado junto à matriz Jacobiana, de tal forma que o sistema de equações aumentado contém as tensões das barras dos geradores/compensadores síncronos ou as potências reativas geradas como novas variáveis de estado do sistema. Neste trabalho, propõe-se representar o CST analogamente ao controle remoto de tensão, ou seja, as tensões das barras dos geradores/compensadores passam a ser consideradas variáveis de estado, modificando o tipo de PV para P. Adicionalmente, o tipo da barra piloto é modificada de PQ para PQV. A Figura 15 uma topologia genérica de CST, adotada neste trabalho.

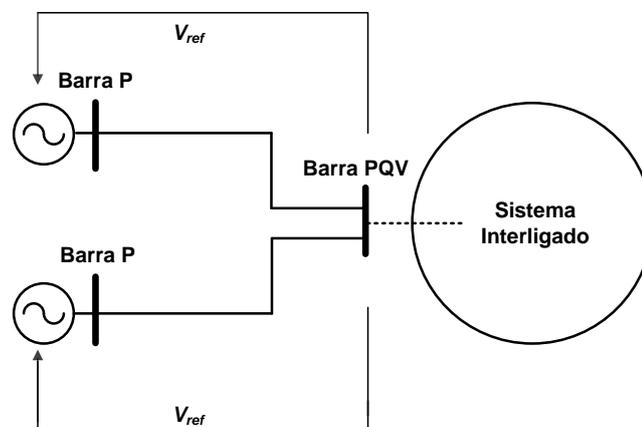


Figura 15 – Esquema Genérico do CST

Vale destacar que o CST também pode incluir outros equipamentos além dos geradores/compensadores, como os transformadores de *tap* variável. Dessa forma, a estratégia deve ser elaborada com base numa metodologia de hierarquia, na qual os geradores/compensadores operam em primeiro lugar e, somente quando estes alcançam seus limites, os *tap's* dos transformadores envolvidos no CST são liberados. A referência (TARANTO, 2000) mostra resultados e benefícios da utilização do controle secundário de tensão com nível hierárquico. Outros aspectos importantes sobre o CST podem ser encontrados nas referências (CORSI, 1995; PAUL, 1987; VU, 1996).

3.5.2 Controle Secundário de Tensão x Segurança Operacional

O CST tem por objetivo melhorar o desempenho das redes elétricas, auxiliando na regulação de tensão do sistema a partir da coordenação do suprimento de reativos de dois ou mais geradores e/ou transformadores de *tap* variável. Todas as considerações discutidas na seção 3.2.2 sobre o CRT são válidas para o CST. A melhoria no perfil de tensão do sistema, induz automaticamente o aumento da margem de segurança de tensão do sistema, proporcionando melhores condições de operação. No caso de ajustes mal realizados, a RSE permitirá a visualização dos impactos negativos consequentes e, então, procedimentos para correção dos ajustes serão discutidos e implantados, comparando todas as situações por meio da RSE.

3.6 COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE CONTROLE

Todos os esquemas de controle discutidos anteriormente exemplificam a ação individual de dispositivos de controle. Contudo, apesar de demonstrados separadamente neste trabalho, um SEP em casos reais requer a aplicação simultânea de todas as estratégias de controle existentes e, para isso, devem ser ajustadas coordenadamente, tendo-se em vista a possibilidade de interação entre eles ao longo das constantes variações no estado de operação.

Diversas estratégias de controle têm sido adotadas para a obtenção de um perfil de tensão otimizado em regiões críticas do sistema e em diferentes cenários de cargas. Este objetivo é melhor alcançado com a adoção de algumas filosofias de automação em relação à

geração de potência reativa no sistema. Estas estratégias vêm se tornando uma importante ferramenta na prevenção do colapso de tensão (TARANTO, 2000).

Especificamente, a maximização da eficiência no controle da malha Q-V requer uma visão sistêmica mais abrangente, no que diz respeito ao horizonte de tempo em que o sistema opera. As tensões nas barras, e a demanda de potência reativa do sistema, bem como outras variáveis como o despacho dos geradores etc, estão sob constante modificações naturais, em decorrência dos diferentes cenários de carga existentes quando se considera um intervalo de tempo significativo. Neste contexto, faz-se necessário a ação contínua dos sistemas de controle, com base na atuação conjunta dos dispositivos envolvidos. Supondo uma situação em que a demanda de potência reativa de um sistema é iminente, deve-se existir coordenação entre os diversos dispositivos de controle para que o suprimento ocorra da forma mais eficiente e adequada possível, seja através de chaveamento de bancos *shunt*, de injeção de potência reativa por parte dos geradores ou pela atuação de LTC's, por exemplo.

A falta de coordenação entre os vários dispositivos pode gerar conflitos de controles e até mesmo agravar situações de instabilidade. Supondo, por exemplo, um sistema cuja configuração engloba dois geradores em paralelo alimentando uma mesma carga, pode-se otimizar a geração de potência reativa de tal forma a permitir que ambos os geradores atinjam seus limites de reativo concomitantemente. Uma coordenação desajustada faria com que um deles atingisse o limite prematuramente e, conseqüentemente, levasse o sistema ao colapso rapidamente.

Como exemplo mais complexo, supõe-se dois dispositivos de controle, um transformador LTC e um banco de capacitores *shunt*, inseridos num sistema sob operação. Sem a coordenação adequada, a operação simultânea destes dispositivos pode agravar indesejavelmente os problemas de instabilidade de tensão em alguma parte do sistema. Por exemplo, a operação do LTC para corrigir um problema de queda do perfil de tensão numa dada região do sistema pode culminar num problema de mesma natureza em outra região. Assim, uma possível ação de correção seria a manobra de banco de capacitores *shunt*. Todavia, os capacitores fornecem reativo proporcionalmente ao quadrado da tensão e, então, diante de uma redução significativa das tensões, decorrente da operação do LTC, a capacidade de fornecimento dos capacitores reduz abruptamente, tornando sua atuação pouco eficiente. Como conseqüência o controle de tensão por meio do banco *shunt* perde seu valor esperado e agravam o risco da ocorrência de um colapso de tensão. Por outro lado, uma atuação

coordenada poderia evitar problemas de instabilidade se, após detectar a queda de tensão inicial, ambos os dispositivos de controle atuassem simultaneamente, até que o perfil de tensão do sistema fosse otimizado para um patamar satisfatório.

3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este Capítulo abordou as principais características e funcionalidades de alguns dispositivos de controle que influenciam nas condições de operação de um SEP, enfatizando suas relações com a segurança operacional e a atuação coordenada dos mesmos. Os dispositivos investigados foram: (i) Controle Remoto de Tensão; (ii) Controle de Tensão por Bancos *Shunt* Chaveados Automaticamente; (iii) Controle de Tensão por transformadores tipo LTC e (iv) Controle Secundário de Tensão.

4 Modelagem de Carga

4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Inicialmente, é conveniente definir-se o conceito de “carga”. Em (IEEE, 1993) têm-se os diversos significados para o termo “carga” em sistemas de potência. Neste trabalho de dissertação, adota-se a definição de que “carga é a potência total (ativa e/ou reativa) consumida por todos os dispositivos conectados ao sistema de potência”.

Como mencionado por (KUNDUR, 1994, p. 271),

“a operação estável de um sistema de potência depende da habilidade em igualar continuamente a potência de saída das unidades geradoras à carga do sistema. Consequentemente, as características da carga tem uma influência importante na estabilidade do sistema.”

A influência direta da modelagem de carga no desempenho de um SEP a torna um fator decisivo para o grau de confiabilidade na análise dos resultados obtidos em estudos de estabilidade. Entretanto, ao contrário dos demais componentes de um sistema de potência (geradores, equipamentos de transmissão e distribuição etc.), que podem ser modelados com precisão, estudos relativos à modelagem de cargas, como em (CONCORDIA,1982; IEEE, 1993), ressaltam a dificuldade para se definir um modelo apropriado que represente fielmente as características das cargas. Dificuldade a qual é justificada por diversos fatores, tais como a grande diversidade de componentes que compõem a carga do sistema, conforme ilustrado na Figura 16, cada qual com seus comportamentos e características individuais peculiares.

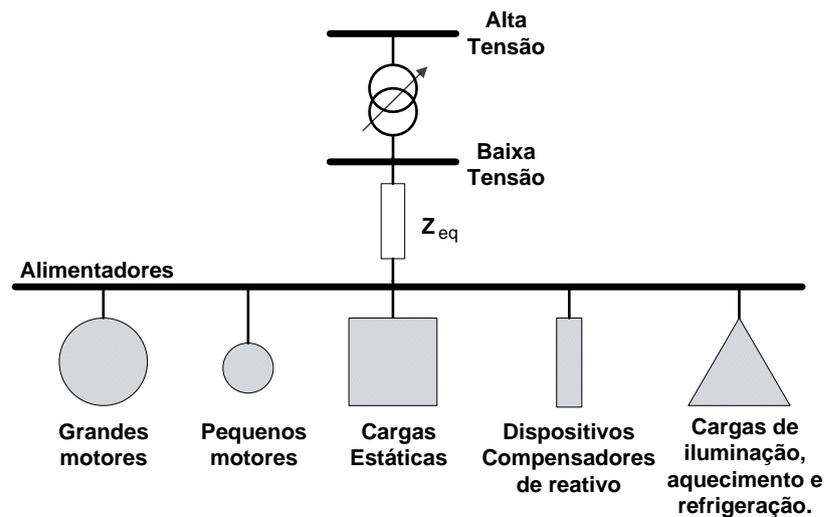


Figura 16 – Composição da Carga Total do Sistema

Ainda que fosse possível representar precisamente cada componente de carga agregado ao sistema, uma composição conjunta se tornaria uma tarefa complexa e muitas vezes impraticável. Além da variedade de componentes de carga, existem incertezas envolvidas na aquisição de informações sobre os mesmos e, adicionalmente, fatores de difícil modelagem como condições climáticas, tempo de uso e épocas do ano, que impedem a elaboração de um modelo de carga mais realista. Somado a isso, a composição da carga se altera continuamente, de acordo com o padrão dos consumidores e seus interesses em utilizar equipamentos variados a qualquer hora do dia, seja aparelhos domésticos, baseado num estilo de vida próprio, ou industriais, conforme necessidade produtiva. A título de exemplificação, as referências (OHYAMA, 1985; SRINIVASAN, 1981) fornecem resultados quantitativos acerca da variação das características da carga em função do momento do dia e do ano.

Percebe-se que a modelagem e representação das cargas de um SEP não é uma tarefa trivial e, atualmente, o desenvolvimento de modelos de carga confiáveis permanece sendo um desafio substancial para pesquisadores e engenheiros de um modo geral, muito embora numerosos trabalhos, incluindo publicações do CIGRE e do IEEE (CIGRE, 1993, IEEE, 1993; IEEE, 1995a, 1995b), já foram motivados pela importância da modelagem de carga.

Mais que um desafio, a precisão dos modelos que representam os componentes de um SEP, incluindo as cargas, é um dos requerimentos fundamentais para implantação de um sistema *on-line* DSA (MORISON, 2004a). Assim, este capítulo tem por objetivo discutir a

melhor forma de abordar a modelagem de carga, visando considerá-la no processo de obtenção da RSE de um SEP.

4.2 MODELAGEM DE CARGA E A SEGURANÇA DE TENSÃO

Como mencionado em (CUTSEM, 1998, p.93), “a resposta dinâmica das cargas é o mecanismo-chave para a estabilidade de tensão de sistemas de potência, conduzindo a evolução dinâmica das tensões e, em casos extremos, levando ao colapso de tensão”. De fato, em virtude da natureza do fenômeno de colapso e da estreita relação da carga com a tensão terminal, o comportamento da carga pode influenciar de modo significativo nas condições de operação do sistema. Portanto, uma representação inadequada da carga pode interferir no cálculo da margem de segurança de tensão do mesmo, haja vista a relação direta existente (FERRAZ, 1998).

Neste contexto, a modelagem de carga, juntamente com a modelagem dos dispositivos de controle, possuem importância singular para se realizar uma análise acurada da segurança estática de um SEP, com menor margem de erro possível. Como visto, porém, a modelagem de carga ainda é uma questão crítica, cercada de incertezas. Em (MORISON, 2003) são apresentados os requisitos para uma modelagem de carga ideal a ser aplicada nos estudos de segurança de tensão. Em (MORISON, 2006a), é descrita a complexidade das cargas, bem como as dificuldades em implementar um modelo de carga para avaliação de tensão. Em ambas são examinados alguns aspectos relevantes e atuais com base numa visão prática sobre o tema. Mais detalhes sobre a relação entre a modelagem de carga e a margem de segurança de tensão podem ser encontrados em (CUTSEM,1998; KUNDUR, 1994; PAL, 1992; 1993; TAYLOR,1994)

Um “modelo de carga” é a representação matemática da relação entre a tensão em uma barra de carga (magnitude e frequência) e a potência (ativa e reativa) associada a determinada barra de carga do sistema (AMARAL, 2004). Historicamente, dois conceitos inerentes ao processo de modelagem de carga são considerados:

- Modelo de carga estática: Em (IEEE, 1993), diz-se que um modelo de carga estática é um modelo que “expressa as potências ativa e reativa em qualquer instante de tempo como função da magnitude da tensão na barra e frequência para o mesmo instante”.

Cargas com características estáticas, tais como resistências de um modo geral, lâmpadas incandescentes, e equipamentos que não possuem partes girantes (campos girantes) como transformadores, reatores, alimentadores etc, são modeladas por equações algébricas, particularmente equações exponenciais e polinomiais.

- Modelo de carga dinâmica: Também em (IEEE, 1993) define-se um modelo de carga dinâmica como um modelo que “expressa as potências ativa e reativa em qualquer instante de tempo como função da magnitude da tensão na barra e frequência num instante anterior e, geralmente, no instante atual”. Cargas que possuem características dinâmicas, como motores, lâmpadas de descarga, relés de proteção etc, são modeladas tanto por equações algébricas, quanto por diferenciais.

Em estudos que envolvem a avaliação completa da segurança de SEP's, a modelagem de carga deve ser feita de maneira complementar, de tal forma que o modelo de carga estática seja implantado nos estudos de fluxo de potência e o modelo de carga dinâmica seja utilizado para eventuais simulações no domínio do tempo. No entanto, sabendo-se que a modelagem de cargas dinâmicas é aplicada somente com a finalidade de avaliar precisamente as perturbações transitórias que afetam o sistema, e tendo-se em mente que o foco deste trabalho é arquitetar uma ferramenta (RSE) baseada no fluxo de potência, capaz de mensurar precisamente a segurança de tensão de um SEP em regime permanente, é suficiente abordar somente a modelagem de carga estática nesta dissertação.

No modelo de carga estática, como visto, as potências ativa (P) e reativa (Q) das cargas, dependentes da tensão (V) e frequência (f), podem ser representadas por equações algébricas, ou seja:

$$P = g(V, f) \quad (4.1)$$

$$Q = h(V, f) \quad (4.2)$$

Porém, em estudos estáticos de um modo geral, que utilizam o fluxo de potência (operação, planejamento, contingências, análise da segurança de tensão etc.), considera-se desprezível a interdependência entre as potências (ativa e reativa) das cargas e a variação de frequência, uma vez que as excursões de frequência são mínimas (KUNDUR, 1994). Representa-se, por conseguinte, somente as potências ativa/reativa em função das tensões nas barras, simplificando as equações (4.1) e (4.2).

Os modelos estáticos mais tradicionais em problemas que envolvam o fluxo de potência são os modelos exponencial e polinomial (ZIP). A título de informação, a referência (AMARAL, 2004) descreve e compara outros dois métodos de modelagem de carga, a saber: o método da composição de cargas e o método da medição direta. De modo complementar, (NEVES, 2008) demonstra detalhadamente a modelagem de carga a partir de dados de medição realizadas sob variações forçadas e sustentadas de tensão.

Neste trabalho, doravante, serão investigados os impactos advindos da utilização do modelo estático ZIP na representação das cargas de um SEP. Adicionalmente, uma vez que os motores de indução constituem uma parcela significativa da carga total do sistema, sua modelagem para estudos estáticos será discutida separadamente. Em ambos os casos, o intuito é evidenciar os fundamentos básicos da teoria envolvida e relacioná-las com os estudos de fluxo de potência e segurança de tensão, para que no próximo capítulo seja possível observar a influência destes modelos nas condições de operação do SEP em regime permanente, a partir das Regiões de Segurança Estática.

4.3 MODELO POLINOMIAL (ZIP)

O modelo polinomial, comumente chamado de modelo ZIP, é um caso particular do modelo clássico exponencial. O modelo exponencial pode ser expresso através das seguintes equações exponenciais:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^a \quad (4.3)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^b \quad (4.4)$$

Onde,

- V : Tensão na barra a qual a carga está conectada;
- V_0 : Tensão nominal;
- P_0, Q_0 : Potência ativa/reactiva na tensão nominal;
- a, b : Fator de sensibilidade da potência ativa/reactiva.

Através dos ajustes dos fatores de sensibilidade a e b , três casos particulares podem ser observados, conforme a Tabela 2:

Tabela 2 – Ajuste dos Parâmetros a e b e Modelos Correspondentes

Parâmetros	Modelo Correspondente
$a = b = 0$	Carga de potência constante (P): Não varia com a tensão
$a = b = 1$	Carga de corrente constante (I): Varia linearmente com a tensão
$a = b = 2$	Carga de impedância constante (Z): Varia com o quadrado da tensão

Uma carga real pode conter parcelas de potência, corrente e impedância constante, o que implica na existência de expoentes com valores intermediários aos três casos mencionados. A referência (AMARAL, 2004, p.14) apresenta uma tabela com valores típicos de a e b para diferentes equipamentos elétricos. Em (ARCANJO, 2010) é mostrado uma forma de estimar os parâmetros a e b que compõem a carga, utilizando-se o método dos mínimos quadrados.

Outra forma de representar as cargas de características estáticas é através do modelo polinomial ZIP. O modelo polinomial ZIP é amplamente aplicado em estudos de SEP em regime permanente. Por ser um modelo de carga estática, consiste em expressar as características da carga em qualquer instante de tempo como funções algébricas da magnitude da tensão nas barras do sistema naquele instante. Especificamente, o modelo ZIP é composto por componentes de impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). Propõe-se uma representação das potências ativa e reativa consumidas pela carga segundo as equações (4.5) e (4.6), respectivamente.

$$P = P_0 \left[A_p + B_p \left(\frac{V}{V_0} \right) + C_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] \quad (4.5)$$

$$Q = Q_0 \left[A_q + B_q \left(\frac{V}{V_0} \right) + C_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] \quad (4.6)$$

Os parâmetros $A_p, A_q, B_p, B_q, C_p, C_q$ definem a proporção de cada componente, onde:

V_0 : Tensão nominal;

P_0, Q_0 : Potência ativa/reactiva na tensão nominal;

A_p, A_q : Parcela da carga ativa/reactiva modelada como potência constante;

B_p, B_q : Parcela da carga ativa/reactiva modelada como corrente constante;

C_p, C_q : Parcela da carga ativa/reactiva modelada como impedância constante;

$$A_p + B_p + C_p = 1;$$

$$A_q + B_q + C_q = 1.$$

Ao considerar um modelo de carga ZIP nota-se, pelas equações (4.5) e (4.6), que a carga sofrerá modificações em seus valores conforme a variação da tensão nominal do sistema. Uma carga modelada como corrente/impedância constante, sofre variação de potência (ativa/reactiva) proporcional à variação linear/quadrática da tensão em regime permanente. Diferentemente do que ocorre quando modelamos a carga como potência constante, em que uma variação de tensão não influencia na potência ativa/reactiva consumida pela barra de carga.

A tensão V_0 indica a tensão em pu para a qual foi medido o valor das parcelas ativa e reativa das carga. Ao observar as equações (4.5) e (4.6) pode-se perceber que, sempre que esta tensão for maior que o valor atual da tensão na barra a qual a carga está conectada (V), a carga sofre diminuição, ou seja, o consumo de potência ativa e reativa nesta barra diminui. Isso implica num fluxo de potência menor no circuito adjacente, ocasionando operações menos restritivas e aumento da segurança dos circuitos de transmissão. Em caso contrário, quando V_0 for menor que V , a carga é aumentada, bem como o fluxo de potência no circuito adjacente, dando origem à situações mais restritivas. Ambas as situações podem ser identificadas pela RSE do SEP sob análise. Contudo, é importante ser destacado que a utilização da tensão para qual foi feita a medição da carga (V_0) pode influenciar de forma significativa os resultados obtidos para a RSE, conforme será destacado no capítulo de resultados.

Apesar de uma carga real possuir parcelas de impedância, corrente e potência constantes, o objetivo deste trabalho é mostrar que as Regiões de Segurança Estáticas podem informar visualmente o impacto direto da modelagem de carga sobre os resultados, exibindo principalmente a variação dos limites de segurança e da margem de carregamento do sistema. Para isso, serão simuladas situações decorrentes de uma variação de tensão no sistema para cada caso particular do modelo ZIP, ou seja, considerando a carga total modelada separadamente, ora como Z, ora como I e ora como P constante.

4.4 MODELO PARA MOTORES DE INDUÇÃO

Sabe-se que os motores elétricos assíncronos (motores de indução) são amplamente utilizados para inúmeros fins industriais, comerciais e residenciais. “Típicamente, os motores consomem 60 a 70% do total de energia suprida por um sistema de potência” (KUNDUR,1994). No Brasil, do total de energia consumida no país, a classe industrial consome 72%, sendo que aproximadamente 50% deste valor corresponde exclusivamente ao consumo dos motores de indução, de acordo com (EPE, 2010).

Os motores de indução possuem características altamente indutivas, e operam geralmente com baixos fatores de potência. Sob condições de queda na tensão da barra terminal, demandam grande quantidade de potência reativa, impactando diretamente no estado de operação do SEP em regime permanente e, conseqüentemente, na margem de segurança de tensão.

Diante destes fatos, quando há parcelas significativas de cargas como os motores de indução, é de suma importância a elaboração de um modelo particular capaz de representá-las adequadamente. Neste contexto, a prática comum de se utilizar o modelo ZIP para representar as cargas do sistema não se aplica quando se deseja reproduzir o comportamento real de um conjunto de vários motores de indução, em virtude das características singulares dos mesmos. Isso é justificado, por exemplo, supondo-se um sistema operando com recursos de potência reativa insuficientes e uma circunstância em que diversos motores de indução estejam conectados a uma barra que sofre uma redução no seu nível de tensão. Com a queda da tensão, a demanda de potência reativa se eleva consideravelmente e, diante da escassez do suporte de reativos, aumenta-se o grau de risco da ocorrência de instabilidade de tensão, ou seja, diminui-se a margem de segurança de tensão. No entanto, se a modelagem deste

conjunto de motores de indução fosse feita considerando-os como uma carga de potência constante, os mesmos efeitos não seriam observados, pois com o uso deste modelo, as potências ativa e reativa independem das variações nas tensões terminais.

Portanto, para estudos de operação, planejamento e segurança de tensão, um modelo de carga próprio para motores de indução deve ser agregado ao problema de fluxo de potência, a fim de aproximar o sistema do seu estado real de operação. Caso contrário, os resultados obtidos nos cálculos do estado de operação do sistema e das margens de carregamento podem apresentar erros grosseiros. No entanto, a modelagem deste tipo de carga não é tão trivial. Como citado por (CUTSEM, 1998), “existem vários tipos de motores de indução. Nos estudos de sistemas de potência geralmente assume-se modelos de motores agregados, isto é, um motor representando um grande número de motores”. Além disso, depara-se com a dificuldade na aquisição de dados destes motores nas indústrias de um modo geral, bem como elevado grau de incerteza nas informações adquiridas em ambientes comerciais e residenciais.

O modelo utilizado nesta dissertação para representação destes motores no problema de fluxo de potência é apresentado por (HENRIQUES, 2002c). Trata-se de um modelo de regime permanente proposto para motores de indução, em que cada motor é representado através do acréscimo de uma barra PQ adicional, ligada a barra original em que está conectado o motor através de uma impedância Z . Na barra interna tem-se um elemento em derivação Y e uma carga potência constante cujo valor representa a potência elétrica entregue ao rotor (P_{mec}). No modelo, Z e Y são dados por (HENRIQUES, 2002c):

$$Z = R_s + jX'_s \quad (4.7)$$

$$Y = \frac{1}{j(X - X'_s)} \quad (4.8)$$

Onde:

R_s = Resistência equivalente;

X = Reatância de circuito aberto;

X'_s = Reatância transitória;

Caso haja N motores na barra k , serão adicionadas N barras PQ, bem com N ramos em série e N em derivação. Tal modelo pode ser observado na Figura 17.

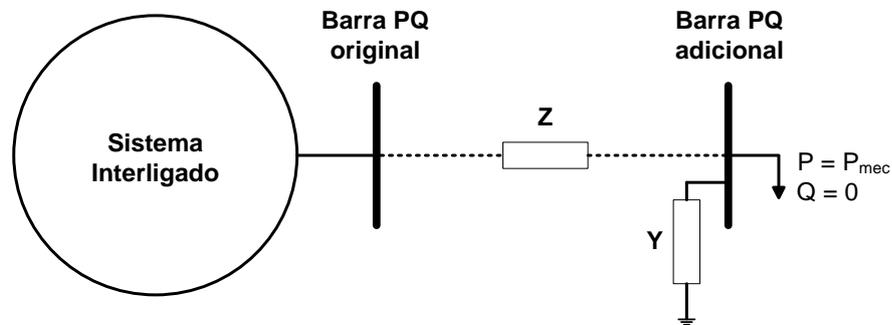


Figura 17 – Modelo de Regime Permanente para Motores de Indução

Matematicamente, este modelo é inserido ao fluxo de potência mediante a técnica de expansão da matriz Jacobiana original do sistema, que permite a inclusão de duas novas linhas e colunas para cada barra PQ adicional. Além disso, inclui-se uma nova linha e coluna referente a relação entre a potência P_{MEC} (potência mecânica de saída) e P_{ELE} (potência elétrica de entrada), a fim de ajustar o modelo proposto.

A inserção deste modelo diretamente no programa de fluxo de potência consiste em representar a carga ativa na barra como motor de indução. Basicamente, determina-se um percentual de potência ativa injetada na barra para ser modelada como um motor de indução dentre um conjunto de motores típicos agregado ao programa. Utiliza-se sete motores de indução típicos definidos na literatura (CUTSEM, 1998; KUNDUR, 1994; TAYLOR, 1994), os quais são comumente encontrados em aplicações industriais, comerciais e residenciais. Estes motores são transcritos de (HENRIQUES, 2002c) para a Tabela 3, e esta referência apresenta, ainda, algumas curvas que determinam os funcionamentos e características em regime permanente individualmente de cada motor agregado ao programa utilizado no referido trabalho. Maiores detalhes da modelagem matemática e representação no fluxo de potência podem ser encontrados nas referências (HENRIQUES, 2002c; FERREIRA, 2004).

Tabela 3 – Motores de Indução Típicos Disponíveis no Programa Utilizado

Tipo do Motor	Características individuais
<i>1</i>	Industrial Pequeno I
<i>2</i>	Industrial Grande
<i>3</i>	Valor médio de motores de 11 KVA
<i>4</i>	Industrial Pequeno II
<i>5</i>	Comercial + Alimentador
<i>6</i>	Residencial
<i>7</i>	Monofásico

De forma complementar, a influência da representação deste modelo em estudos de segurança de tensão é evidenciada em (HENRIQUES, 2002a; 2002b) por meio de estudo de caso em parte do sistema elétrico brasileiro.

Em suma, para modelar a carga como motor de indução basta realizar o seguinte procedimento durante a etapa de entrada de dados do programa em questão:

- Selecionar o motor de indução típico por meio da escolha do número correspondente;
- Informar o percentual da carga ativa na barra a ser modelada como motor de indução, sendo obrigatoriamente maior do que zero.

Assim, nesta dissertação, objetiva-se simular a existência de motores de indução nas barras do sistema, representando-os por meio do modelo proposto. Especificamente, propõe-se avaliar o impacto que a variação no percentual da carga ativa modelada como motor de indução gera no sistema. Posteriormente, como objetivo secundário, os resultados serão comparados à situação em que todas as cargas do sistema são representadas pelo modelo de potência constante convencionalmente utilizado em estudos de fluxo de potência. Espera-se visualizar, neste caso, as diferenças entre os dois modelos e a influência nas condições de operação através de Regiões de Segurança Estática.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este Capítulo discutiu aspectos acerca da teoria de modelagem de carga, prioritariamente a modelagem de cargas estáticas. Demonstrou-se as principais características e formas de representação do modelo ZIP e do modelo de carga tipo motor de indução, destacando-se as respectivas influências nas condições de segurança de SEP's.

5 Resultados

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo tem como objetivo demonstrar a utilização das RSE's em estudos que envolvem a avaliação da segurança em regime permanente de SEP's. Foram selecionados três sistemas elétricos para testes, os quais são listados a seguir:

- Sistema tutorial de 9 barras;
- Sistema *New England* de 39 barras;
- Sistema equivalente Sul-Sudeste brasileiro de 34 barras;

A utilização destes sistemas, comumente empregados na literatura, foi motivada pelas diferentes características que apresentam, tanto em dimensão quanto em complexidade, permitindo investigar a ferramenta proposta em circunstâncias diversificadas.

Para cada sistema, serão construídas as respectivas RSE's dado um patamar de carga e um ponto de operação inicial (caso base) correspondentes e, posteriormente, realizar-se-á uma avaliação do desempenho dos quatro dispositivos de controle e da influência dos dois modelos de carga destacados ao longo deste trabalho.

A descrição e características principais de cada sistema são exibidas nas seções a seguir, assim como as simulações realizadas, os respectivos resultados e as comparações e considerações pertinentes.

5.2 SISTEMA 9 BARRAS

O primeiro sistema selecionado para testes é um sistema tutorial de pequeno porte apresentado por (ANDERSON, 1977), cujo diagrama unifilar é exibido na Figura 18.

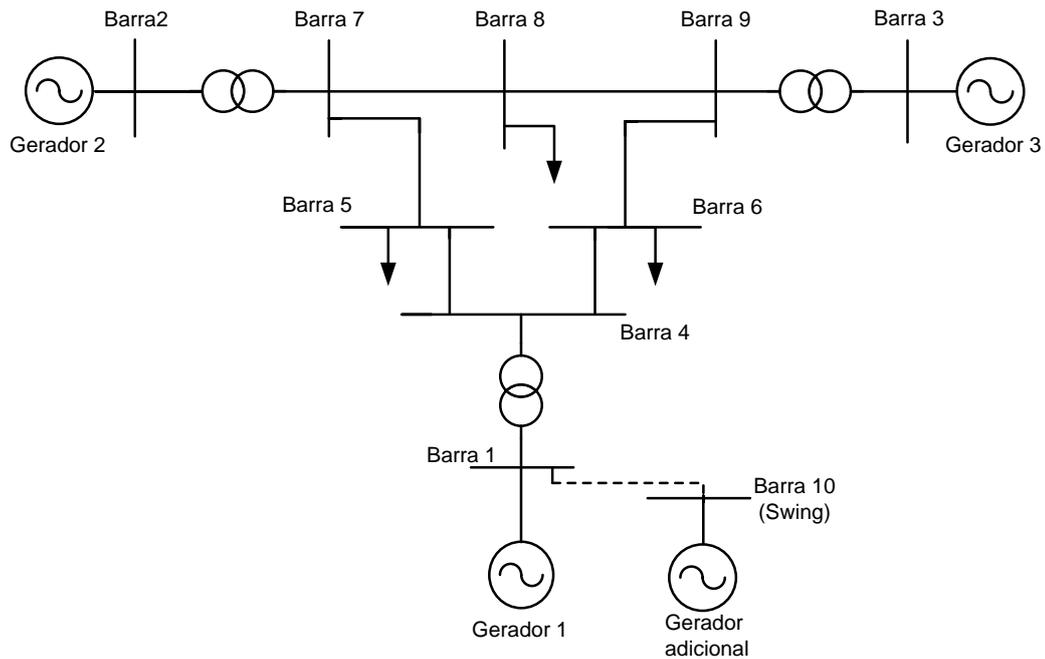


Figura 18 – Topologia do Sistema de 9 Barras

Trata-se de um sistema composto originalmente por 9 barras, dentre as quais três são do tipo PV (barras 1, 2 e 3) e seis do tipo PQ (barras de 4 a 9). O sistema é ainda acrescido de uma barra *swing* fictícia (barra 10) e os motivos que justificam a inclusão desta barra serão discutidos posteriormente na subseção 5.2.1.4.

Cada barra de geração é conectada a apenas uma unidade geradora sob diferentes bases de tensão, de acordo com a Tabela 4, que também destaca a potência máxima em MVA de cada gerador.

Tabela 4 – Geradores do Sistema 9 Barras

Barra	Gerador Conectado	Potência (MVA)	Base de Tensão (kV)
1	Gerador 1	1 x 247,5	16,5
2	Gerador 2	1 x 192,0	18,0
3	Gerador 3	1 x 128,0	13,8

As barras 4, 7 e 9 se comportam como barras de passagem uma vez que cargas do sistema estão conectadas às barras 5, 6 e 8, e têm seus respectivos valores mostrados na

Tabela 5. Considera-se que a carga total do sistema é modelada como sendo do tipo potência constante nos casos em que a informação da modelagem de carga for omitida.

Tabela 5 – Cargas do Sistema 9 Barras

Barra	Carga	
	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)
5	125	50
6	90	30
8	100	35

O sistema de transmissão é composto por dez linhas de transmissão, considerando o circuito adicional que conecta a barra 10 (*swing* adicional) ao sistema. A topologia é formada por três troncos principais em 230 kV, que interliga as barras de geração ao restante do sistema a partir das transformações da barra 2 para a barra 7, da 3 para a 9 e da 1 para a 4. Vale ressaltar que os três transformadores presentes nos circuitos 2-7, 3-9 e 1-4 são transformadores elevadores de *tap* fixo cujos valores são iguais a 1 pu.

Os demais dados da topologia do sistema são encontrados no Anexo A, tais como parâmetros elétricos das linhas de transmissão e transformadores, e os valores correspondentes aos limites de tensão nas barras, limites de geração de potência reativa dos geradores e limites térmicos dos circuitos.

A opção por adotar inicialmente este sistema é justificada pela sua topologia simples, o que permite preparar um tutorial de fácil compreensão com todas as considerações e aspectos relevantes acerca do processo de construção da RSE e o modo de interpretação da mesma durante sua aplicação.

5.2.1 RSE do Sistema 9 Barras

Como visto, a primeira etapa para a construção da RSE requer a divisão do sistema 9 barras em três grupos de geração. Como o sistema 9 barras possui somente três unidades geradoras, a divisão torna-se óbvia, pois cada grupo deverá conter obrigatoriamente um gerador, conforme mostrado na Tabela 6.

Tabela 6 – Divisão do Sistema 9 Barras

Grupo Gerador	Unidade Geradora Associada
1	Gerador 1
2	Gerador 2
3	Gerador 3

A segunda etapa exige a definição do número de direções (N_D) nas quais serão realizadas as transferências de potência. Num primeiro momento, considerou-se $N_D = 100$. A justificativa para esta escolha será dada futuramente. Para cada uma das 100 direções, as regiões REXP e RIMP serão configuradas automaticamente pelo programa durante o processo, assim como os FPG's. O fato de possuir uma única máquina por grupo de geração simplifica a etapa do processo relativa ao cálculo dos fatores de participação internos (etapa III), pois, dessa forma, os FPI's não precisam ser calculados, já que serão sempre iguais a 100% (cada máquina deverá aumentar/diminuir sua potência gerada em até 100% do FPG do grupo ao qual pertence). Adicionalmente, após sucessivos testes, optou-se por utilizar um passo de transferência igual a 0,2 durante esta simulação. Este passo é uma variável requerida pela ferramenta de cálculo da máxima transferência de potência entre regiões, descrita em (BARBOSA, 2009). Aumentar este passo significa maior tempo de execução e menor precisão nos nomogramas.

Definidos os dados de entrada, dá-se início ao programa de construção da RSE a partir da obtenção do ponto de operação inicial do sistema (caso base) por meio da solução do fluxo de potência pelo método de Newton-Raphson. Adicionalmente, designou-se uma lista de contingências que representa contingências simples de abertura das linhas de transmissão do sistema (LT's 4-5, 4-6, 6-9, 7-5, 7-8 e 8-9).

Vale lembrar que a carga total do sistema 9 barras é mantida constante ao longo de todo o processo. Assim, a RSE sob construção será exclusiva para o patamar de carga considerado. É importante destacar que para cada alteração neste patamar (ponto de operação), existe uma RSE associada. Essa questão será discutida na subseção 5.2.1.3.

A Figura 19 exibe a solução do fluxo de potência para o ponto de operação inicial considerado (caso base), obtido diretamente de (CHAVES, 2008) e transcrito para o ANEXO A, bem como os três grupos de geração pós-divisão do sistema.

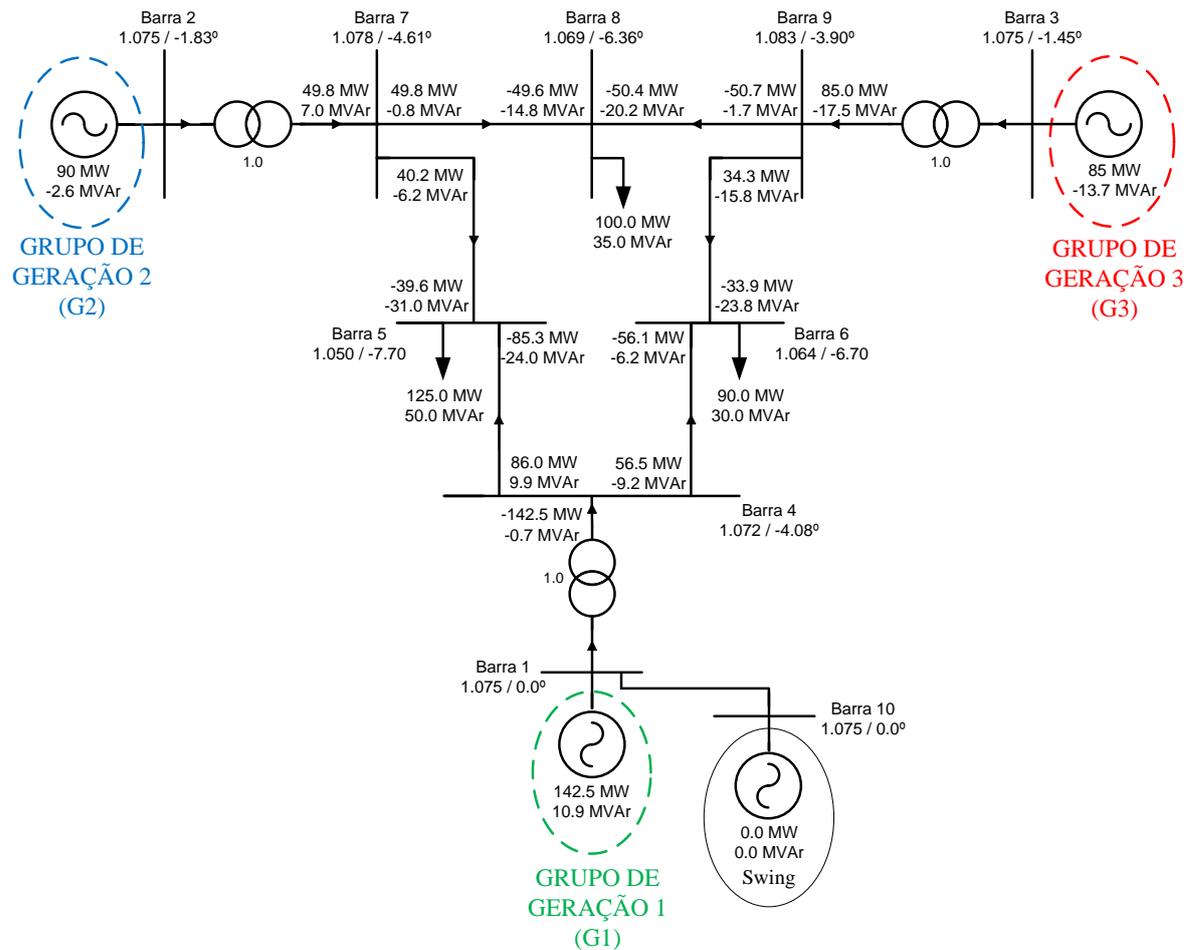


Figura 19 – Sistema 9 Barras: Ponto de Operação Inicial no Caso Base

A RSE do sistema 9 barras para o patamar de carga considerado é, então, apresentada nas Figuras 20, 21 e 22 sob forma de nomogramas dos planos $G1 \times G2$, $G1 \times G3$ e $G2 \times G3$, respectivamente.

A análise da RSE é realizada mediante inspeção dos nomogramas que a compõem. Toda a área verde é a região segura de operação do sistema e sempre será delimitada, evidentemente, pelas curvas indicativas dos limites de segurança mais restritivos, construídas ao longo do processo. O ponto de operação do sistema pode excursionar por toda a região segura, o que significa que a carga pode ser suprida por diferentes combinações de despacho dos grupos geradores com a garantia de que serão respeitados os limites de segurança monitorados com a rede completa ou em contingência. Fora desta região, porém, tem-se a região insegura do sistema, na qual sua segurança é comprometida pelo fato de o sistema não conseguir permanecer num ponto de operação aceitável após uma contingência.

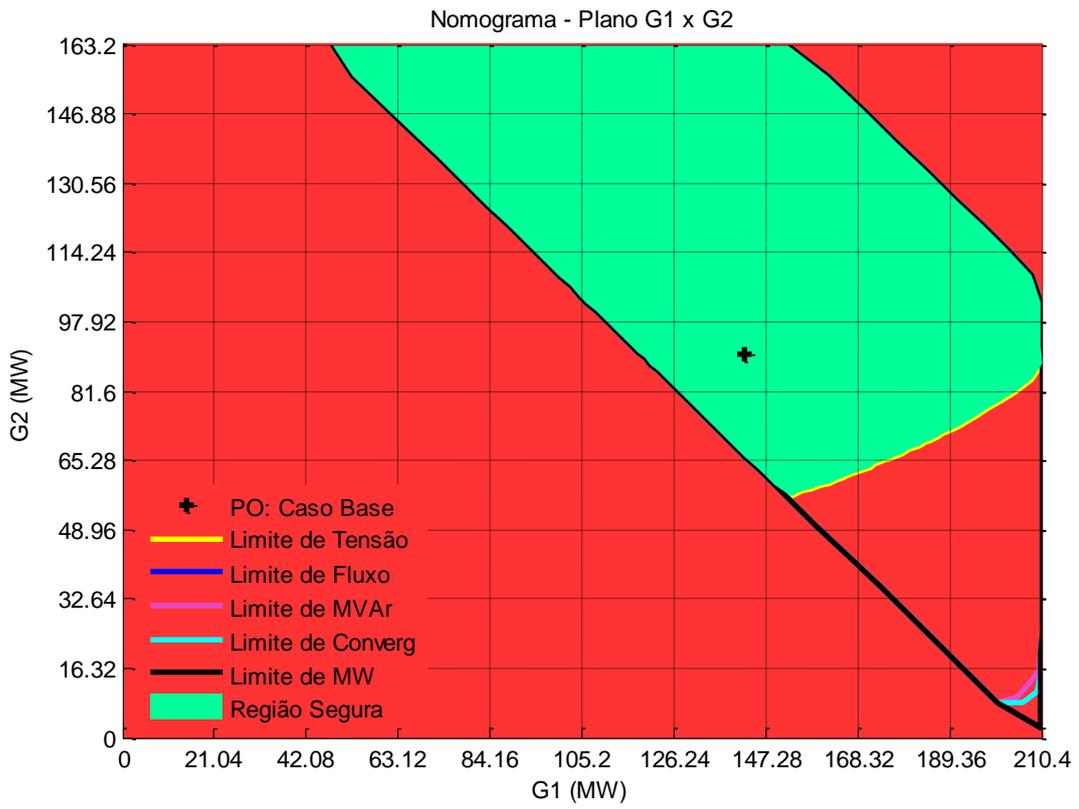


Figura 20 – RSE do Sistema 9 Barras Vista do Plano G1xG2

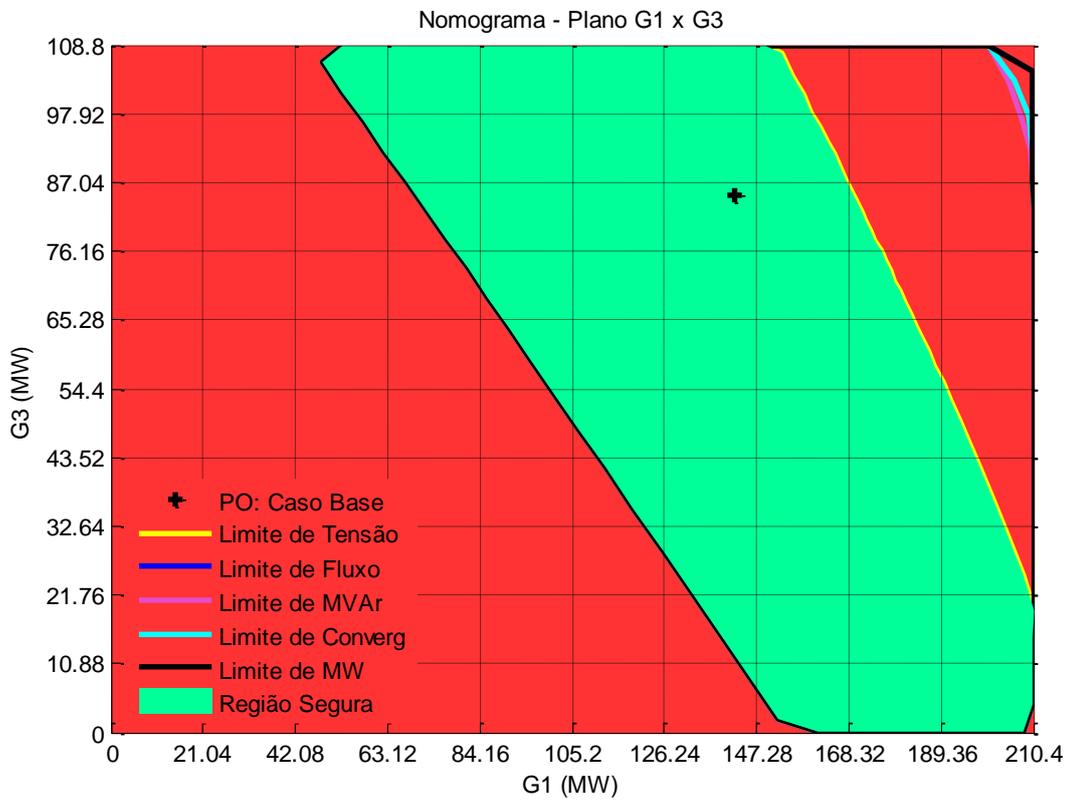


Figura 21 – RSE do Sistema 9 Barras Vista do Plano G1xG3

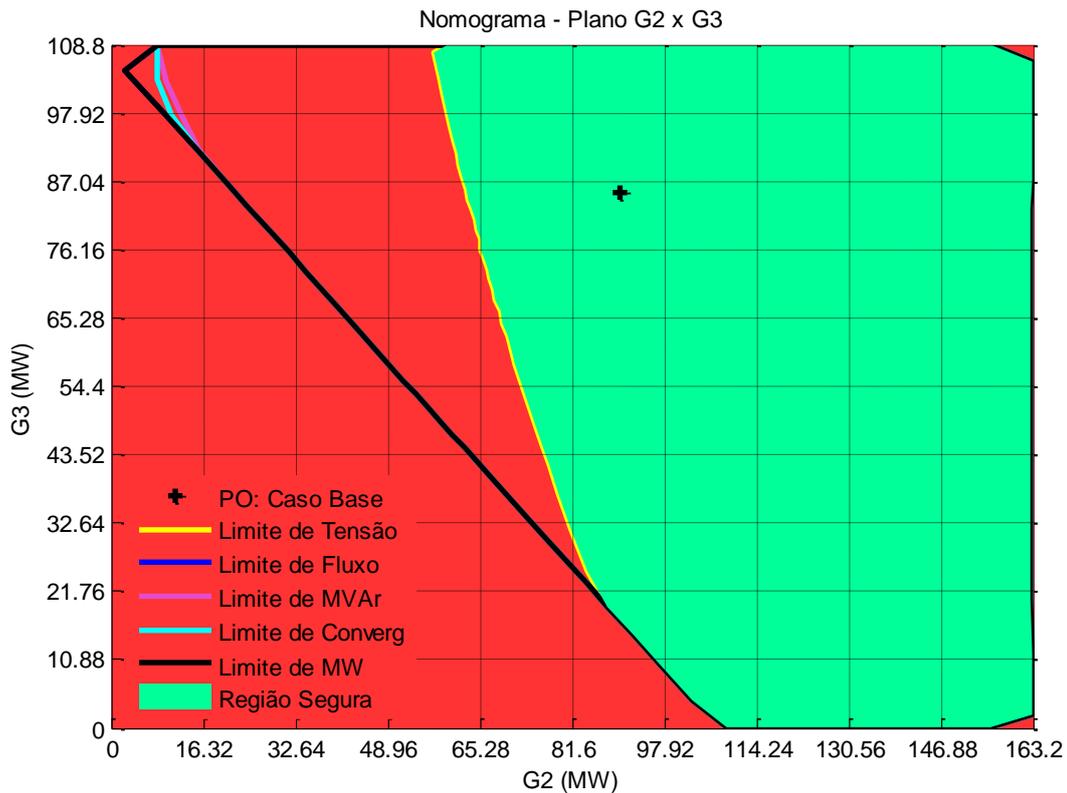


Figura 22 – RSE do Sistema 9 Barras Vista do Plano G2xG3

No sistema 9 barras sob estudo, o ponto de operação inicial correspondente ao caso base é evidenciado nos nomogramas das Figuras 20, 21 e 22. Os grupos G1, G2 e G3 despacham 142,5 MW, 90 MW e 85 MW, respectivamente. A curva limite de tensão (em amarelo) modela a região segura por ser a mais restritiva. Em todas estas direções, a barra cujo módulo da tensão ultrapassou os limites especificados foi a barra 5, e resulta da contingência simples de retirada da LT 4-5. (Vale lembrar que o tipo de violação em cada direção, bem como sua causa e o local de origem, são informados por meio de um arquivo de saída em formato texto fornecido pelo programa em MatLab). A curva limite de fluxo (em azul-escuro) indica que os limites térmicos das LT's pré-especificados não foram violados em nenhuma direção. A curva limite de Mvar (em rosa) mostra que o limite de geração de potência reativa de um ou mais geradores foi violado em algumas direções. Em específico, o gerador 3 atinge sua capacidade de geração de potência reativa, conforme informado pelo arquivo de saída. A curva limite de convergência (em azul-claro) também é obtida em algumas direções, informando o momento em que o fluxo de potência passa a não apresentar convergência devido a uma contingência.

Por fim, a curva limite de MW indica o fim do processo e, neste caso, uma análise manual da margem de potência reativa (curvas QV) é realizada separadamente do processo utilizando-se o programa ANAREDE[®], visando averiguar se o problema é característico de estabilidade de tensão ou se simplesmente a transferência de potência entre as regiões REXP e RIMP foi completada sem violação do limite de estabilidade de tensão. Para exemplificar esta análise, toma-se uma direção nos nomogramas com suspeita de problema de estabilidade de tensão e verifica-se as curvas QV das barras de carga do sistema para o último ponto de operação desta direção. Este ponto de operação está especificado no Anexo A e a Figura 23 exhibe as curvas QV em questão.

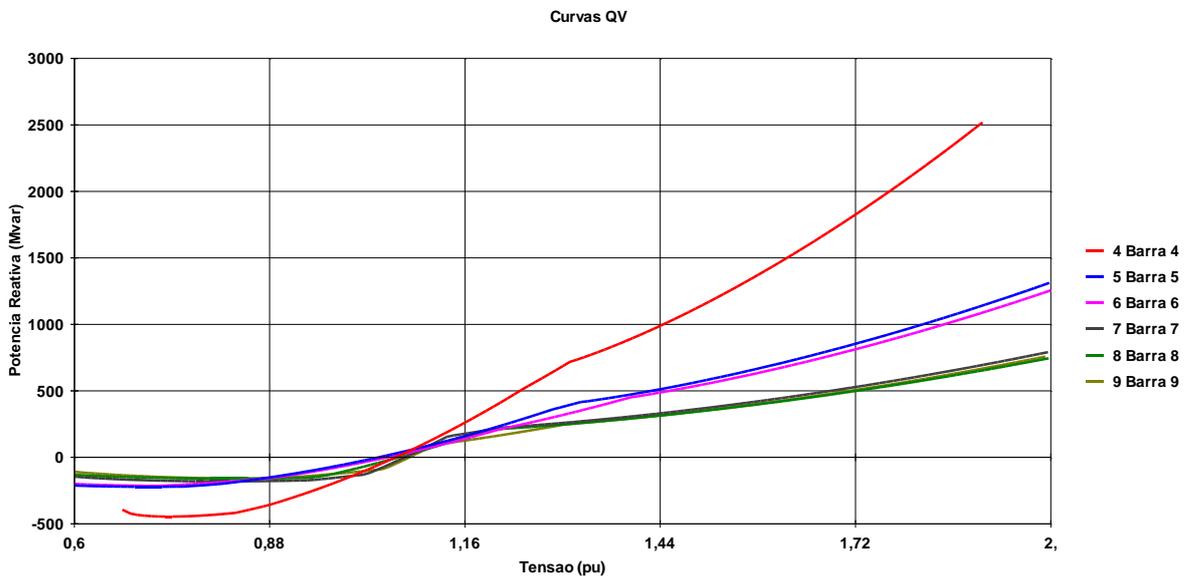


Figura 23 – Curvas QV das Barras de Carga do Sistema 9 Barras

A partir da Figura 23, observa-se que ainda existe uma margem de potência reativa considerável em todas as barras do sistema, eliminando, assim, a possibilidade de se tratar de uma violação do limite de estabilidade de tensão. Neste caso, portanto, a curva limite de MW indica a capacidade de transferência numa dada direção.

Com o intuito de validar a ferramenta, propõe-se solucionar um fluxo de potência convencional com análise de contingências para dois pontos de operação escolhidos aleatoriamente, sendo um situado na região segura e outro na região insegura. Para estabelecer estes pontos, basta definir um novo perfil de geração do sistema, redespachando os três grupos geradores. Todos os demais dados de entrada do sistema 9 barras são inalterados.

Sugere-se inspecionar o nomograma do plano G2xG3 e tomar os valores G2 e G3 que definem a posição do ponto no gráfico bidimensional. De posse destes valores, o grupo de “referência” G1 terá seu redespacho de acordo com o montante de geração necessário para fechar o balanço de potência ativa do sistema. A Figura 24 destaca os pontos de operação selecionados para avaliação, com os respectivos despachos dos geradores.

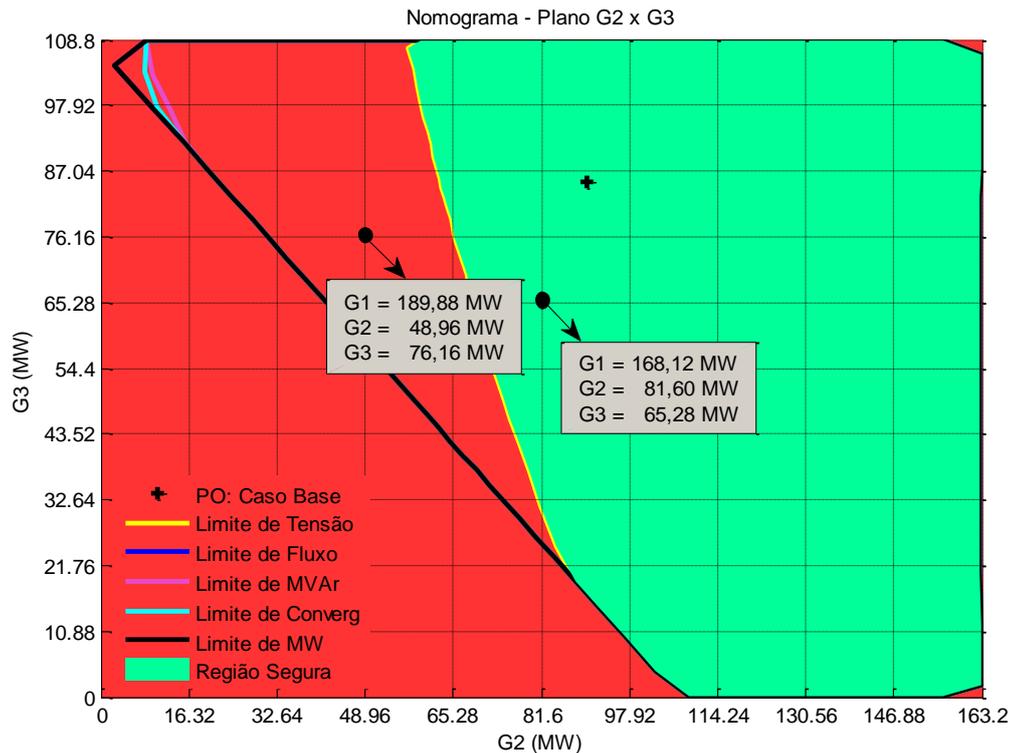


Figura 24 – Pontos de Operação Selecionados para Validação da Ferramenta

As Tabelas 7 e 8 indicam os resultados do fluxo de potência solucionado pelo método de Newton-Raphson para os pontos de operação (PO) situados interna e externamente à região segura, respectivamente. No problema de fluxo de potência e durante a análise de contingências monitora-se os níveis de tensão nas barras, os fluxos nas LT's e a geração de potência reativa, a fim de averiguar eventuais violações dos limites de segurança do sistema. Durante a análise de contingências o comportamento do multiplicador ótimo é avaliado de forma a identificar a inviabilidade da solução, conforme descrito em (CASTRO, 2000).

Tabela 7 – Resultado do Fluxo de Potência para o PO na Região Segura

Barra	V (pu)	A (°)	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	P _L (MW)	Q _L (Mvar)	Limite(s) Violado(s)
1	1,075	0,0	168,12	12,6	0,0	0,0	-
2	1,075	-4,5	81,60	-2,1	0,0	0,0	-
3	1,075	-4,9	65,28	-12,8	0,0	0,0	-
4	1,072	-4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	-
5	1,050	-9,1	0,0	0,0	125,0	50,0	-
6	1,064	-8,2	0,0	0,0	90,0	30,0	-
7	1,077	-7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	-
8	1,068	-9,0	0,0	0,0	100,0	35,0	-
9	1,083	-6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	-
10	1,075	-0,0	2,5	0,0	0,0	0,0	-

Tabela 8 – Resultado do Fluxo de Potência para o PO na Região Insegura

Barra	V (pu)	A (°)	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	P _L (MW)	Q _L (Mvar)	V _{LT4-5} (pu)	Limite(s) Violado(s)
1	1,075	0,0	189,88	15,6	0,0	0,0	1,075	-
2	1,075	-4,5	48,96	-0,9	0,0	0,0	1,075	-
3	1,075	-4,9	76,16	-11,5	0,0	0,0	1,075	-
4	1,072	-4,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1,066	-
5	1,050	-9,1	0,0	0,0	125,0	50,0	0,894	Tensão
6	1,064	-8,2	0,0	0,0	90,0	30,0	1,035	-
7	1,076	-7,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,029	-
8	1,067	-9,0	0,0	0,0	100,0	35,0	1,018	-
9	1,082	-6,7	0,0	0,0	0,0	0,0	1,050	-
10	1,075	-0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	1,075	-

Pode-se notar que, para o primeiro ponto de operação (Tabela 7), os resultados mostram que o fluxo de potência convergiu sem que fosse encontrada nenhuma violação dos critérios de segurança monitorados, tanto no caso base quanto após a análise das contingências, razão pela qual este ponto é considerado seguro. Já para o segundo ponto de operação (Tabela 8), os resultados mostram que o fluxo de potência também convergiu e, no caso base, não foi detectada nenhuma violação dos limites monitorados. Porém, após a análise de todas as contingências, verifica-se que a retirada da LT 4-5 gera uma violação dos limites de tensão da barra 5 (os valores das tensões nas barras são dispostos na coluna V_{LT4-5}), uma

vez que o módulo da sua tensão passa a estar aquém do limite de tensão inferior especificado ($V_{\text{MIN}} = 0,9 \text{ pu}$), caracterizando uma situação de operação insegura do sistema.

Comparando-se a análise dos pontos de operação seguro e inseguro realizada a partir do nomograma do plano G2xG3, verifica-se a coerência das informações expostas graficamente pelo nomograma, validando a utilização desta ferramenta. Portanto, estudos de avaliação da segurança de SEP's em regime permanente que eventualmente utilizem esta ferramenta, serão respaldados por confiabilidade e eficiência. No entanto, as próximas subseções exibem alguns fatores fundamentais inerentes ao processo de construção da RSE e que influenciam significativamente nos resultados obtidos.

5.2.1.1 Influência do Número de Direções

A escolha do número de direções em que se realizarão as transferências de potência influencia diretamente na RSE de um SEP. Para investigar este problema, o mesmo ponto de operação inicial do sistema 9 barras e a mesma lista de contingências, considerados na seção 5.2.1, serão utilizados para se obter os nomogramas do plano G2xG3 para diferentes números de direções.

As Figuras 25 a 31 apresentam estes nomogramas considerando-se $N_D = 4, 8, 25, 50, 100, 200$ e 1000 direções, respectivamente. Vale ressaltar que os nomogramas estão em tamanho reduzido, já que o intuito não é analisá-los, e sim proporcionar um efeito que permita comparar o que ocorre com a região segura e as curvas limites em função da variação do número de direções. Além disso, os demais planos foram omitidos, haja vista que a análise de somente um nomograma é suficiente para perceber a influência do número de direções.

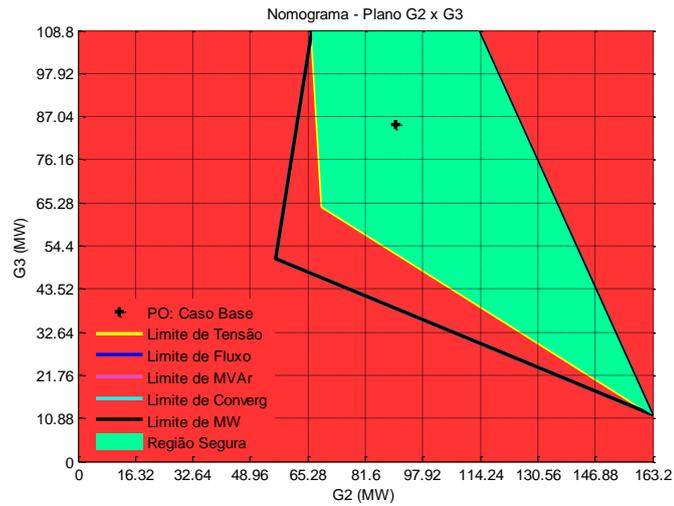


Figura 25 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 4 Direções

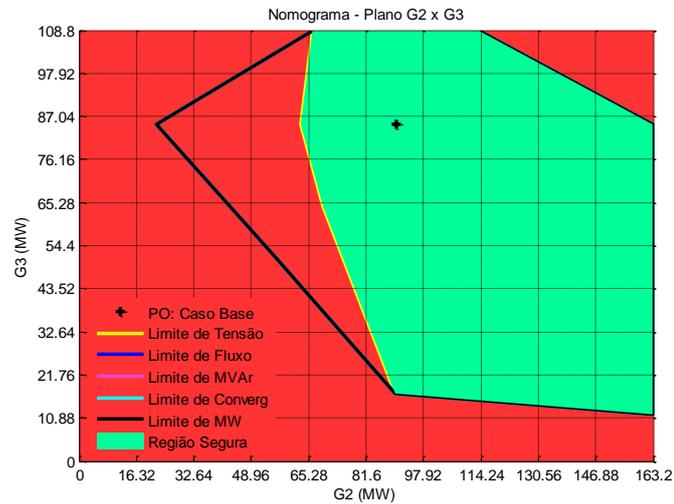


Figura 26 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 8 Direções

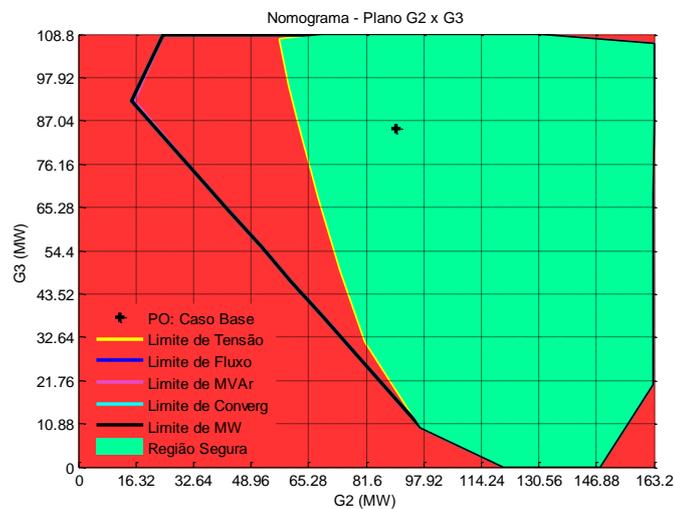


Figura 27 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 25 Direções

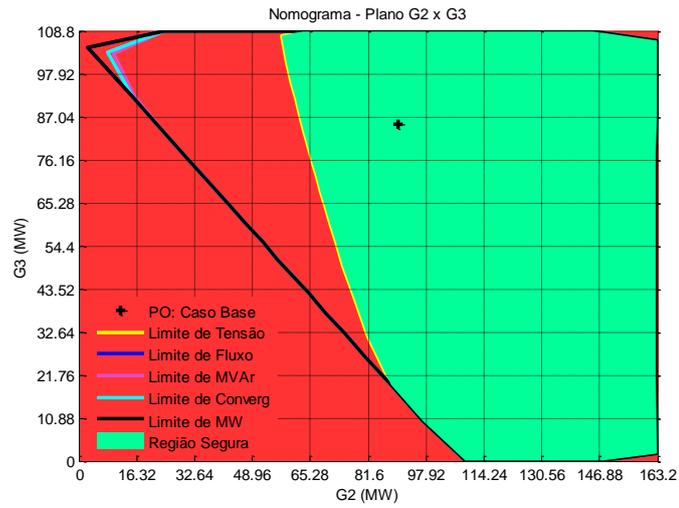


Figura 28 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 50 Direções

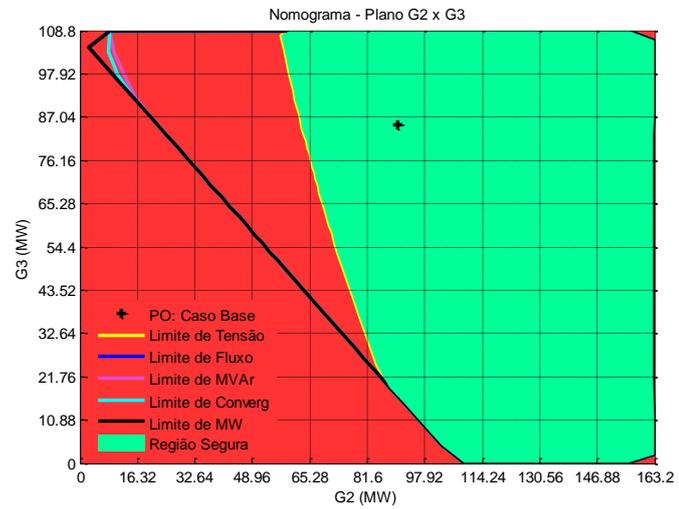


Figura 29 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 100 Direções

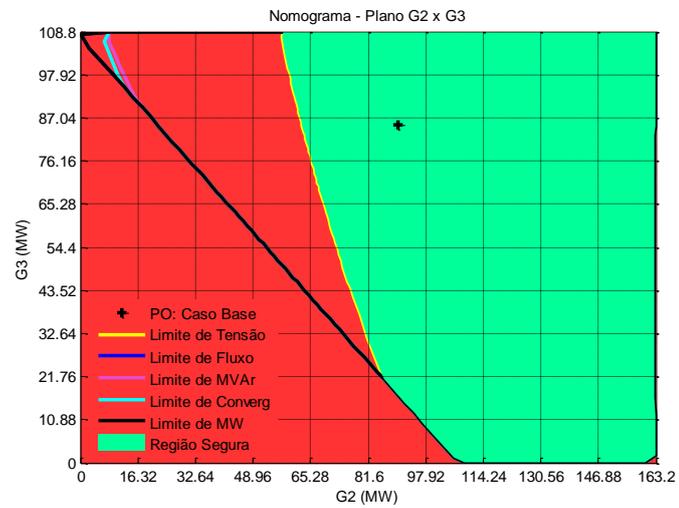


Figura 30 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 200 Direções

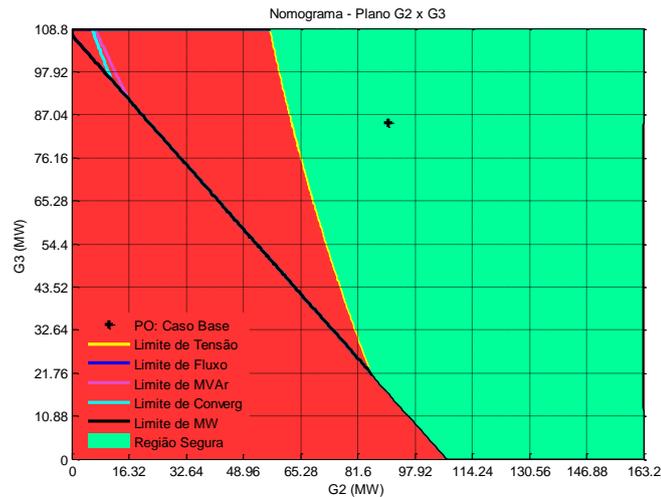


Figura 31 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 para 1000 Direções

Para iniciar a análise, é necessário recordar que a direção irá definir as regiões REXP e RIMP entre as quais serão realizadas a transferência de potência durante o processo de construção da RSE, conforme demonstrado na Tabela 1. Como visto no Capítulo 2, existem diversas possibilidades de despacho dos três grupos geradores do sistema, caminhando-se radialmente em diferentes direções a partir de um ponto de operação inicial (vide Figura 7). Em outras palavras, existem diversos cenários de geração possíveis de serem considerados. Portanto, uma direção define um cenário indicativo de como ocorrerá a transferência de potência e, por conseguinte, em qual trajetória será efetuada a busca pelos limites de transferência. Estabelecer um baixo número de direções implica em investigar poucos cenários de geração, o que significa, neste caso, que poderão haver trajetórias não investigadas em que existam violações dos limites de segurança sem, no entanto, ser possível detectá-las.

Com base nessas informações, sugere-se, agora, observar os gráficos das situações extremas, ou seja, os nomogramas para 4 e 1000 direções (Figuras 25 e 31, respectivamente). Por contemplar apenas quatro cenários de geração, o nomograma para 4 direções apresenta uma região segura deformada, com precisão comprometida. Somado a isso, destaca-se a não visualização das curvas que indicam ambos os limites de convergência e de Mvar, conforme observado com nitidez no nomograma para 1000 direções.

À medida em que se considera maior número de direções, mais cenários de geração vão sendo avaliados e, portanto, mais trajetórias são percorridas. Consequentemente, a região

segura de operação segue gradativamente tomando sua forma correta e as curvas limites vão sendo identificadas e/ou detalhadas. O uso de 8, 25 e 50 direções (Figuras 26, 27 e 28, respectivamente) ainda carecem de certa precisão se comparadas às situações com 100, 200 e 1000 direções (Figuras 29, 30 e 31, respectivamente). Porém, com 50 direções os limites de Mvar e de convergência já passam a ser identificados. A partir de 100 direções somente os cantos superiores e inferiores do gráfico sofrem alterações, de tal forma que o formato da região segura e das curvas limites passam a ser inalterados.

Em resumo, quanto maior o número de direções escolhido, maior será o número de cenários de geração (trajetórias percorridas) e, por conseguinte, mais preciso serão os nomogramas. A escolha de um pequeno número de direções fornece resultados imprecisos, o que torna a ferramenta de baixa confiabilidade. Em contrapartida, adotar um grande número de direções implica num grande esforço computacional para realizar a varredura de todos os cenários de geração requeridos num intervalo de tempo satisfatório, como veremos na próxima seção. Sugere-se adotar um número de direções que considere um número de cenários de geração suficientemente grande para tornar precisa tanto a região segura quanto as curvas indicativas dos limites de segurança, e, simultaneamente, que permita um desempenho computacional elevado, com tempo de simulação apropriado para a aplicação desejada, conforme será discutido na subseção a seguir.

5.2.1.2 Desempenho do Programa Computacional

A escolha do número de direções têm influência direta tanto no gráfico que representa a RSE, quanto no desempenho do programa computacional desenvolvido para a construção da mesma.

Como visto no Capítulo 2, o programa desenvolvido em ambiente paralelo de forma intrínseca ao MatLab possibilita a execução de várias tarefas concomitantemente, de acordo com o número de processadores existentes numa mesma máquina. Sendo assim, realiza-se um estudo comparativo a partir de um computador cujo processador contém quatro núcleos e sua configuração é descrita a seguir:

- Processador QuadCore AMD Phenom II X4 3,217 GHz, memória RAM DDR2 de 4 GB 800 MHz.

Propõe-se medir o tempo computacional necessário para processar por completo a RSE do sistema 9 barras, variando-se tanto o número de núcleos do processador utilizados, quanto o número de direções do processo. Para fins comparativos, um passo de transferência de valor unitário é adotado e, então, mantido constante independente do número de núcleos e de direções escolhidos.

A Tabela 9 demonstra os tempos computacionais medidos e a Tabela 10 o ganho em percentual obtido ao se utilizar mais núcleos.

Tabela 9 – Desempenho do Programa Computacional

Nº. de Direções	Tempo Computacional			
	1 Núcleo	2 Núcleos	3 Núcleos	4 Núcleos
4	18s	16s	15s	14s
8	29s	20s	19s	17s
25	1min 11s	44s	35s	30s
50	2min 16s	1min 17s	59s	50s
100	4min 26s	2min 25s	1min 46s	1min 29s
200	8min 56s	4min 52s	3min 36s	2min 49s
1000	1h 26min 09s	59 min 52s	38min 40s	20min 39s

Tabela 10 – Ganho Computacional em Relação ao Número de Núcleos

Nº. de Direções	GANHO COMPUTACIONAL		
	De 1 para 2 Núcleos	De 2 para 3 Núcleos	De 3 para 4 Núcleos
4	11,11%	6,25%	6,67%
8	31,03%	5,00%	10,52%
25	38,03%	20,45%	14,29%
50	43,38%	23,38%	15,25%
100	45,49%	26,90%	16,04%
200	45,52%	26,03%	21,76%
1000	30,51%	35,41%	46,59%

Os resultados da Tabela 9 mostram que a RSE do sistema 9 barras é obtida com menor tempo computacional quanto maior for o número de núcleos utilizados da máquina e a

diferença se torna mais evidente na medida em que se considera um número de direções maior nos dados de entrada do programa.

Em geral, verifica-se pela Tabela 10 que, independente do número de direções considerado, quanto maior o número de processadores (ou núcleos de um mesmo processador), maior o percentual de ganho computacional para construir a RSE. Vale lembrar que o processamento paralelo implantado no programa admite que no máximo quatro núcleos possam ser utilizados simultaneamente, ou seja, computadores que possuem processadores com mais de quatro núcleos podem ter, no máximo, quatro deles funcionando durante o processo.

Uma segunda consideração importante observada nas Tabelas 9 e 10 diz respeito ao número de direções definido nos dados de entrada. Nota-se que o tempo computacional aumenta quanto maior for o número de direções. A Tabela 9 mostra que para um número de direções muito baixo ($N_D = 4$ ou $N_D = 8$, por exemplo) o tempo computacional é irrisório em todo os casos, porém, a precisão é comprometida, como visto na seção anterior. Por outro lado, para um número de direções elevado ($N_D = 200$ ou 1000) o tempo aumenta consideravelmente. De fato, com um maior número de cenários a serem avaliados, o tempo de execução da ferramenta se eleva. A Tabela 11 mostra o aumento percentual do tempo computacional em relação ao número de direções.

Tabela 11 – Aumento do Tempo Computacional em Relação ao Número de Direções

Nº. de Direções	Aumento do Tempo Computacional			
	1 Núcleo	2 Núcleos	3 Núcleos	4 Núcleos
De 4 para 8	61,11%	25%	26,67%	21,43%
De 8 para 25	144,83%	120%	84,21%	76,47%
De 25 para 50	91,55%	75%	68,57%	66,67%
De 50 para 100	95,59%	88,31%	79,66%	78%
De 100 para 200	101,5%	101,38%	103,77%	89,89%
De 200 para 1000	864,37%	1130,14%	974,07%	633,14%

Tendo-se em vista o dilema de construir a RSE com maior precisão e menor tempo de execução possível, é importante estabelecer um número de direções que reúna estas duas características. A definição do número de direções fica, portanto, a critério do usuário

conforme interesse de estudo. Evidentemente, para que a RSE possa ser formada são necessários no mínimo três direções, tendo-se em vista que o requisito básico para se definir um plano no espaço tridimensional é a existência de três segmentos de reta. Logo, a única restrição para N_D é que seu valor mínimo seja igual a 3. Para investigar cenários de geração bem distintos, os quatro quadrantes que formam o plano G2xG3 (Figura 7) devem ser percorridos, e portanto um valor mínimo sugerido para N_D é de 4 direções. Considerando-se este valor, tem-se a situação mais restritiva para a construção de um nomograma, apesar da baixa precisão.

Neste trabalho, após a realização de sucessivos testes, padronizou-se $N_D = 100$ para todas as simulações, pois, neste caso, além do tempo de execução ser satisfatório no contexto deste trabalho, observa-se que qualquer número de direções acima de 100, como os casos em que $N_D = 200$ e $N_D = 1000$, gera mudanças insignificantes nos nomogramas. Assim, um número de direções igual a 100 é apropriado para toda e qualquer simulação realizada neste trabalho, em que seja requerida a obtenção da RSE de um SEP.

De qualquer forma, o processo de construção da RSE possui elevado grau de complexidade e requer grande esforço computacional quanto maior a dimensão do SEP. Vale salientar que todo o programa sob análise, incluindo o processamento paralelo, é desenvolvido em MatLab, em prol de levantar os principais aspectos e aplicação da ferramenta neste trabalho de pesquisa. Contudo, é importante destacar que o desenvolvimento da ferramenta em outras linguagens de programação tais como FORTRAN ou C++, somado a implantação de um ambiente de processamento distribuído (*cluster*), contendo mais de uma máquina com múltiplos processadores, possam tornar a ferramenta aplicável na prática, tanto em ambiente *off-line* quanto em tempo real.

5.2.1.3 Modificação na Carga Total do Sistema

Conforme destacado no corpo deste trabalho, há apenas uma RSE para cada patamar de carga de um SEP. Todavia, sabe-se que a carga total de um sistema de potência é variável, modificando-se em base diária, semanal, mensal e anual. Assim, esta seção propõe utilizar o sistema 9 barras para demonstrar o que ocorre com os respectivos nomogramas caso sua carga total sofra modificações, conforme a evolução do sistema ao longo de um período de tempo.

Inicialmente, a Figura 32 destaca um intervalo de uma curva de carga semanal aplicada ao sistema 9 barras, entre os patamares 77 e 95. A curva de carga utilizada é detalhada em (PASSOS FILHO, 2005). Neste trecho, seleciona-se dois pontos de maneira aleatória, ambos diferentes do ponto de operação já estudado anteriormente. Pretende-se obter e comparar os nomogramas para cada um destes dois valores de carga do sistema.

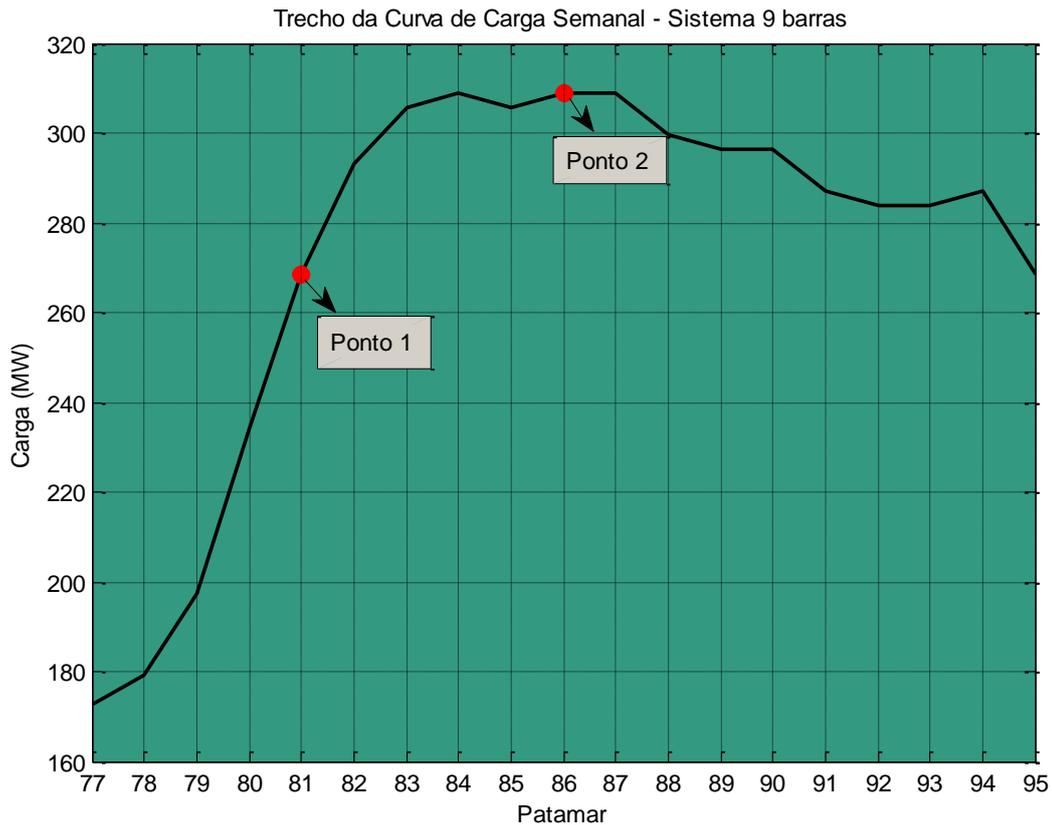


Figura 32 – Curva de Carga Aplicada ao Sistema 9 Barras

Para os patamares de carga 81 e 86, tem-se associado um valor de carga total do sistema, determinando, assim, os pontos 1 e 2 da Figura 32. Os novos pontos de operação iniciais (caso base) para construção dos novos nomogramas, correspondentes aos pontos 1 e 2, são apresentados no Anexo A.

Os nomogramas do plano G2xG3 para os pontos 1 e 2 são então mostrados nas Figuras 33 e 34, respectivamente. Novamente, os demais nomogramas foram omitidos para evitar que a análise se torne exaustiva, já que a observação do plano G2xG3 é suficiente para compreender os resultados da variação de carga do sistema.

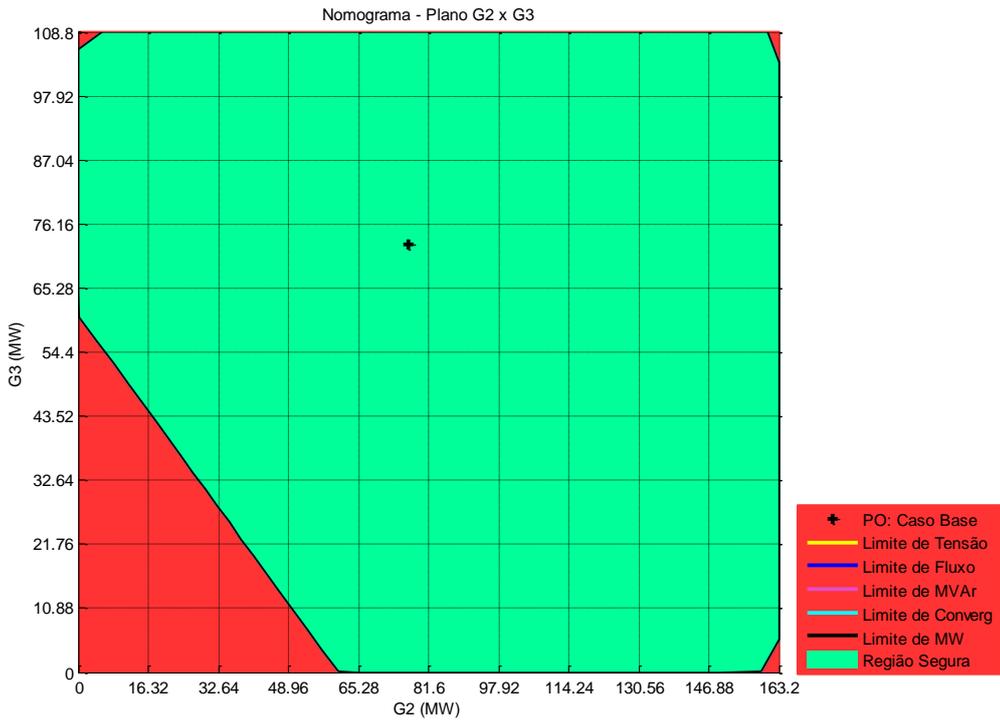


Figura 33 – Nomograma G2xG3: Ponto 1 da Curva de Carga

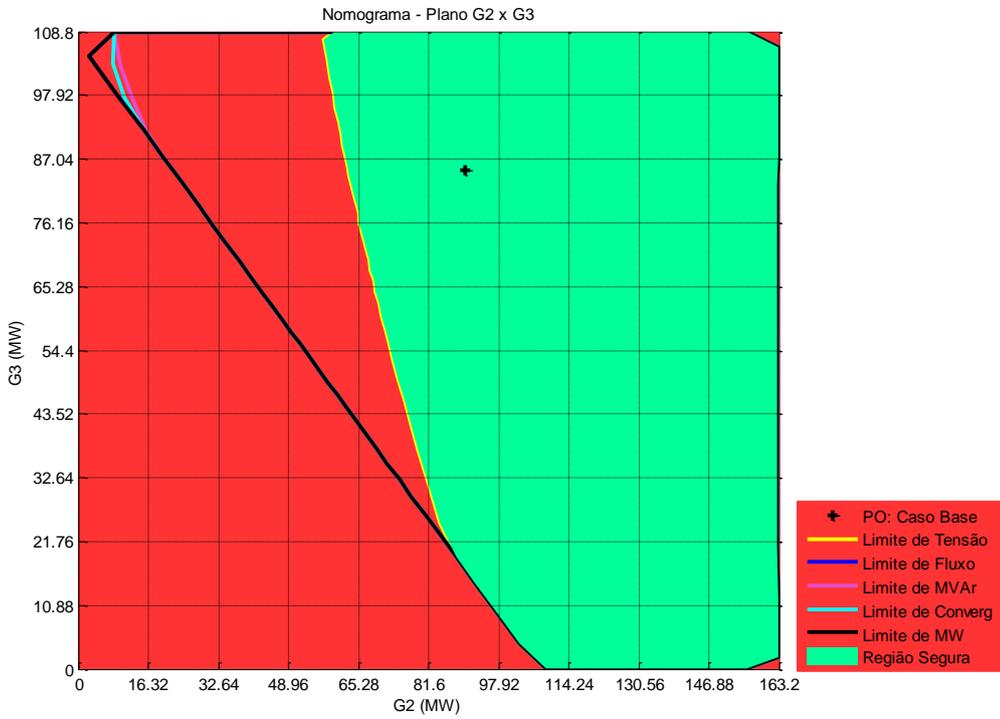


Figura 34 – Nomograma G2xG3: Ponto 2 da Curva de Carga

De imediato, nota-se a diferença entre os pontos de operação correspondentes ao caso base, que representam o ponto de partida para o processo de construção da RSE. Adicionalmente, percebe-se que um maior nível de carregamento do sistema (correspondente ao ponto 2) origina curvas limites de segurança mais restritivas no respectivo nomograma, especificamente as curvas indicativas de limite de fluxo, de $Mvar$ e de convergência. Com isso, a região segura de operação do sistema é consideravelmente menor. Com a carga total menor (correspondente ao ponto 1) a curva limite de MW é expandida indicando um aumento da capacidade do sistema de transmissão. Além disso, demais limites, como os limites de fluxo, de $Mvar$ e de convergência, são detectados somente para a situação em que o sistema opera em carga pesada (ponto 2). Portanto, fica evidente as diferenças encontradas em nomogramas construídos a partir de diferentes patamares de carga.

Em centros de controle, dada a constante variação de carga ao longo da operação de um sistema de potência real, costuma-se gerar as Regiões de Segurança Estática em intervalos de tempo pré-estabelecidos, como de dois em dois minutos, por exemplo, visando monitorar continuamente o ponto de operação e sua “distância” em relação aos limites de transferência de potência (SILVA NETO, 2010).

5.2.1.4 Influência da Barra *Swing*

Sabe-se que a barra *swing* é um artifício puramente matemático aplicado ao problema de fluxo de potência para permitir sua solução. Tem como funções principais o suprimento das perdas na transmissão e o fechamento do balanço de potência ativa do sistema, bem como estabelecer a referência de tensão do sistema em módulo e fase.

Apesar desta barra não existir na prática, o programa para obtenção da RSE sofre influência direta, em virtude da variação de perdas no sistema de transmissão na medida em que se altera o perfil de geração do sistema para suprir a carga mantida constante. A fim de investigar como a RSE é afetada, observa-se o que ocorre durante seu processo de construção.

Na etapa de divisão do SEP em três grupos geradores (Etapa I), duas hipóteses podem ser adotadas:

- Considerar uma barra de um dos três grupos de geração como a barra *swing* do sistema;
- Adicionar uma barra *swing* fictícia ao sistema, a qual não pertencerá a nenhum dos três grupos.

Ao adotar a primeira opção, determina-se que um dos geradores de um dos grupos de geração se comporte como gerador *swing*. Neste caso, a potência adicional demandada pelo sistema, decorrente da variação de perdas de potência ativa na transmissão, passa a ser gerada internamente ao grupo escolhido, especificamente no gerador *swing*. Isso significa que, a cada variação do ponto de operação do sistema, o grupo que contém o gerador *swing* assumirá a parcela relativa às perdas, e o cálculo do fator de participação passa a ser não controlável, devido ao fato da potência do gerador *swing* ser calculada ao final do processo iterativo de solução do fluxo de potência. Adicionalmente, diante da necessidade de suprir um eventual aumento das perdas, este gerador faz com que o grupo ao qual pertence atinja sua potência máxima especificada antes dos demais grupos, o que implica na interrupção do processo prematuramente. Contudo, é importante destacar que devido à modificação no despacho das usinas pode-se verificar situações em que as perdas do sistemas são reduzidas e a situação oposta a descrita é obtida.

A seleção da segunda opção, todavia, exime os geradores participantes do processo de transferência de potência (pertencentes a um dos três grupos de geração) da função de suprimento das perdas. Isso significa que as perdas deixarão de afetar o cálculo dos fatores de participação e, dessa forma, o processo de construção da RSE só é interrompido quando todos os geradores atingirem suas potências máximas simultaneamente (de acordo com a estratégia adotada para cálculo dos fatores de participação).

A seguir, tem-se uma comparação entre as Regiões de Segurança Estática do sistema 9 barras (através dos nomogramas do plano G2xG3) considerando-se ambas as hipóteses para a barra *swing*. As Figuras 35 e 36 mostram, respectivamente, a barra 1 como barra *swing* do sistema e, em seguida, esta barra acoplada a uma barra *swing* adicional. O ponto de operação inicial é destacado na Figura 19.

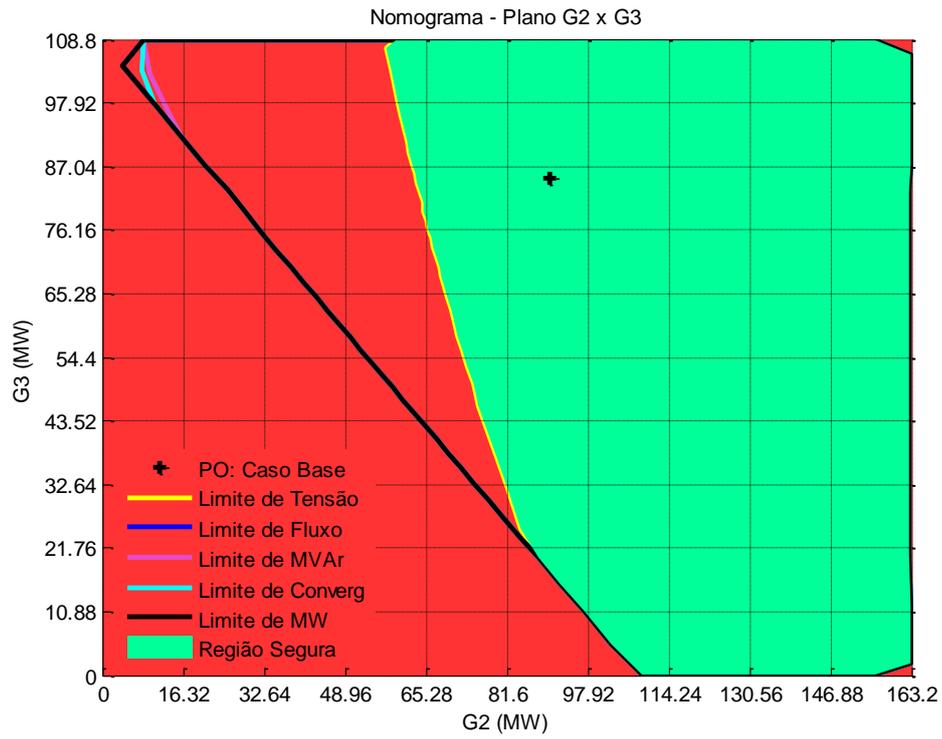


Figura 35 – Barra 1 como sendo a Barra *Swing* (Nomograma G2xG3)

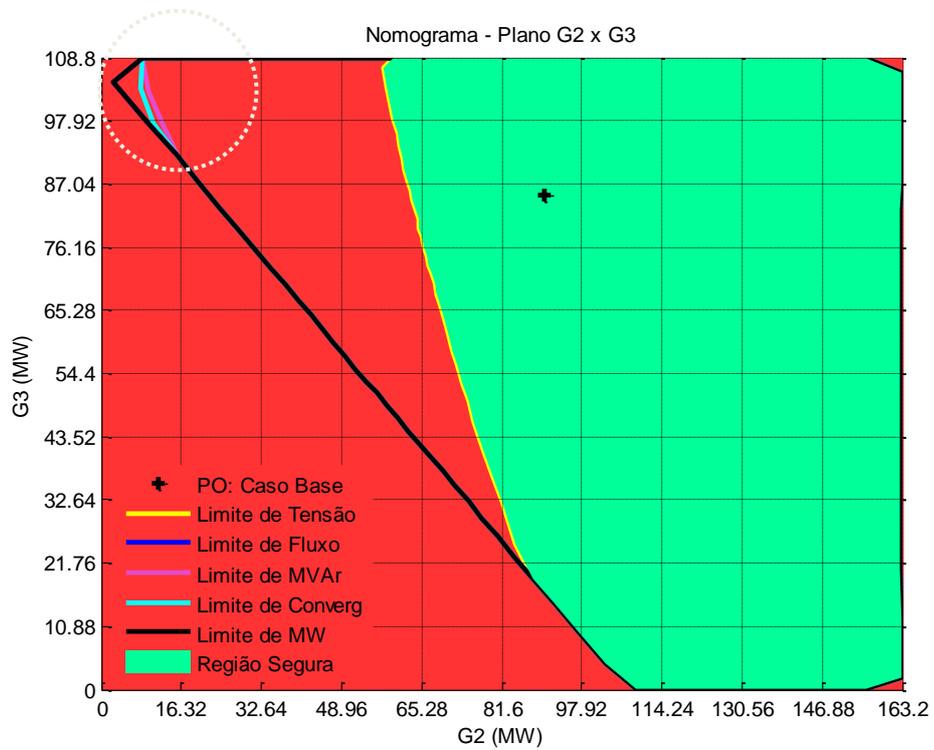


Figura 36 – Barra *Swing* Adicionada junto a Barra 1 (Nomograma G2xG3)

Observa-se, através destes nomogramas, que a maior diferença está na capacidade de transferência (representada pela curva limite de MW, neste caso), sendo maior para o caso em que um gerador *swing* é acoplado a barra 1 (Figura 36), pois, deste modo, o grupo de geração 1 (G1) do sistema 9 barras é eximido de suprir as perdas na transmissão, fazendo com que seu fator de participação seja calculado normalmente ao longo do processo de construção da RSE. Por outro lado, ao impor que o gerador 1 se comporte como gerador *swing* do sistema, o respectivo nomograma (Figura 35) mostra uma capacidade de transferência menor, haja vista que uma parcela referente as perdas são assumidas por este gerador durante o processo. Vale salientar que as diferenças não são tão significativas para o sistema 9 barras, uma vez que as perdas neste sistema são pequenas (2,5 MW, para o ponto de operação considerado). Porém, em sistemas de médio e grande porte, os nomogramas podem sofrer alterações significantes.

Neste trabalho, adota-se a segunda opção para todas as simulações. Entretanto, ao adotar esta opção, uma análise adicional torna-se relevante. Trata-se da necessidade de se definir em qual barra PV do sistema a barra *swing* será acoplada. Em outras palavras, procura-se demonstrar que a alocação da barra *swing* no sistema também influencia na RSE. Os nomogramas das Figuras 37 e 38 representam, as situações em que a barra *swing* adicional é conectada num primeiro momento à barra 2 e posteriormente à barra 3, respectivamente.

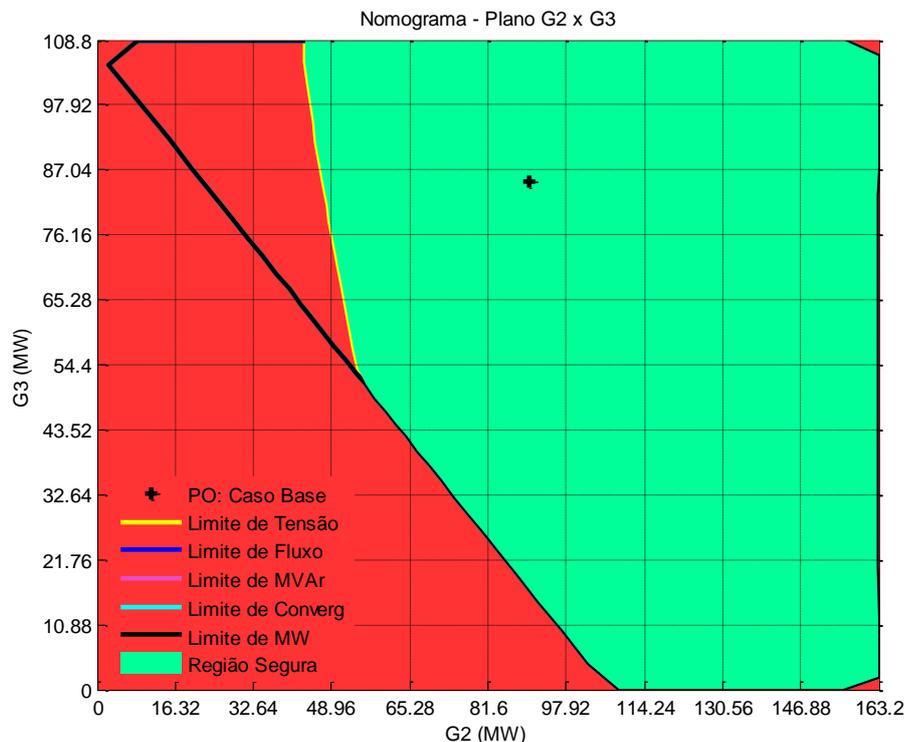


Figura 37 – Barra *Swing* Adicionada junto a Barra 2 (Nomograma G2xG3)

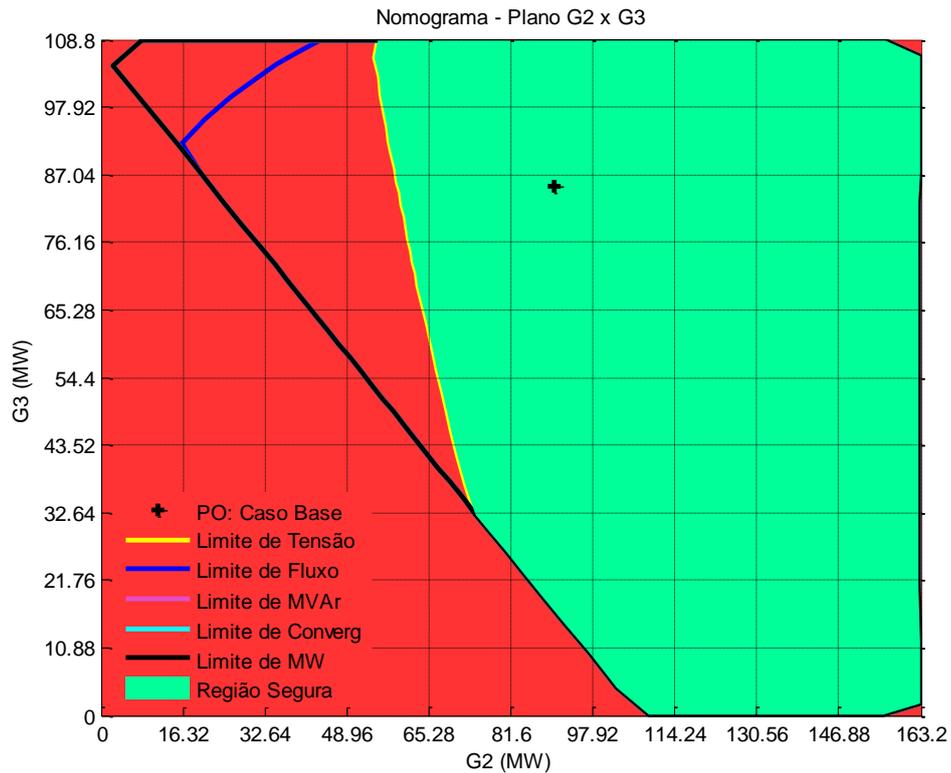


Figura 38 – Barra *Swing* Adicionada junto a Barra 3 (Nomograma G2xG3)

Comparando-se os nomogramas das Figuras 36, 37 e 38, observa-se a variação da região de operação segura simplesmente por inserir a barra *swing* em diferentes pontos do sistema. Além disso, os limites de segurança sofrem modificações de um nomograma para o outro.

É importante destacar que a barra *swing* adicional é incluída no caso base de forma a preservar o ponto de operação. Em outras palavras, no ponto de operação do caso base este gerador não gera e nem consome potência ativa e reativa.

Diante dos resultados apresentados, observa-se que, apesar de a barra *swing* ser um artifício matemático utilizado no fluxo de potência, sua alocação no sistema pode causar impactos consideráveis nos nomogramas, devendo sua escolha ser alvo de investigações específicas.

5.2.1.5 Influência do Tipo de Cálculo do Fator de Participação Individual

Como visto no Capítulo 2, outro fator que influencia diretamente na RSE é a escolha adotada para o cálculo do Fator de Participação Individual (FPI) dentre as opções apresentadas (pelo despacho no caso base ou pela capacidade máxima dos geradores). Contudo, tendo-se em vista que no sistema 9 barras o cálculo do FPI não se realiza em virtude deste sistema possuir apenas um gerador por grupo de geração, a análise e observância deste fator será devidamente realizada no decorrer da simulação do sistema *New England*, próximo sistema-teste a ser investigado.

5.2.2 Dispositivos de Controle Aplicados ao Sistema 9 Barras

Os dispositivos de controle discutidos no Capítulo 3 serão agora aplicados ao sistema 9 barras e os resultados avaliados nesta subseção. Contudo, neste sistema em especial, não será possível avaliar o controle de tensão por transformadores do tipo LTC, já que consta em sua composição somente transformadores de *tap* fixo. Além disso, por ser um sistema de pequeno porte, o controle secundário de tensão torna-se impraticável, haja vista que seu desempenho é fortemente influenciado pela coordenação do suprimento de potência reativa por parte de dois geradores. O controle remoto de tensão e o controle de tensão por bancos *shunt* chaveados automaticamente serão avaliados a seguir.

Doravante, optou-se por demonstrar todos os resultados da avaliação dos dispositivos de controle considerando-se somente o nomograma do plano G2xG3, pois, tendo-se em vista que os nomogramas são a projeção da RSE nos planos que a compõem, a observância de somente um plano é suficiente para investigar os impactos causados por estes dispositivos e a consideração dos demais nomogramas simplesmente tornaria a análise dispendiosa.

5.2.2.1 Controle Remoto de Tensão

O Controle Remoto de Tensão (CRT) é aplicado ao sistema 9 barras com o intuito de validar a eficácia desta estratégia de controle em diversos cenários de geração, mediante inspeção da RSE.

Propõe-se realizar a regulação do perfil de tensão deste sistema a partir da regulação da tensão das barras de alta tensão dos transformadores, próximas aos corredores de transmissão. A estratégia de controle dos recursos de potência reativa, caracterizada pela escolha das barras controladas e faixas de tensão para manutenção do perfil de tensão, é definida conforme demonstrado na Tabela 12.

Tabela 12 – Estratégia Adotada para o CRT no 9 Barras

Barra Controladora	Barra Controlada	Tensão De Referência (Barra Controlada)
2	7	1,040 pu
3	9	1,035 pu

Vale ressaltar que o Gerador 1 não foi considerado para atuação com CRT, pois a variação de potência reativa na barra 1 alteraria sua tensão, originando um grande fluxo de potência no circuito de 1-10 devido a sua baixa impedância. A Figura 39 apresenta o nomograma do plano G2xG3 considerando o CRT. Os dados de entrada e o ponto de operação inicial correspondente ao caso base são os mesmos apresentados na Figura 19.

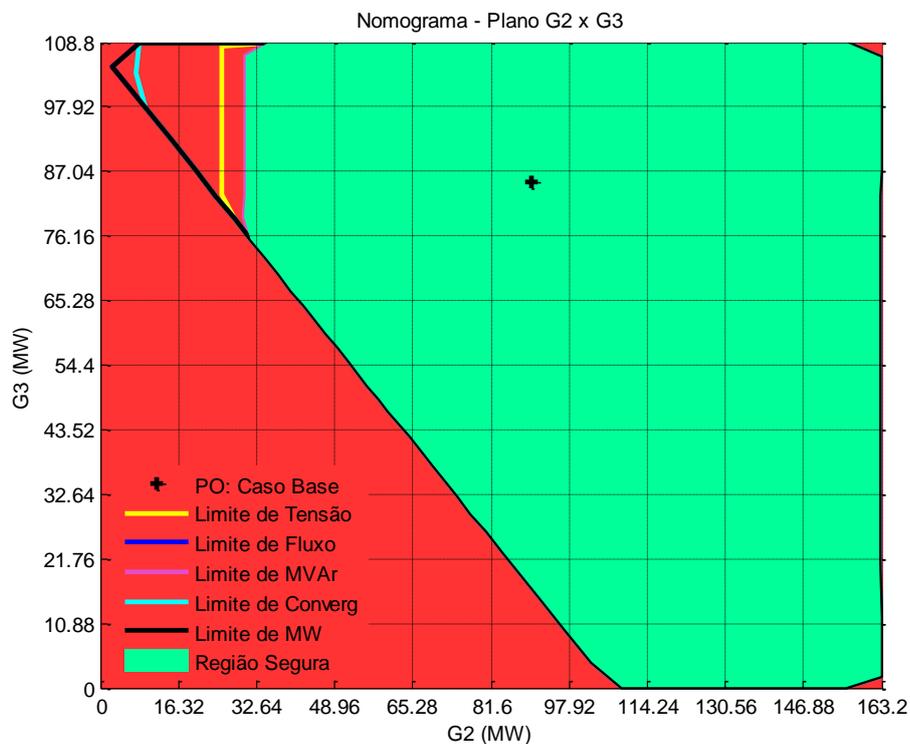


Figura 39 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com CRT

Para avaliar o desempenho do CRT, faz-se necessário realizar uma análise comparativa deste nomograma com aquele apresentado na Figura 22, que representa a situação sem o CRT vista do plano G2xG3.

Efetuando-se esta comparação, pode-se observar que a aplicação do CRT no sistema gera uma expansão substancial na curva limite de tensão em relação ao caso anterior sem o CRT, resultando no aumento da região segura de operação. Portanto, torna-se evidente a eficácia do CRT para melhoria do perfil de tensão do sistema. Não obstante, para manter as tensões nas barras controladas no valor de referência e então assegurar a melhoria no perfil de tensão, os recursos de potência reativa passam a ser explorados demasiadamente, podendo ser esgotados mais rapidamente comparados com a situação sem o CRT. De fato, é o que ocorre no sistema 9 barras com CRT, verificado através dos nomogramas em questão em função da redução da curva limite de Mvar. Além disso, vale ressaltar que a curva limite de convergência também sofre pequena alteração e os limites térmicos das linhas de transmissão não foram violados nas duas situações.

O uso do CRT, porém, nem sempre traz benefícios ao sistema. Para validar tal afirmativa, supõe-se um novo cenário (cenário II) em que o gerador 2 do sistema 9 barras possua uma capacidade máxima de geração de potência reativa aproximadamente 15% menor que sua capacidade no cenário anterior (cenário I). Os nomogramas exibidos nas Figuras 40 e 41 mostram, respectivamente, o sistema sem e com o CRT, permitindo uma avaliação do seu desempenho diante deste novo cenário.

Comparando-se as Figuras 40 e 41, nota-se que a utilização do CRT para o cenário II leva o sistema a operar em condições mais restritivas, quando comparado ao sistema com controle de tensão local (cenário I). A curva limite de Mvar sofre redução considerável ao se utilizar o CRT, uma vez que os recursos de potência reativa do sistema se esgotam rapidamente. Como consequência, a curva limite de tensão não sofre aumento significativo e, inclusive, restringe a operação em algumas direções.

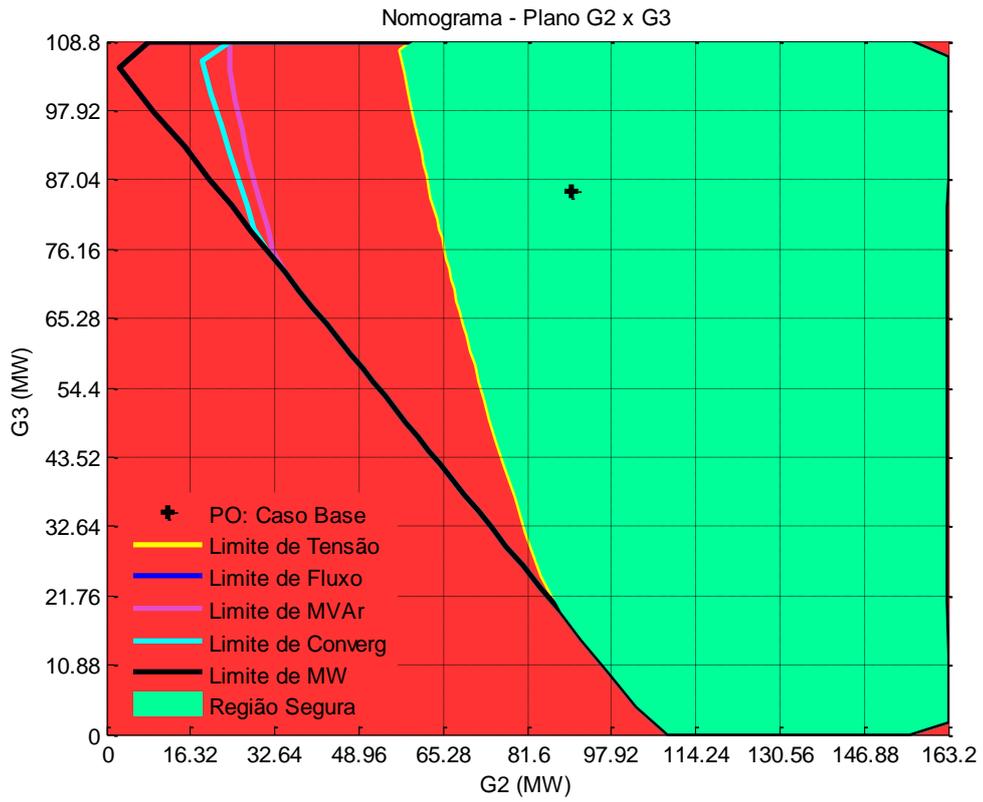


Figura 40 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 sem CRT – Cenário II

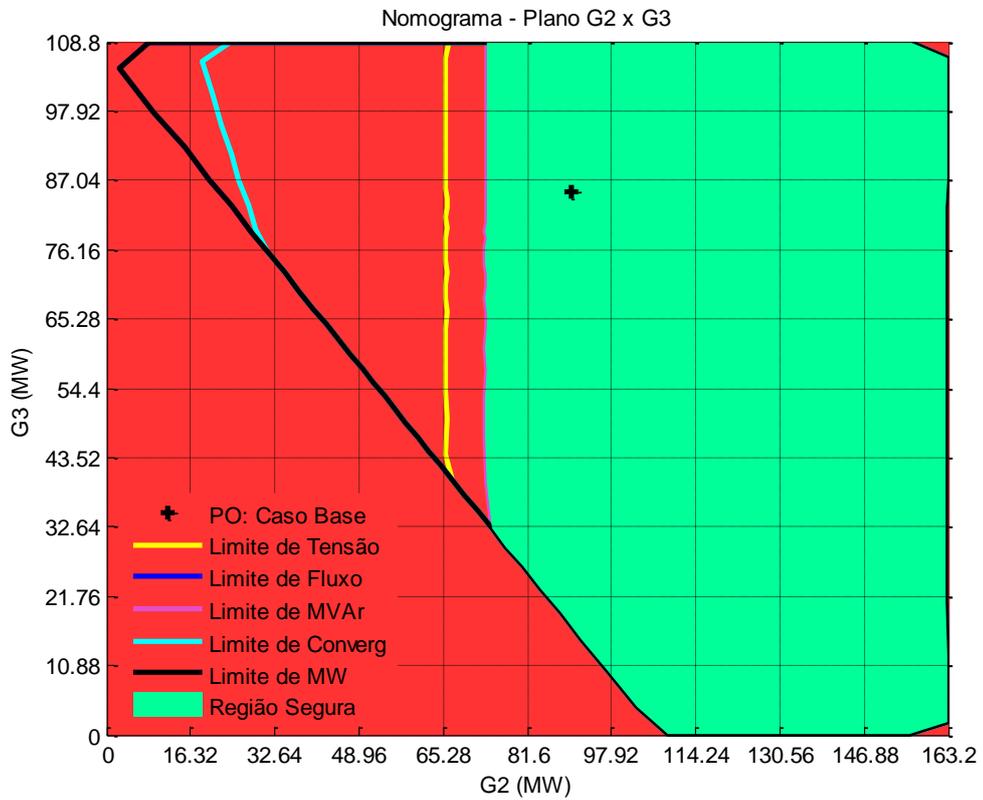


Figura 41 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com CRT – Cenário II

Como análise complementar, compara-se agora os cenários I (Figuras 22 e 39) e II (Figuras 40 e 41). Independente de se aplicar ou não o esquema de CRT no sistema, percebe-se que o cenário II torna a região de operação segura menor, se comparada ao cenário anterior. De fato, como a reserva de potência reativa do sistema é reduzida no cenário II, em função da diminuição da capacidade máxima de geração de potência reativa do gerador 2, os limites de M_{var} são mais restritivos em relação ao cenário I, fato confirmado pela redução da curva limite de M_{var} nos nomogramas do cenário II. Como consequência, percebe-se nestas figuras que a curva limite de tensão também é mais restritiva que no cenário I, tendo-se em vista que a redução forçada dos recursos de potência reativa do sistema proporciona um perfil de tensão em nível mais baixo.

Em linhas gerais, verifica-se que o CRT é aplicado a SEP's com o intuito de melhorar as condições de operação e, conseqüentemente, o nível de segurança de tensão. No entanto, o uso do CRT pode piorar as condições de segurança de um SEP em regime permanente se ajustado incorretamente. Portanto, deve vir acompanhado de uma análise mais ampla da utilização dos recursos de potência reativa do sistema. Muitas vezes, faz-se necessário ajustar as tensões de referência das barras controladas para que os geradores que as controlam sustentem uma reserva de potência reativa satisfatória, tendo em vista a possibilidade da ocorrência de distúrbios no SEP. A utilização de um programa de Fluxo de Potência Ótimo com restrição de segurança poderia auxiliar nestes ajustes.

5.2.2.2 Controle de Tensão por Bancos *Shunt* Chaveados Automaticamente

Nesta subseção investiga-se o desempenho do sistema 9 barras na presença do controle de tensão por meio de bancos *shunt* com chaveamento automático (CTBS), distribuídos através das barras de carga existentes no sistema 9 barras. O objetivo de sua aplicação é disponibilizar mais recursos de potência reativa ao sistema, a fim de manter as tensões nestas barras dentro de limites operativos, bem como aumentar a margem de segurança do sistema. As Regiões de Segurança Estática com CTBS serão então construídas, permitindo a visualização dos impactos causados pela compensação variável. É importante destacar que a atuação deste controle somente foi considerada na solução do sistema sem contingências no processo de construção dos nomogramas, de forma a tornar a análise compatível com os procedimentos utilizados no planejamento da operação e expansão da transmissão (ONS, 2010).

Para o sistema tutorial de 9 barras, propõe-se, como estratégia de controle, a inserção de dois bancos de capacitores *shunt* com 10 Mvar cada na barra 5, por se tratar de uma barra de carga crítica do sistema. Os bancos neste caso são manobrados automaticamente e de forma discreta, na medida em que a demanda de potência reativa aumenta, sem que as magnitudes das tensões nodais, porém, violem os limites especificados, uma vez que obedecem a estratégia operativa com base em faixas de tensão adotada (PASSOS FILHO, 2005). A Tabela 13 sintetiza o esquema de CTBS utilizado.

Tabela 13 – Esquema de CTBS para o Sistema 9 Barras

Barra Controlada	Nº. de Bancos Inseridos	Potência Reativa Injetada Por Unidade	Faixa de Controle de Tensão	
			V _{MIN} (pu)	V _{MAX} (pu)
5	2	10 Mvar	1,07	1,10

A Figura 42 apresenta o nomograma do plano G2xG3 considerando o CTBS. Os dados de entrada e o ponto de operação inicial correspondente ao caso base são os mesmos apresentados na Figura 19.

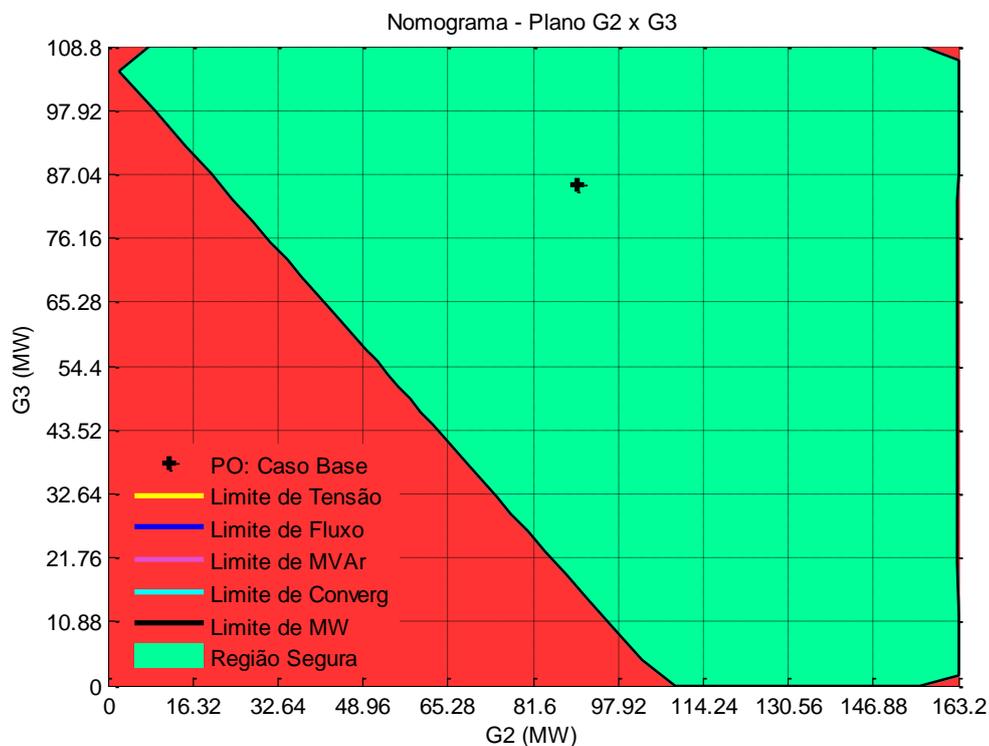


Figura 42 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com CTBS

Uma inspeção visual deste nomograma demonstra que a estratégia de controle adotada proporcionou expansão significativa tanto das curvas limites de tensão quanto das curvas limites de $Mvar$, quando comparado à situação anterior sem a compensação variável (Figura 22). Observa-se que estas curvas sequer aparecem no gráfico, indicando que os limites correspondentes não foram violados em nenhuma direção e somente a curva limite de MW é representada. De fato, a inserção dos bancos de capacitores na barra 5 provoca um aumento da reserva de potência reativa do sistema e, dessa forma, a magnitude da tensão nesta barra é mantida dentro da faixa de controle pré-estabelecida, mediante chaveamento automático do banco *shunt* adicionado. Com mais recursos de potência reativa, a probabilidade de os geradores síncronos do sistema atingirem seus limites de geração de potência reativa prematuramente é reduzida, razão pela qual a curva limite de $Mvar$ também sofre expansão no nomograma da Figura 42, se comparado novamente ao caso sem a compensação.

Por se tratar de um sistema de pequena dimensão, a aplicação de somente dois bancos de capacitores *shunt* chaveados automaticamente é suficiente para expandir consideravelmente a região segura do sistema 9 barras. Evidentemente, num sistema de médio/grande porte, quanto maior o número de bancos *shunt* com chaveamento automático utilizados, maiores os recursos de potência reativa do sistema, bem como o nível de segurança de tensão do mesmo.

Verifica-se, portanto, a eficiência do CTBS em manter um balanço de potência reativa apropriado e prover um suporte de tensão adequado através do sistema. Somado ao baixo custo de aquisição e instalação dos bancos, o CTBS consolida-se como um dispositivo de grande utilidade para os SEP's, capaz de evitar um problema de instabilidade de tensão e afastar o risco de blecautes.

Em linhas gerais, este resultado permite avaliar que, dependendo do tipo de estudo realizado, a atuação de dispositivos de controle lentos pode ser levada em consideração, evitando-se a obtenção de regiões de segurança conservativas. Análise semelhante avaliando-se o impacto da atuação de dispositivos lentos de controle na margem de carregamento de sistemas de grande porte é mostrada nas referências (PASSO FILHO, 2003; ROSA, 2007).

5.2.3 Modelagem de Carga Aplicada ao Sistema 9 Barras

Até o presente momento, todas as simulações realizadas com o sistema 9 barras tiveram as cargas do sistema modeladas como potência constante. Trata-se do modelo mais comumente encontrado atualmente nos problemas envolvendo análise estática de SEP's. No entanto, uma carga real pode conter parcelas de potência, corrente e impedância constante, alterando seu comportamento conforme as variações em sua tensão terminal.

Esta subseção tem como objetivo principal a avaliação dos impactos advindos da utilização dos modelos de carga ZIP e do tipo motor de indução na representação das cargas de um SEP. Em ambos os casos, deseja-se observar a influência de se modelar a carga sob diferentes maneiras nas condições de operação do SEP em regime permanente, a partir da visualização e análise das Regiões de Segurança Estática.

5.2.3.1 Modelo de Carga ZIP

Num primeiro momento, o modelo de carga ZIP é utilizado para representar as cargas existentes no sistema 9 barras. Propõe-se simular cada caso particular do modelo ZIP separadamente (*Z* constante, *I* constante e *P* constante). Para a simulação, utilizou-se o mesmo ponto de operação inicial da Figura 19 com os correspondentes dados de entrada do Anexo A. No entanto, os limites térmicos das linhas de transmissão foram alterados a fim de torná-los visíveis nos nomogramas, permitindo uma análise mais apropriada da modelagem de carga. Os novos valores são dispostos na Tabela 14.

Tabela 14 – Novos Limites de Fluxo (Térmico) das LT's

Barra De	Barra Para	Capacidade Térmica (MVA)	
		Nominal	Emergência
1	4	250	250
2	7	200	200
3	9	300	300
4	5	300	300
4	6	200	200
6	9	200	200
7	5	300	300

Barra De	Barra Para	Capacidade Térmica (MVA)	
		Nominal	Emergência
7	8	300	300
8	9	300	300
10	1	9999	9999

As Figuras 43, 44 e 45 apresentam o nomograma do plano G2xG3 considerando 100% das cargas do sistema 9 barras (conectadas às barras 5, 6 e 8) modeladas, respectivamente, como potência (P), corrente (I) e impedância (Z) constante.

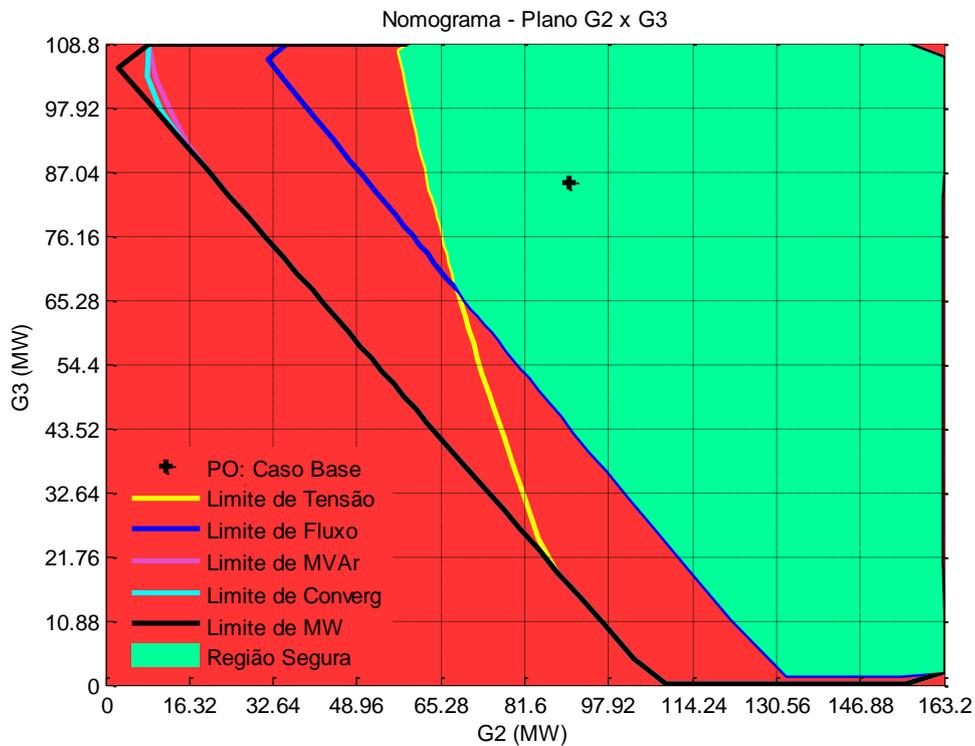


Figura 43 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelo de Carga P Constante

Comparando-se as Figuras 43, 44 e 45, percebe-se que, com a modelagem de carga tipo P constante, o nomograma possui as curvas limites de segurança mais restritivas e consequentemente a região segura de operação mais reduzida. Neste caso, qualquer variação de tensão em regime permanente não altera a potência ativa/reactiva consumida pela carga, devido a sua independência da magnitude da tensão terminal.

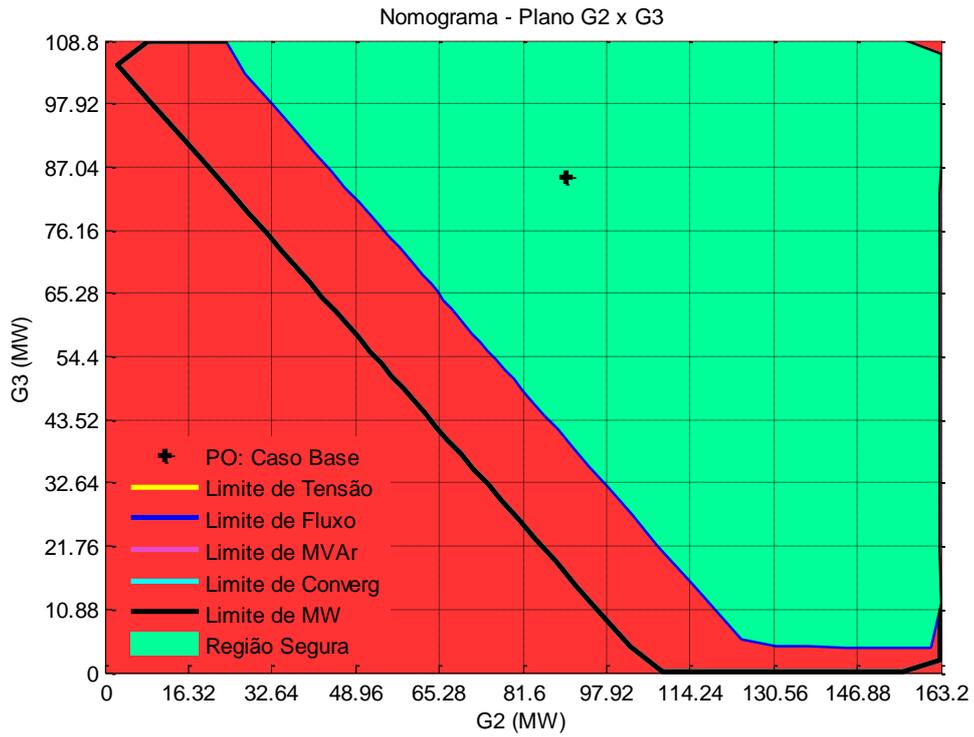


Figura 44 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelo de Carga I Constante

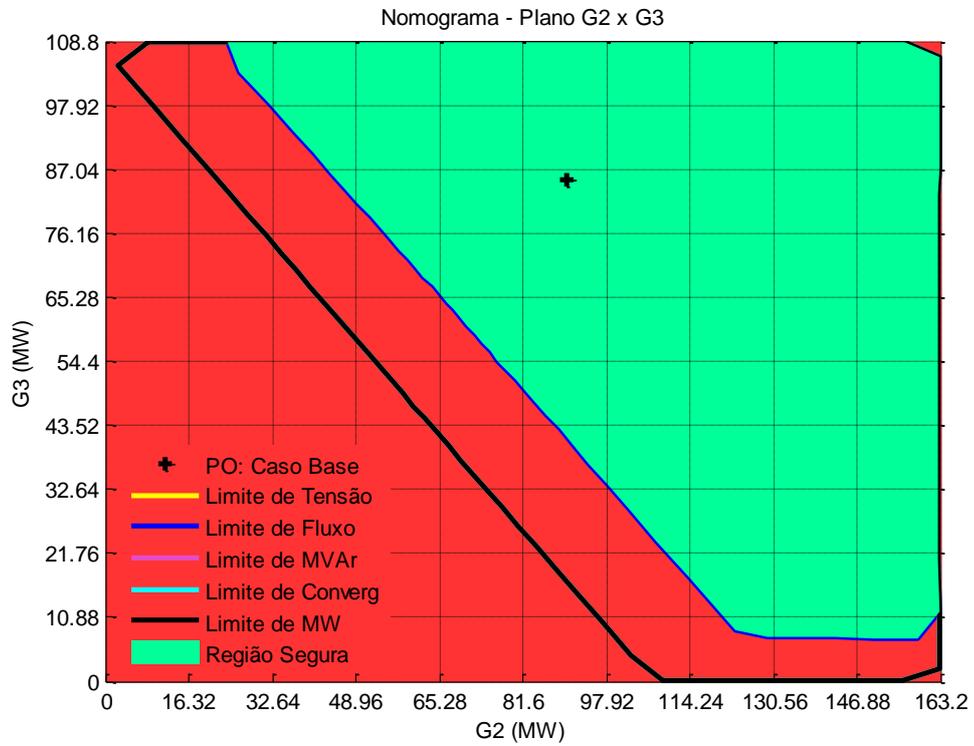


Figura 45 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelo de Carga Z Constante

Por outro lado, uma carga modelada como corrente/impedância constante, sofre variação de potência ativa/reactiva proporcional à variação linear/quadrática da tensão terminal. Dessa forma, uma variação no perfil de tensão do sistema em virtude dos diferentes cenários de geração implica na variação do fluxo de potência nas linhas de transmissão. Como consequência, a “distância” entre o ponto de operação e a curva limite de fluxo (térmico) varia, assim como a margem de carregamento do sistema. Os nomogramas das Figuras 44 e 45 acusam uma expansão da curva limite de fluxo para os cenários de geração com perfil de tensão baixo (G3 aumentando e G2 diminuindo) e uma redução desta curva para os cenários cujo perfil de tensão é elevado (G3 diminuindo e G2 aumentando).

Além disso, as curvas QV mostram que a curva limite de MW não representa um problema de estabilidade de tensão e, portanto, apesar de a margem de carregamento do sistema 9 barras ser reduzida, o limite de estabilidade de tensão não é detectado nos nomogramas pois a transferência de potência é completada antes deste limite ser atingido.

É importante destacar que em aplicações deste tipo podem ser observados casos estáveis classificados como instáveis, simplesmente porque não foram consideradas as variações das cargas com as magnitudes das tensões, o que indica a existência de erros de modelagem.

5.2.3.2 Modelo de Carga Tipo Motor de Indução

Nesta subseção, supõe-se que as barras de cargas do sistema 9 barras contenham parcelas significativas de cargas como os motores de indução. Em casos como este, como visto no Capítulo 4, não é recomendado a prática comum de se utilizar o modelo ZIP para representar estas cargas, uma vez que o comportamento real de um conjunto de motores de indução possui características singulares e necessitam de uma modelagem própria mais adequada.

O modelo utilizado neste trabalho requer a determinação de um percentual da carga ativa a ser modelada como um motor de indução dentre um conjunto de motores típicos agregado ao programa. A modelagem de carga em todas as barras de carga do sistema 9 barras (barras 5, 6 e 8) é realizada com base em três cenários, cada qual definido segundo a Tabela 15.

Tabela 15 – Cenários de Modelagem das Cargas Tipo Motores de Indução

Modelo de Carga Tipo Motor de Indução		
Cenário	Motor de Indução Típico (Tabela 3)	Percentual da Carga Modelada
I	2	10%
II	2	50%
III	2	90%

Para a simulação, optou-se por diminuir o carregamento do sistema em 20% (com fator de potência inalterado), bem como reduzir os limites de geração de potência reativa (máximo e mínimo) de todos os geradores em 40%, a fim de melhorar a visualização das curvas limites nos nomogramas. Adicionalmente, manteve-se as alterações dos limites de fluxo indicadas na Tabela 14 situada na subseção anterior. O ponto de operação inicial correspondente ao caso base foi obtido a partir dos dados de entrada descritos no Anexo A, atentando-se para as alterações sugeridas.

As Figuras 46, 47 e 48 mostram os nomogramas do plano G2xG3 para o sistema 9 barras considerando a modelagem de carga com base nos cenários I, II e III, respectivamente.

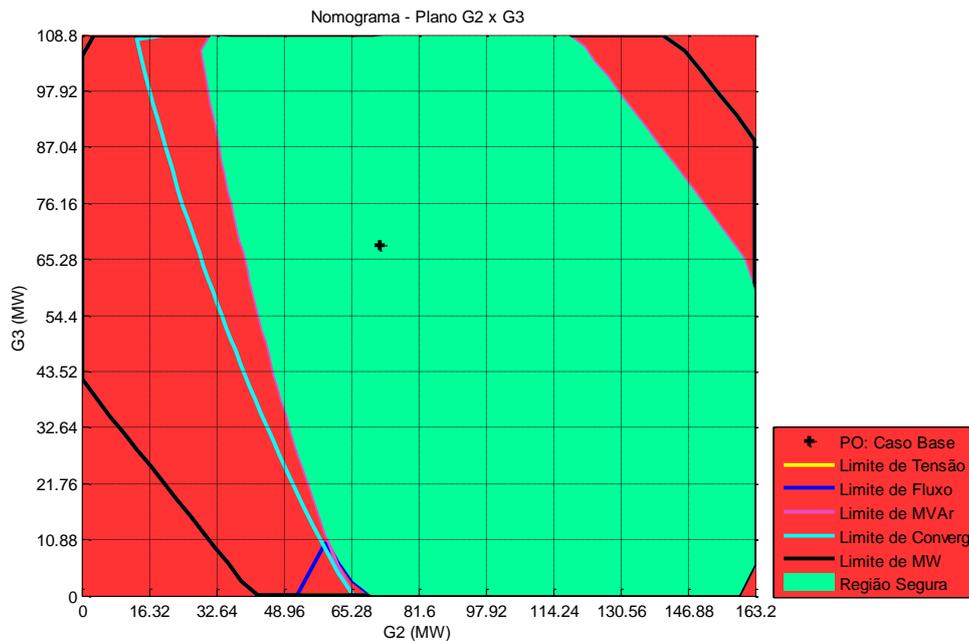


Figura 46 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelagem de Carga de 10%

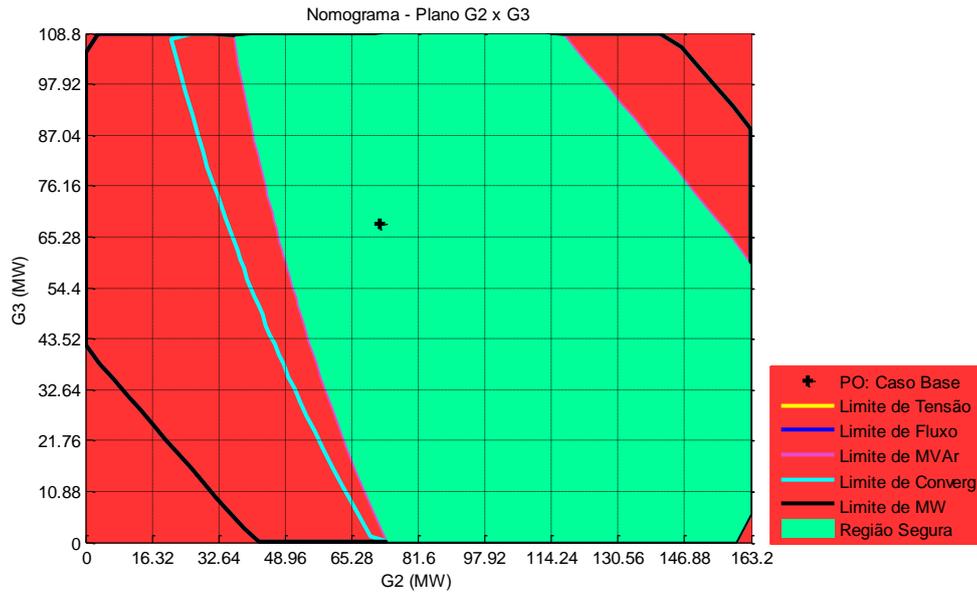


Figura 47 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelagem de Carga de 50%

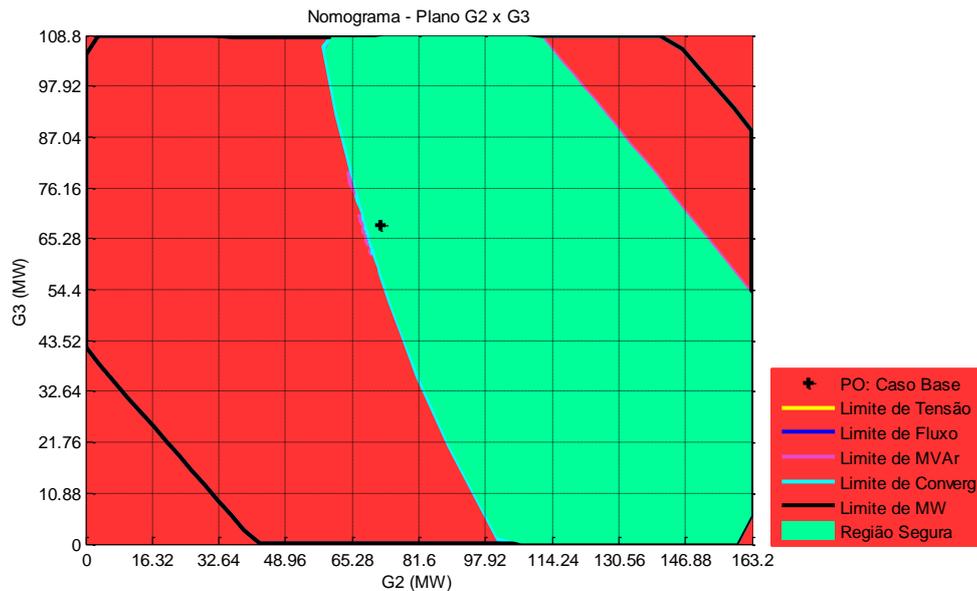


Figura 48 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Modelagem de Carga de 90%

Observa-se que quanto maior o percentual de carga modelada como motor de indução, mais restritiva é a curva limite de Mvar, indicando redução da reserva de potência reativa no sistema. Analogamente, a curva limite de convergência também segue diminuindo conforme o aumento do percentual de carga tipo motor de indução, informando que o fluxo de potência passa a não convergir devido a uma contingência da lista analisada. Provoca-se, portanto, uma diminuição da região de operação segura do sistema. De fato, na presença de uma grande

parcela de carga tipo motor de indução, a demanda de potência reativa se eleva substancialmente, na medida em que a tensão em regime permanente sofre variações. Diante da escassez do suporte de potência reativa, aumenta-se o grau de risco da ocorrência de instabilidade de tensão, ou seja, a segurança de tensão é comprometida.

Convém-se comparar os três cenários anteriores com o nomograma referente ao caso em que as cargas do sistema são modeladas como P constante. Porém, para efeito de comparação, a Figura 22 é invalidada, uma vez que a carga e os limites de geração de potência reativa nesta subseção sofrem reduções. Assim, faz-se necessário estabelecer um novo cenário (cenário IV), que leva em consideração este novo patamar de carga. O nomograma para este novo cenário é então mostrado na Figura 49.

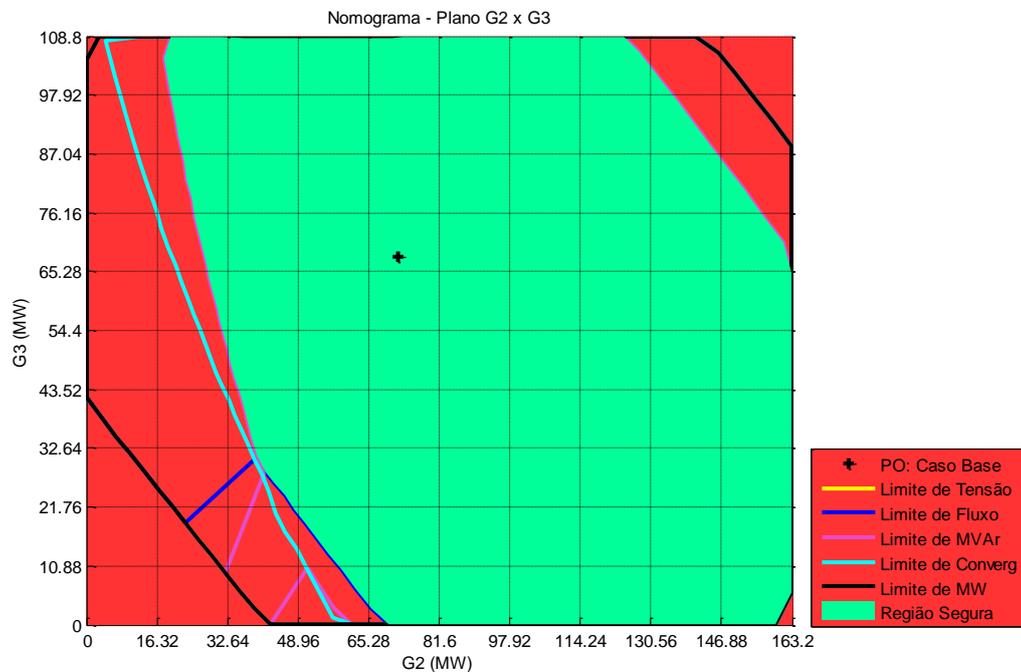


Figura 49 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 com Carga Reduzida e P Constante

Comparando-se todos os nomogramas acima, observa-se que a modelagem tipo P constante proporciona uma região segura de operação mais ampla, uma vez que os recursos de potência reativa no sistema não sofrem redução forçada em virtude da característica da carga, já que independe das variações nas tensões terminais da mesma. Verifica-se, com isso, que as informações acerca da condição de segurança real de um SEP fornecidas pela RSE, podem ser imprecisas se a modelagem da carga for inadequada.

Adicionalmente, uma observação importante diz respeito às descontinuidades encontradas em algumas direções dos nomogramas exibidos nas Figuras 46 e 49. Estas descontinuidades ocorrem pois, em algumas direções, o limite de convergência é atingido e estabelece que a partir deste ponto o fluxo de potência não converge para determinadas contingências. Assim, tendo-se em vista que o sistema não tem solução, os critérios de segurança deixam de ser monitorados e o processo só não é interrompido para demonstrar que os casos base subsequentes ainda convergem mesmo depois de ter sido detectado o limite de convergência para contingências.

Para eliminar estas descontinuidades, basta que se realize modificações no programa computacional implementado de modo que, ao se detectar um ponto limite de convergência, impõe-se também que os pontos limites de segurança (tensão, fluxo e Mvar) sejam imediatamente marcados no nomograma como violados. As Figuras 50 e 51 reproduzem os nomogramas das Figuras 46 e 49, respectivamente, considerando estas modificações.

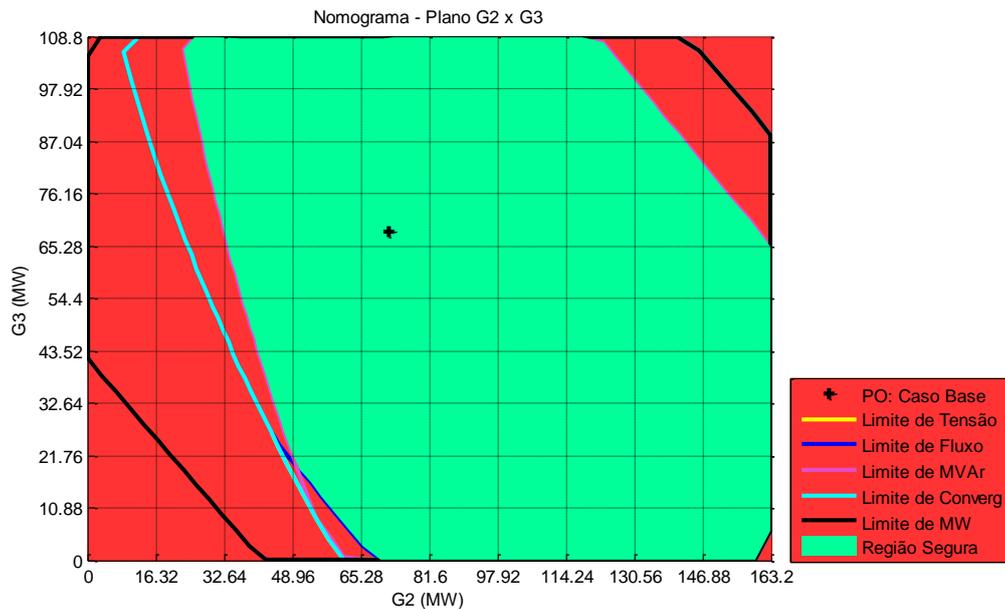


Figura 50 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 – Cenário I (Sem Descontinuidade)

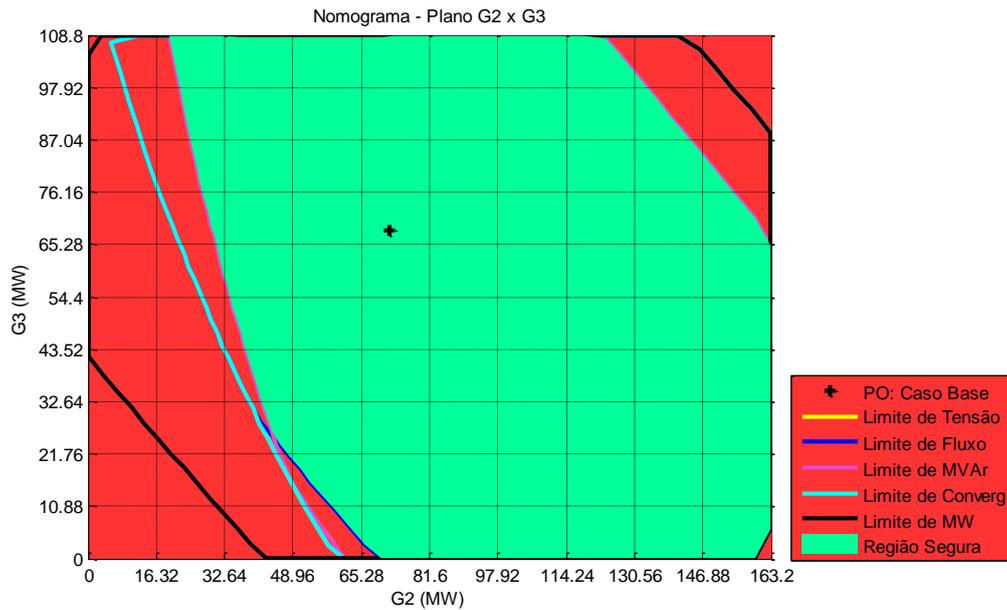


Figura 51 – Sistema 9 Barras: Nomograma G2xG3 – Cenário IV (Sem Descontinuidade)

Neste trabalho, optou-se por manter as descontinuidades nos nomogramas, visando observar como as Regiões de Segurança Estática podem ser afetadas na presença de pontos descontínuos no gráfico.

5.3 SISTEMA *NEW ENGLAND*

O próximo sistema selecionado para testes é um sistema de médio porte referente ao sistema *New England* (HENRIQUES, 2009; MILI, 1990), cujo diagrama unifilar é exibido na Figura 52.

Trata-se de um equivalente de um sistema real, sendo composto por 39 barras, dentre as quais 10 são do tipo PV, sendo que a barra 39 representa um equivalente. O sistema é ainda acrescido de uma barra *swing* fictícia (barra 40), analogamente ao sistema 9 barras estudado. A Tabela 16 demonstra as potências em MVA dos geradores conectados às barras de geração.

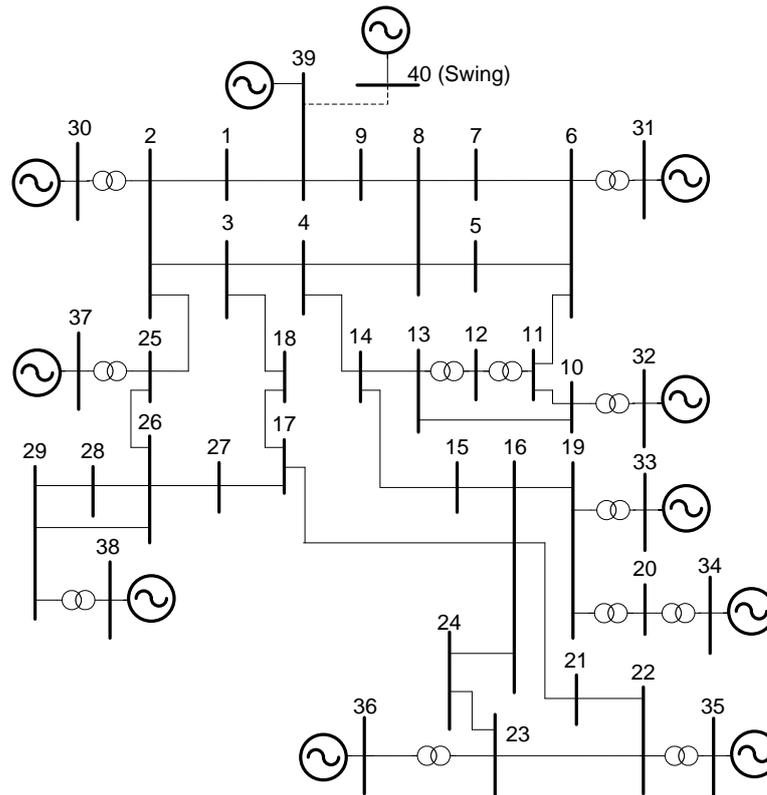


Figura 52 – Topologia do Sistema *New England*

Tabela 16 – Geradores do Sistema *New England*

Barra	Gerador Conectado	Potência (MVA)
30	Gerador 10	366,5
31	Gerador 2	678,7
32	Gerador 3	742,8
33	Gerador 4	658,2
34	Gerador 5	555,1
35	Gerador 6	712,8
36	Gerador 7	580,1
37	Gerador 8	559,0
38	Gerador 9	836,6
39	Gerador 1	2.944,4

A Tabela 17 mostra as barras de carga deste sistema e as respectivas potências ativa e reativa consumidas em cada uma delas. Novamente, neste primeiro momento, todas as cargas do sistema serão modeladas como do tipo P constante.

Tabela 17 – Cargas do Sistema New England

Barra	Carga	
	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)
3	418,6	3,12
4	650,0	239,2
7	303,9	109,2
8	678,6	228,8
12	11,05	114,4
15	416,0	198,9
16	428,2	41,99
18	205,4	39,00
20	884,0	133,9
21	356,2	149,5
23	321,8	110,0
24	401,2	-120,0
25	291,2	61,36
26	180,7	22,10
27	365,3	98,15
28	267,8	35,88
29	368,6	34,97
31	11,96	5,980
39	1.435,0	325,0

O sistema de transmissão é composto por 47 circuitos, já considerando o circuito adicional que conecta a barra 40 (*swing* adicional) ao restante do sistema, e 12 transformadores de *tap* fixo cujos valores são mostrados no Anexo B. De forma complementar, os demais dados da topologia do sistema *New England* também são apresentados no Anexo B, incluindo os valores limites de tensão nas barras, limites de geração de potência reativa e limites térmicos dos circuitos.

5.3.1 RSE do Sistema *New England*

A divisão do sistema *New England* em três grupos de geração foi efetuada conforme indicado na Tabela 18.

Tabela 18 – Divisão por Grupos Geradores do Sistema *New England*

Grupo Gerador	Unidade(s) Geradora(s) Associada(s)
1	30, 37, 38 e 39
2	31, 32, 33 e 34
3	35 e 36

A Figura 53 ilustra a topologia do sistema *New England* considerando-se os três grupos de geração pós-divisão.

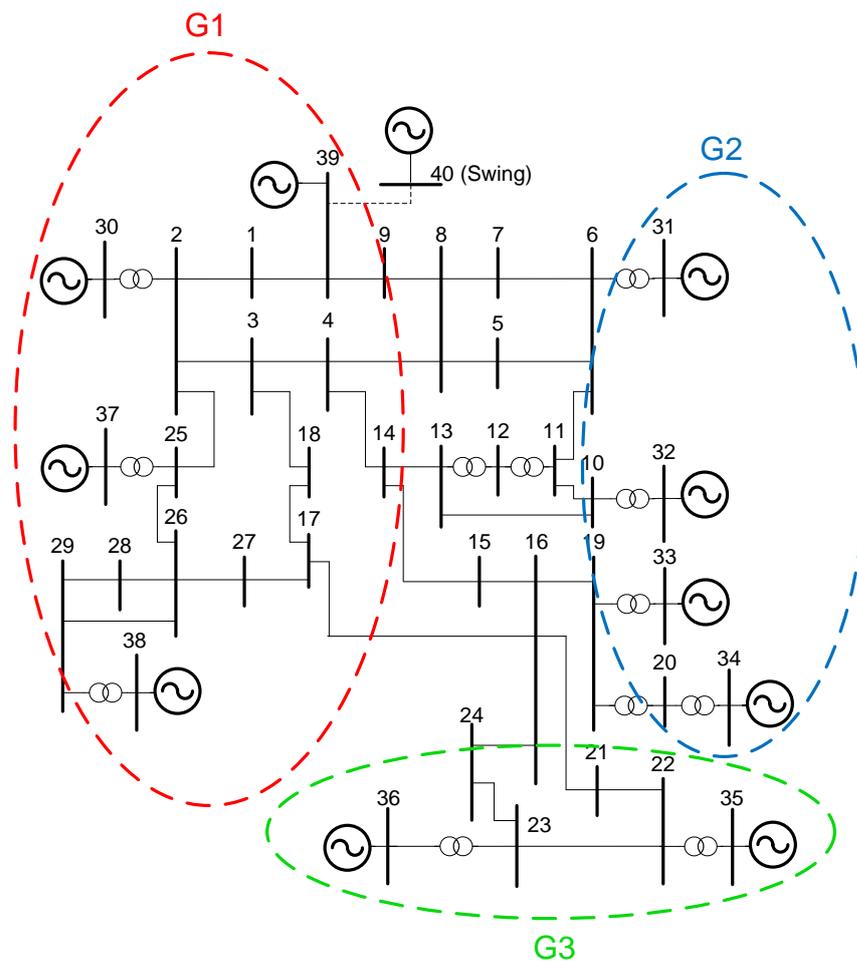


Figura 53 – Topologia do Sistema *New England* Definidos os Três Grupos de Geração

Para construção dos nomogramas, considerou-se novamente $N_D = 100$ e um passo de transferência igual a 0,2. Assim, as regiões REXP e RIMP serão configuradas automaticamente pelo programa a cada direção de transferência, assim como os fatores de participação. Diferentemente do sistema 9 barras, o sistema *New England* contém três grupos de geração com mais de uma unidade geradora, o que implica na necessidade de calcular tanto os FPG's, quanto os FPI's em cada direção de transferência. Num primeiro momento, adotou-se o cálculo dos FPI's com base no despacho no caso base de cada gerador, mas posteriormente será investigado a influência desta escolha nos nomogramas.

O ponto de operação inicial para construção dos nomogramas é obtido mediante os dados de entrada no Anexo B. Para definir a lista de contingências, definiu-se que seriam analisadas as contingências simples de abertura de algumas LT's, pré-selecionadas com base num *ranking* de severidade com que ocorrem. Assim, as LT's 26-27 e 26-29 do sistema foram designadas. A RSE do sistema *New England* para o patamar de carga considerado é, então, apresentada nas Figuras 54, 55 e 56, e, sob forma de nomogramas dos planos G1xG2, G1xG3 e G2xG3, respectivamente.

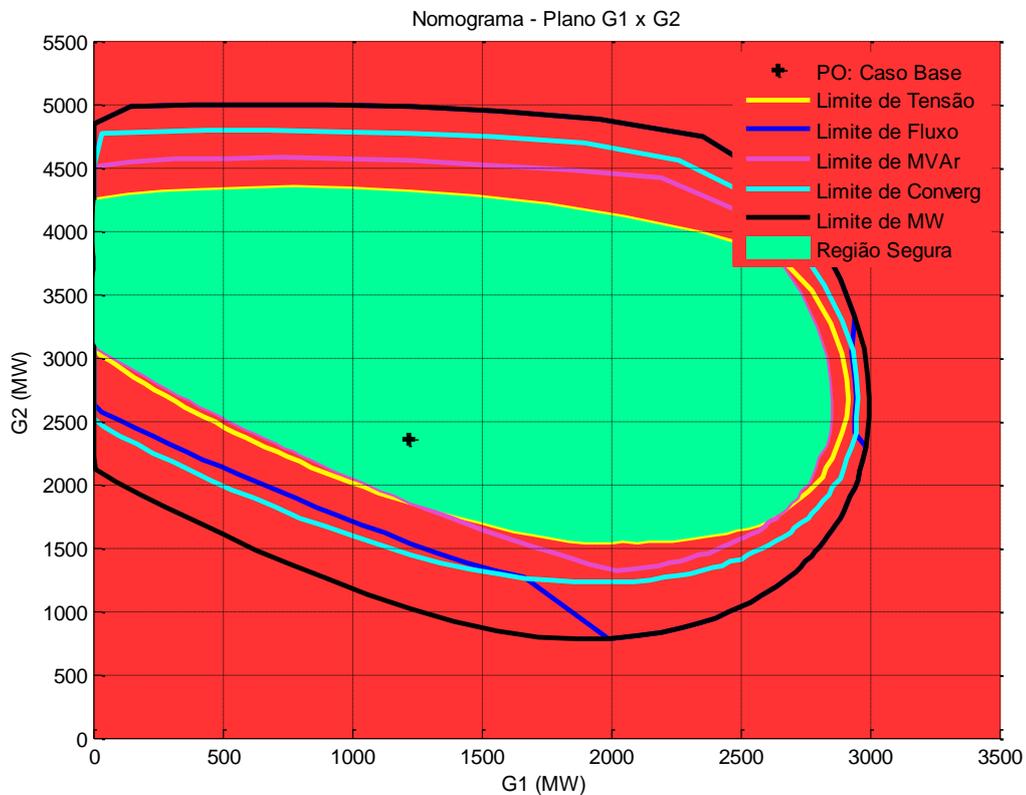


Figura 54 – Sistema *New England*: Nomograma G1xG2

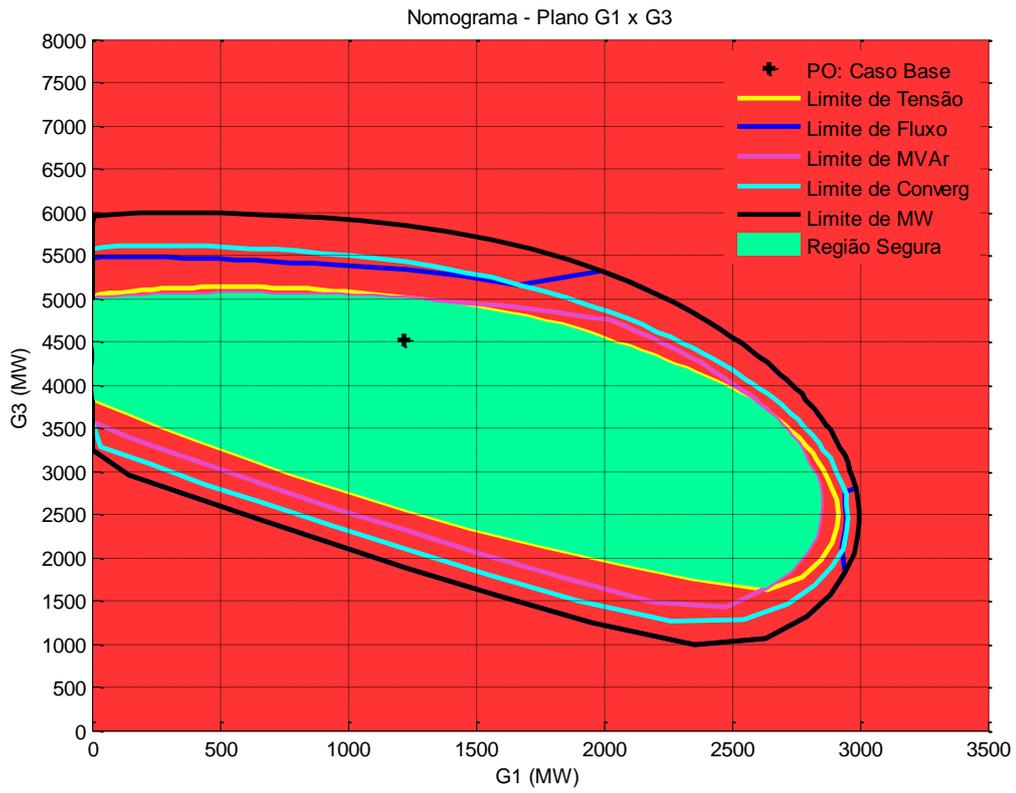


Figura 55 – Sistema *New England*: Nomograma G1xG3

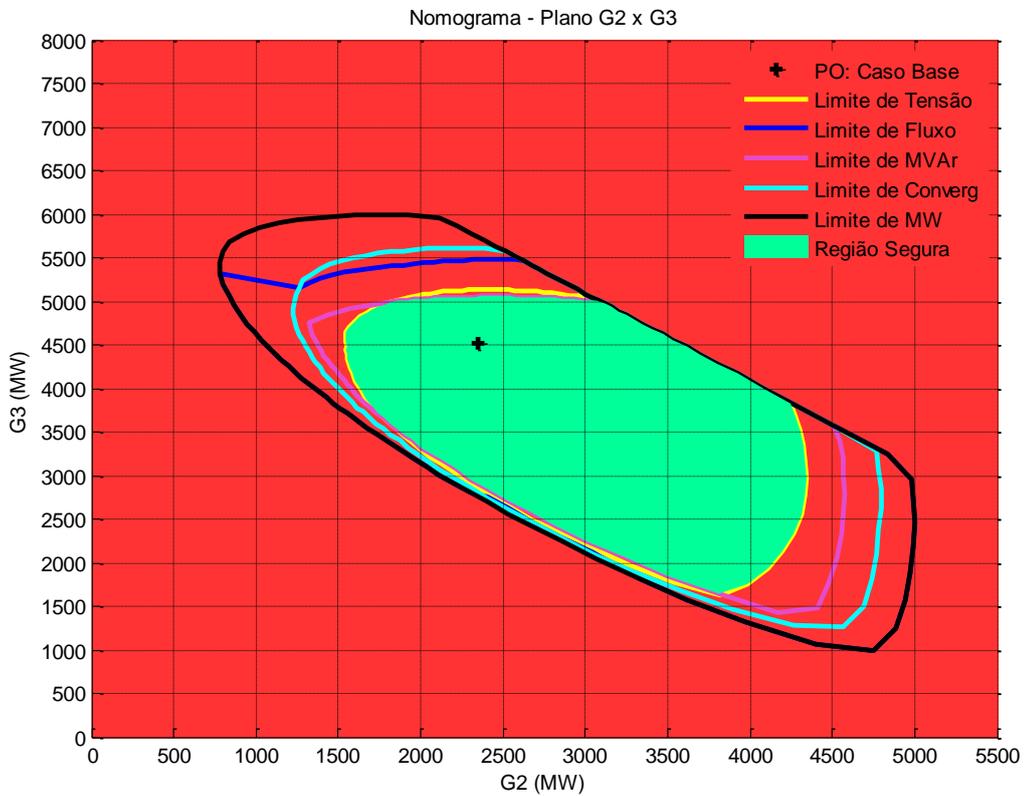


Figura 56 – Sistema *New England*: Nomograma G2xG3

A partir da análise destes três nomogramas, observa-se que o limite de tensão (amarelo) é o mais restritivo em algumas direções e o limite de Mvar (rosa) em outras. Os limites de convergência do fluxo de potência (azul-claro), de Mvar e de fluxo (azul-escuro), são violados somente em algumas direções, sendo que, nas demais, o processo de transferência de potência é completado antes de qualquer tipo de violação.

A curva limite de MW indica o fim do processo e, analogamente ao procedimento para o sistema 9 barras, uma análise da margem de potência reativa (curvas QV) é realizada utilizando-se o programa ANAREDE[®], para averiguar se o problema é característico de estabilidade de tensão. Para isso, toma-se o último ponto de operação no caso base de uma direção qualquer nos nomogramas onde haja suspeita de problema de estabilidade (considera-se um ponto suspeito sobre a curva limite de MW). O ponto de operação escolhido é exibido no Anexo B e a Figura 57 demonstra as curvas QV de algumas barras de carga do sistema (barras 3, 5, 7 e 11, tomadas aleatoriamente).

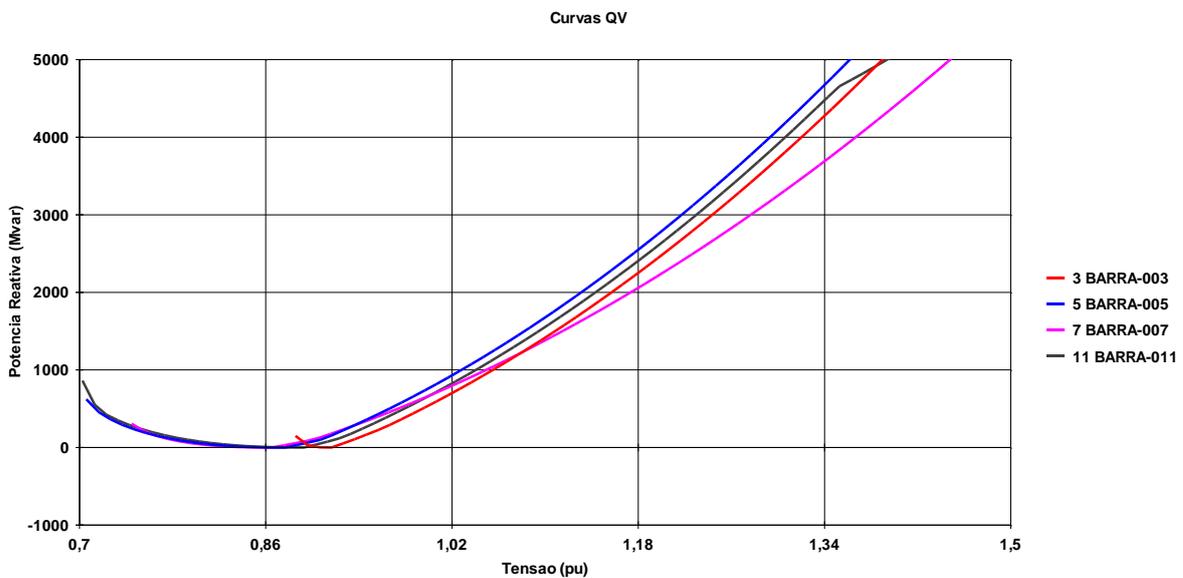


Figura 57 – Curvas QV de Algumas Barras de Carga do Sistema *New England*

Percebe-se que a margem de potência reativa nas barras selecionadas é igual a zero. Confirma-se, portanto, a existência de um problema de estabilidade de tensão na direção sob análise. Neste caso, pode-se afirmar que este ponto sob a curva limite de MW corresponde ao limite de estabilidade de tensão do sistema.

Retornando à análise dos nomogramas, supõe-se que haja necessidade de efetuar um redespacho no sistema *New England* de tal forma que os grupos G1 e G2 reduzam suas potências geradas e G3 aumente, de acordo com os fatores de participação. Porém, os nomogramas indicam que a “distância” entre o ponto de operação atual e a curva limite de tensão nesta direção é pequena, alertando o operador que esta ação de redespacho (que define uma direção) pode resultar na violação de limites de segurança. Portanto, esta “distância” pode ser entendida como o quão distante o ponto de operação atual está de um limite de segurança qualquer.

5.3.1.1 Influência do Tipo de Cálculo do Fator de Participação.

Conforme mencionado anteriormente, duas opções são disponibilizadas para cálculo dos fatores de participação individuais (FPI's):

- Cálculo dos FPI's com base na capacidade máxima dos geradores;
- Cálculo dos FPI's com base no despacho no caso base dos geradores;

Estas opções dão origem a Regiões de Segurança Estática distintas e, como visto, tem por objetivo permitir diferentes estratégias de repartição de potência ativa entre os geradores de um mesmo grupo.

O sistema *New England*, por conter mais de um gerador por grupo de geração, tem sua RSE alterada de acordo com a opção de cálculo selecionada. Nas Figuras 54, 55 e 56 utilizou-se o cálculo dos FPI's pelo despacho no caso base dos geradores que compõem cada grupo de geração do sistema. A seguir, na Figura 58, é mostrado o nomograma do plano G2xG3 deste sistema, efetuando-se agora o cálculo dos FPI's com base na capacidade máxima de cada gerador que compõem os grupos geradores.

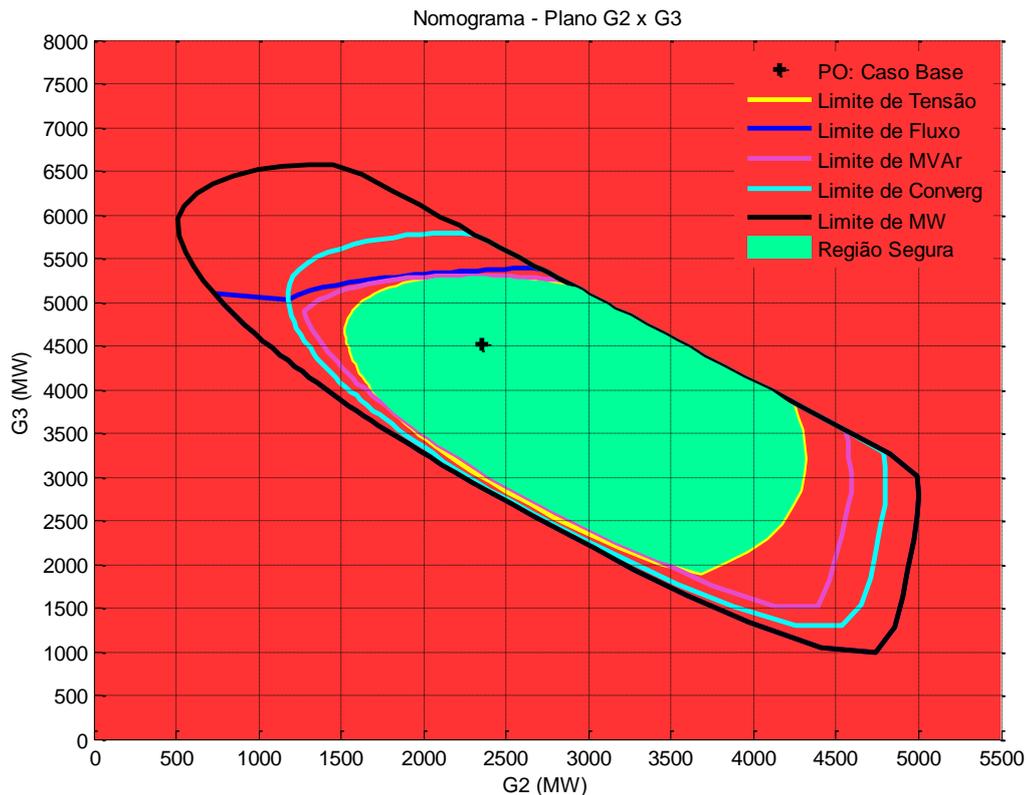


Figura 58 – Nomograma G2xG3 – FPI's com Base na Capacidade Máxima

Ao comparar as Figuras 56 e 58, construídas a partir de cada opção de cálculo, percebe-se a diferença entre ambos os nomogramas do sistema *New England* a começar pelo deslocamento da região segura de operação no plano G2xG3 como consequência das alterações sofridas pelos contornos dos limites de segurança, de convergência e de MW.

Para explicar estas alterações, basta lembrar que as capacidades máximas de geração dos geradores do sistema *New England* são todas iguais a 800 MW (vide Anexo B) e, portanto, os FPI's das máquinas de um mesmo grupo são todos iguais, quando adota-se a opção de utilizar as capacidades máximas dos geradores como critérios de repartição de potência. Isso significa que todos os geradores internos a um mesmo grupo participam do processo de transferência entre regiões REXP e RIMP aumentando/diminuindo suas potências ativas geradas na mesma proporção, quando modifica-se o perfil de geração do sistema numa dada direção.

Para melhor elucidação, toma-se o grupo 2 do sistema *New England* formado pelos geradores 31, 32, 33 e 34, numa direção de transferência em que o FPG_{G2} seja igual a 100%.

Lembrando que a potência máxima de cada gerador é igual a 800 MW, os FPI's serão dados com base na equação (2.7). Logo, os FPI's destes geradores são:

$$FPI_{GER(31)} = (P_{MAX(31)} / CAP_{MAX}) \times FPG_{G(2)} = (800/3200) \times 100\% = 25\%$$

$$FPI_{GER(32)} = (P_{MAX(32)} / CAP_{MAX}) \times FPG_{G(2)} = (800/3200) \times 100\% = 25\%$$

$$FPI_{GER(33)} = (P_{MAX(33)} / CAP_{MAX}) \times FPG_{G(2)} = (800/3200) \times 100\% = 25\%$$

$$FPI_{GER(34)} = (P_{MAX(34)} / CAP_{MAX}) \times FPG_{G(2)} = (800/3200) \times 100\% = 25\%$$

Supondo agora que os FPI's destes mesmos geradores sejam calculados a partir do despacho no caso base, segundo a equação (2.6) tem-se:

$$FPI_{GER(31)} = (P_{BASE(31)} / DESP_{TOTAL}) \times FPG_{G(2)} = (573,2/2363,2) \times 100\% = 24,26\%$$

$$FPI_{GER(32)} = (P_{BASE(32)} / DESP_{TOTAL}) \times FPG_{G(2)} = (650,0/2363,2) \times 100\% = 27,51\%$$

$$FPI_{GER(33)} = (P_{BASE(33)} / DESP_{TOTAL}) \times FPG_{G(2)} = (632,0/2363,2) \times 100\% = 26,74\%$$

$$FPI_{GER(34)} = (P_{BASE(34)} / DESP_{TOTAL}) \times FPG_{G(2)} = (508,0/2363,2) \times 100\% = 21,50\%$$

Nota-se que os FPI's são diferentes nos dois casos e, conseqüentemente, implicará na construção de diferentes Regiões de Segurança Estática. Considerando-se que estes fatores representam o percentual da participação de cada gerador no processo de transferência de potência entre as regiões REXP e RIMP, um FPI com base no despacho no caso base sobrecarrega o gerador com maior despacho e, assim, uma barra ou um circuito próximos a este gerador podem sofrer violações de tensão ou de fluxo de maneira antecipada, se comparado a situação em que a capacidade máxima é a opção selecionada.

Em suma, verifica-se que a opção de cálculo interfere diretamente na construção da RSE e requer atenção especial através de um estudo mais aprofundado acerca dos objetivos da aplicação desta ferramenta antes de iniciar seu processo de construção.

5.3.2 Dispositivos de Controle Aplicados ao Sistema *New England*

Nesta subseção, os mesmos dispositivos de controle considerados no sistema 9 barras serão aplicados ao sistema *New England*. Assim como no sistema 9 barras, este sistema contém somente transformadores de *tap* fixo, inviabilizando a utilização do controle de tensão por transformadores LTC. Logo, os dispositivos de controle avaliados são: (i) Controle Remoto de Tensão; (ii) Controle de Tensão por Bancos *Shunt* Chaveados Automaticamente e (iii) Controle Secundário de Tensão. Novamente, os resultados são exibidos a partir do nomograma do plano G2xG3 apenas.

Os nomogramas obtidos com a utilização dos dispositivos de controle no sistema serão comparados ao nomograma cujos FPI's do processo são calculados com base no despacho no caso base de cada gerador.

5.3.2.1 Controle Remoto de Tensão

O Controle Remoto de Tensão (CRT) é aplicado ao sistema *New England* e avaliado a partir da inspeção da RSE. Propõe-se realizar a regulação do perfil de tensão deste sistema de forma análoga ao 9 barras, ou seja, a partir da regulação da tensão das barras de alta tensão dos transformadores, próximas aos corredores de transmissão. A aplicação do CRT tem como base o esquema da Tabela 19.

Tabela 19 – Estratégia Adotada para o CRT no *New England*

Barra Controladora	Barra Controlada	Tensão De Referência (Barra Controlada)
33	19	1,038 pu
34	20	0,980 pu
35	22	1,038 pu

A opção por este esquema é precedida por uma análise conjunta da lista de contingências definida e da topologia do sistema. Assim, é possível averiguar pontos críticos do sistema (corredores de transmissão e barras críticas).

A Figura 59 apresenta o nomograma do plano G2xG3, considerando então o CRT. Os dados de entrada e o ponto de operação inicial correspondente ao caso base são os mesmos para o caso sem CRT.

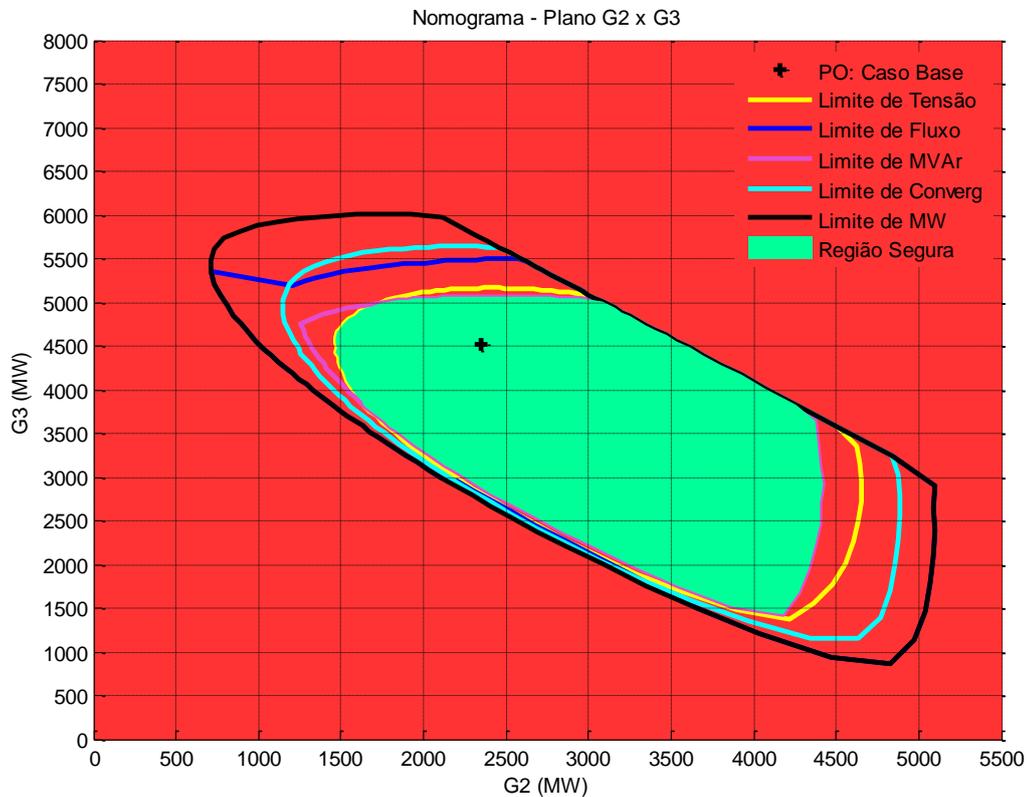


Figura 59 – Sistema *New England*: Nomograma G2xG3 com CRT

Como o CRT foi aplicado em barras pertencentes ao grupo G2 é possível notar, a partir da comparação entre as Figuras 56 e 59, que a estratégia contribuiu para a expansão da curva limite de tensão principalmente nas direções de crescimento da potência ativa gerada por este grupo. Em contrapartida, a curva limite de Mvar foi reduzida. De fato, a regulação da tensão nas barras remotas especificadas, em virtude da utilização do CRT, requer exploração da geração de potência reativa dos geradores para manter a tensão da barra controlada no valor especificado. Dessa forma, os recursos de potência reativa podem se esgotar mais rapidamente se comparados à situação sem o CRT.

Vale lembrar que os limites de geração de potência reativa dos geradores existentes neste sistema são definidos aleatoriamente. Considerando-se limites maiores, a curva limite de Mvar se torna, evidentemente, menos restritiva, em virtude do aumento dos recursos de

potência ativa dos geradores. Dessa forma, a região segura do nomograma com CRT (Figura 59) sofreria expansão.

5.3.2.2 Controle de Tensão por Bancos *Shunt* Chaveados Automaticamente

Nesta seção, avalia-se o sistema *New England* na presença do controle de tensão por bancos *shunt* (CTBS) com chaveamento automático.

Para o sistema *New England*, propõe-se um esquema de controle que estabelece a inserção de cinco bancos de capacitores *shunt* com 20 Mvar tanto na barra de alta tensão do gerador 38, cuja potência gerada é a maior dentre os geradores do sistema (desconsiderando-se o equivalente representado pelo gerador 39), quanto em algumas barras intermediárias do sistema que interligam o grupo G1 aos outros dois grupos G2 e G3. Os bancos utilizados possuem chaveamento automático e discreto, ou seja, são manobrados na medida em que a demanda de potência reativa aumenta, sem permitir que as magnitudes das tensões nodais nas barras controladas ultrapassem a faixa de tensão pré-estabelecida. A Tabela 20 mostra por completo o esquema de CTBS adotado.

Tabela 20 – Esquema de CTBS para o Sistema *New England*

Barra Controlada	Nº. de Bancos Inseridos	Potência Reativa Injetada Por Unidade	Faixa de Controle de Tensão	
			V _{MIN} (pu)	V _{MAX} (pu)
3	5	20 Mvar	0,95	1,05
4	5	20 Mvar	0,95	1,05
7	5	20 Mvar	0,95	1,05
8	5	20 Mvar	0,95	1,05
12	5	20 Mvar	0,95	1,05
18	5	20 Mvar	0,95	1,05
25	5	20 Mvar	0,95	1,05
26	5	20 Mvar	0,95	1,05
27	5	20 Mvar	0,95	1,05
28	5	20 Mvar	0,95	1,05
29	5	20 Mvar	0,95	1,05

A Figura 60, a seguir, apresenta o nomograma do plano G2xG3 considerando o esquema de CTBS proposto. Os dados de entrada e o ponto de operação inicial correspondente ao caso base são os mesmos para o caso sem CTBS.

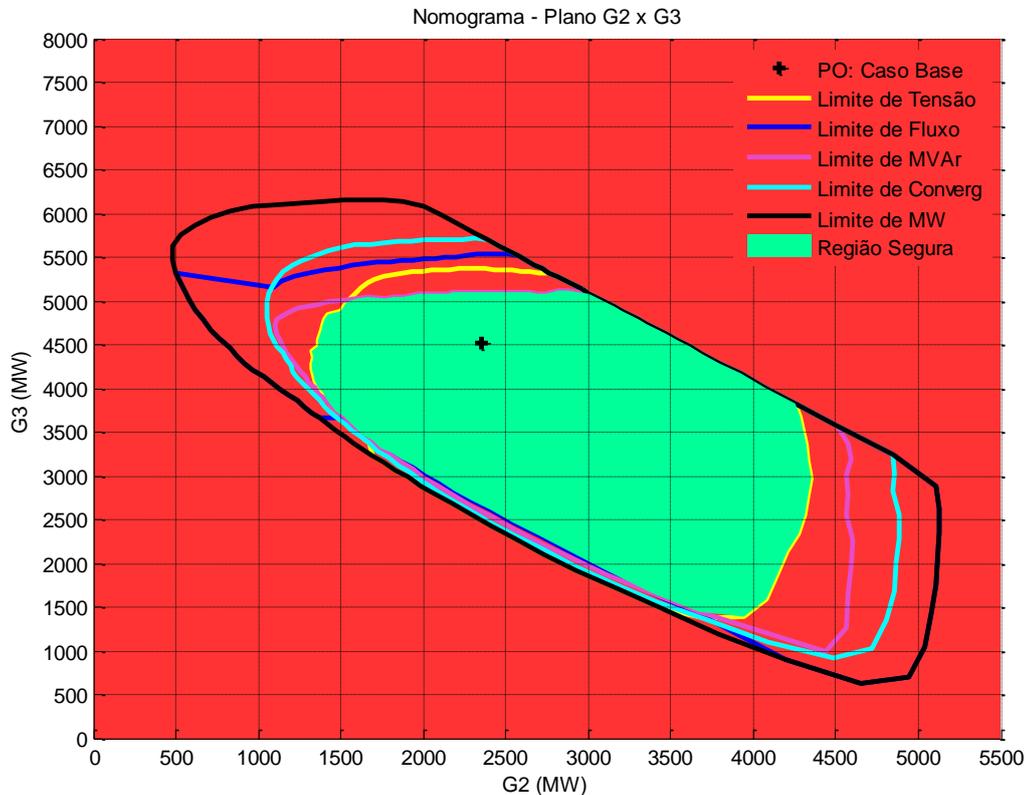


Figura 60 – Sistema *New England*: Nomograma G2xG3 com CTBS

Comparando-se a Figura 60 com a Figura 56 (situação sem a presença dos bancos), pode-se observar que, com os bancos *shunt* chaveados automaticamente conectados às barras mencionadas, os recursos de potência reativa do sistema aumentam, possibilitando o controle da magnitude da tensão nestas barra dentro da faixa pré-estabelecida. Portanto, as curvas limite de tensão e de Mvar sofrem expansão. Com a melhoria do perfil de tensão e da reserva de potência reativa do sistema, os circuitos operam menos sobrecarregados, o que implica na expansão da curva limite de fluxo (térmico) nas linhas de transmissão. Adicionalmente, a margem de carregamento do sistema é aumentada também em virtude destas melhorias, e pode ser relacionada, em algumas direções, com o limite de MW, como visto ao traçar as curvas QV das barras do sistema *New England* previamente. Verifica-se, portanto, a eficiência

do CTBS em auxiliar na injeção de potência reativa, bem como no suporte de tensão adequado através do sistema *New England*.

5.3.2.3 Controle Secundário de Tensão

O Controle Secundário de Tensão (CST) é aplicado ao sistema *New England* para ser avaliado mediante inspeção da RSE correspondente. Propõe-se controlar a magnitude da tensão de barras importantes do sistema mediante o suporte de potência reativa por mais de um gerador. Inicialmente, portanto, realiza-se uma análise para averiguar pontos críticos do sistema (corredores de transmissão e barras críticas do sistema), como desenvolvido antes da aplicação do CRT.

A estratégia adotada para aplicar o CST no *New England* é detalhada na Tabela 21.

Tabela 21 – Estratégia Adotada para o CST no *New England*

Barras de Geração	Barra Piloto	Tensão de Referência (Barra Piloto)
33 e 34	19	1,038 pu
35 e 36	22	1,038 pu

A Figura 61 apresenta o nomograma do plano G2xG3, considerando então o CST. Analogamente ao CRT, os dados de entrada e o ponto de operação inicial correspondente ao caso base foram inalterados em relação ao caso sem CST.

Nota-se, através das Figuras 56 e 61, que a aplicação do CST em barras do grupo G2 do sistema contribuiu para a expansão da curva limite de Mvar, bem como da curva limite de tensão, proporcionando, assim, um aumento da região segura na direção em que este grupo eleva sua geração. Isso se deve ao fato de que o suporte de potência reativa advém de dois geradores para manter as tensões especificadas das barras controladas correspondentes, aumentando significativamente a reserva de potência reativa do sistema e, conseqüentemente, proporcionando melhorias no perfil de tensão do mesmo, principalmente no local onde o CST foi inserido. Pelo nomograma da Figura 61 percebe-se que a geração de potência reativa coordenada dos geradores especificados proporciona margem considerável, maior inclusive

que na situação onde somente o CRT foi implementado (Figura 59). Destaca-se que foi utilizada uma repartição de Mvar de forma idêntica entre os geradores.

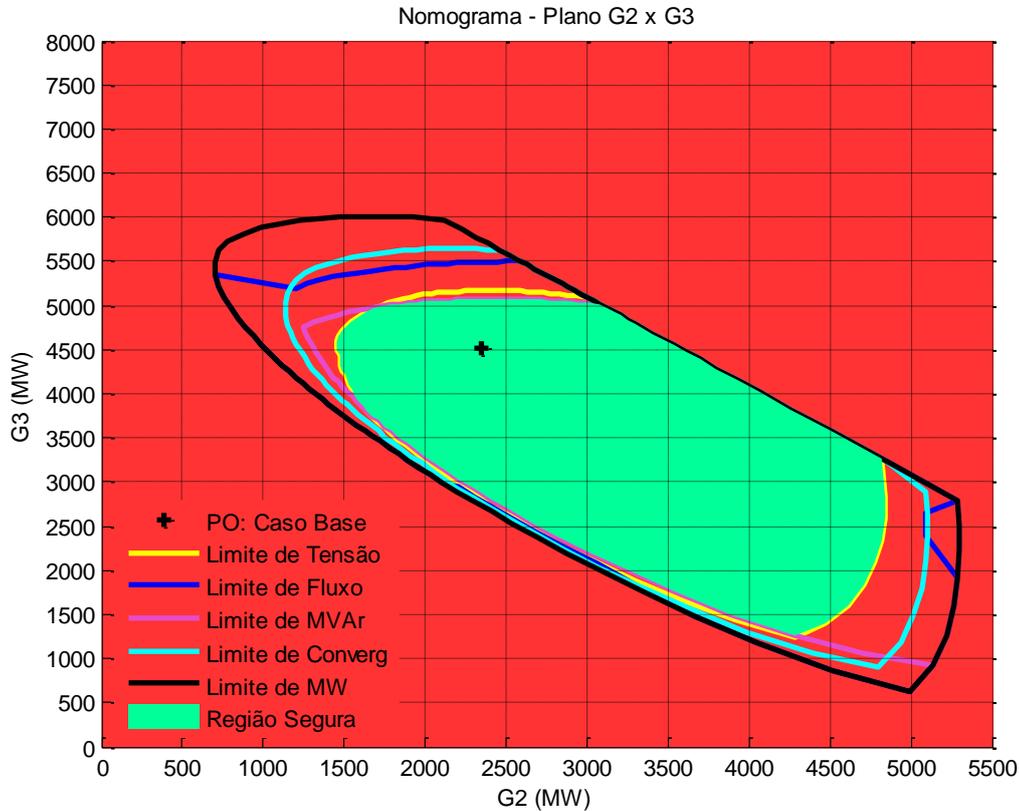


Figura 61 – Sistema *New England*: Nomograma G2xG3 com CST

5.3.3 Modelagem de Carga Aplicada ao Sistema *New England*

Nesta seção serão avaliados os impactos advindos da utilização dos modelos de carga ZIP e do tipo motor de indução na representação das cargas do sistema *New England*. A análise das Regiões de Segurança Estática permitirá observar os impactos causados por uma modelagem de carga diferente da modelagem tipo P constante, considerada até o momento.

5.3.3.1 Modelo de Carga ZIP

O modelo de carga ZIP é o primeiro modelo a ser utilizado para representar as cargas existentes no sistema *New England*. Propõe-se simular cada caso particular do modelo ZIP separadamente (Z constante, I constante e P constante).

As Figuras 62 e 63 apresentam o nomograma do plano G2xG3 considerando todas as cargas do sistema *New England* modeladas como corrente (I) e impedância (Z) constante, respectivamente. O nomograma com a modelagem de carga tipo potência (P) constante foi construído na Figura 56. Para a simulação, utilizou-se o mesmo ponto de operação inicial no caso base do sistema, cujos dados de entrada estão do Anexo B.

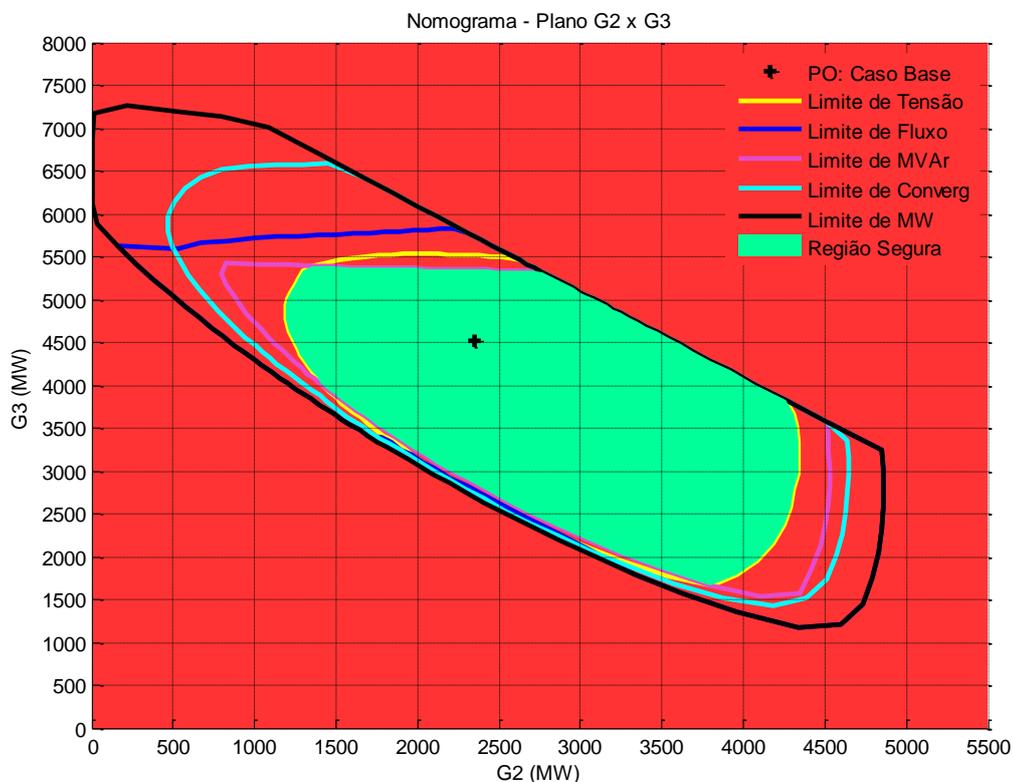


Figura 62 – Sistema *New England*: Nomograma G2xG3 com Modelo I Constante

Comparando-se as Figuras 56, 62 e 63 verifica-se que uma modelagem de carga tipo P constante proporciona condições de segurança mais restritivas para o sistema *New England*. Ao se utilizar o modelo I constante, tanto a região segura quanto as curvas indicativas dos limites de segurança são expandidas, assim como as curvas limites de convergência e de MW. Com o modelo Z constante, destaca-se o expressivo aumento da curva limite de MW, além de proporcionar as condições de operação mais seguras dentre os três modelos analisados. As

justificativas para estes resultados advêm das características destes modelos de carga, discutidos ao longo do trabalho.

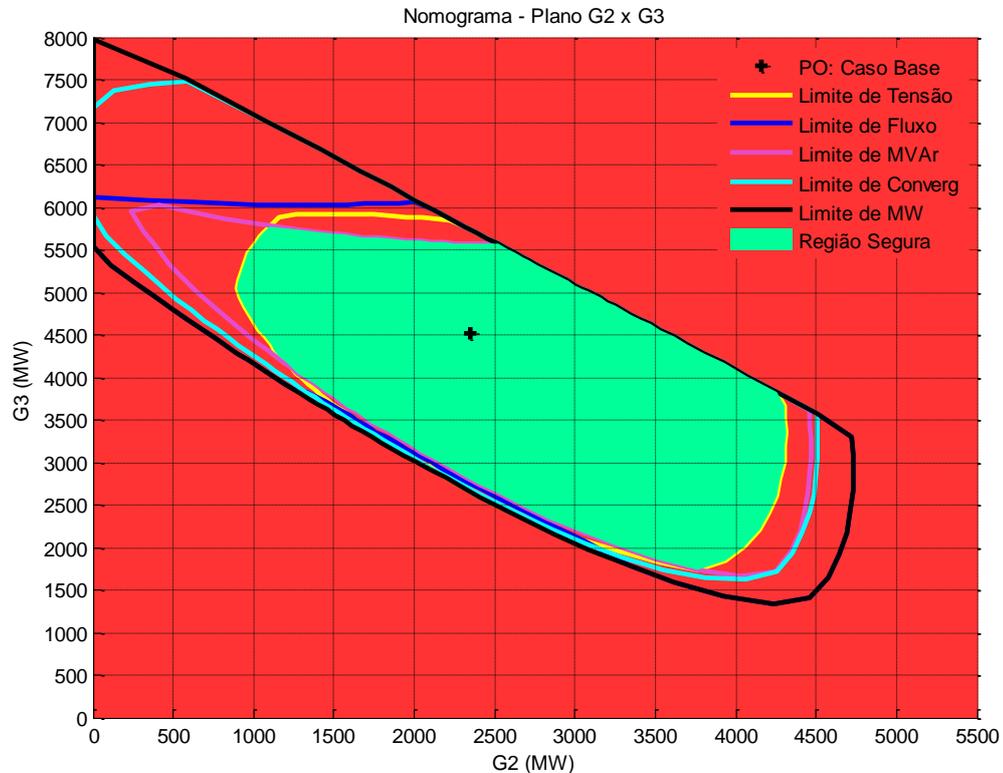


Figura 63 – Sistema *New England*: Nomograma G2xG3 com Modelo Z Constante

5.3.3.2 Modelo de Carga Tipo Motor de Indução

Nesta seção, considera-se que as barras de carga do sistema *New England* contenham parcelas significativas de cargas tipo motores de indução. Dessa forma, como visto no decorrer do trabalho, recomenda-se a utilização do modelo próprio para representá-las ao invés do modelo ZIP.

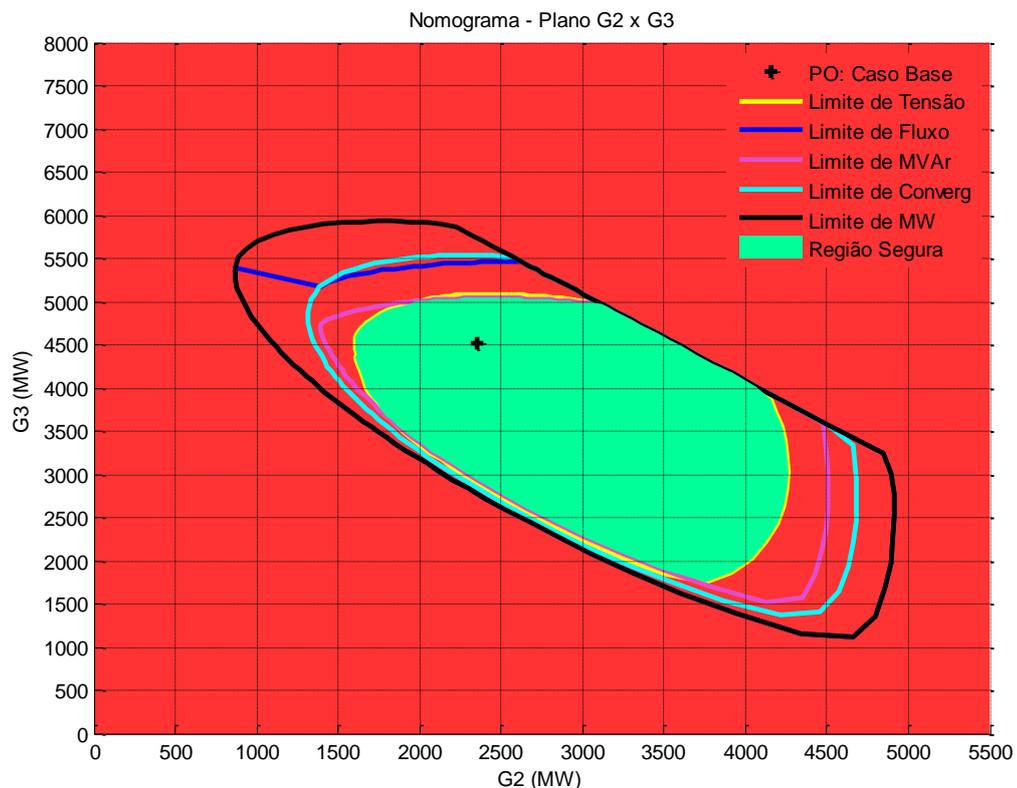
O modelo para motores de indução é aplicado a todas as barras de carga do sistema *New England* e requer a determinação de um percentual da carga ativa a ser modelada como um motor de indução dentre um conjunto de motores típicos agregado ao programa. A modelagem proposta considera três cenários, conforme mostrado na Tabela 22.

Tabela 22 – Cenários para Modelagem de Carga Tipo Motores de Indução

Modelo de Carga Tipo Motor de Indução		
Cenário	Motor de Indução Típico (Tabela 3)	Percentual da Carga Modelada
I	2	20%
II	2	60%
III	2	80%

As Figuras 64, 65 e 66 exibem os nomogramas do plano G2xG3 para o sistema *New England* com suas cargas ativas representadas através do modelo de carga tipo motores de indução com base nos cenários I, II e III, respectivamente.

O ponto de operação inicial correspondente ao caso base foi obtido a partir dos dados de entrada descritos no Anexo B.

Figura 64 – Sistema *New England*: Plano G2xG3 com Modelagem de Carga de 20%

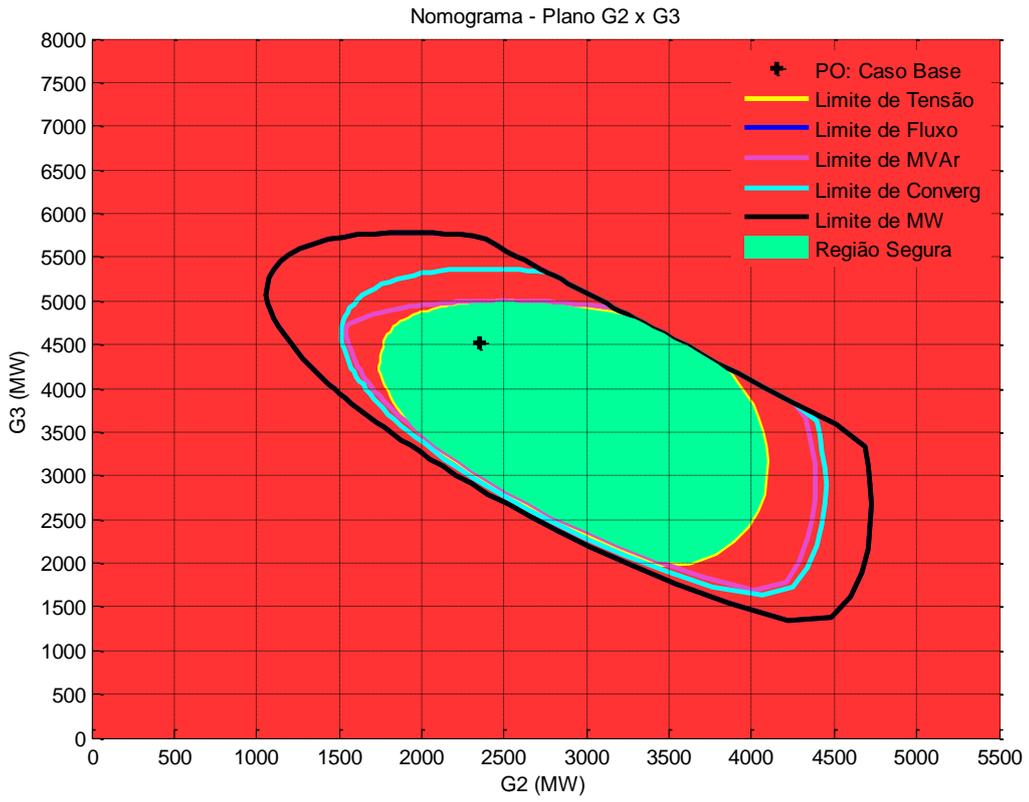


Figura 65 – Sistema *New England*: Plano G2xG3 com Modelagem de Carga de 60%

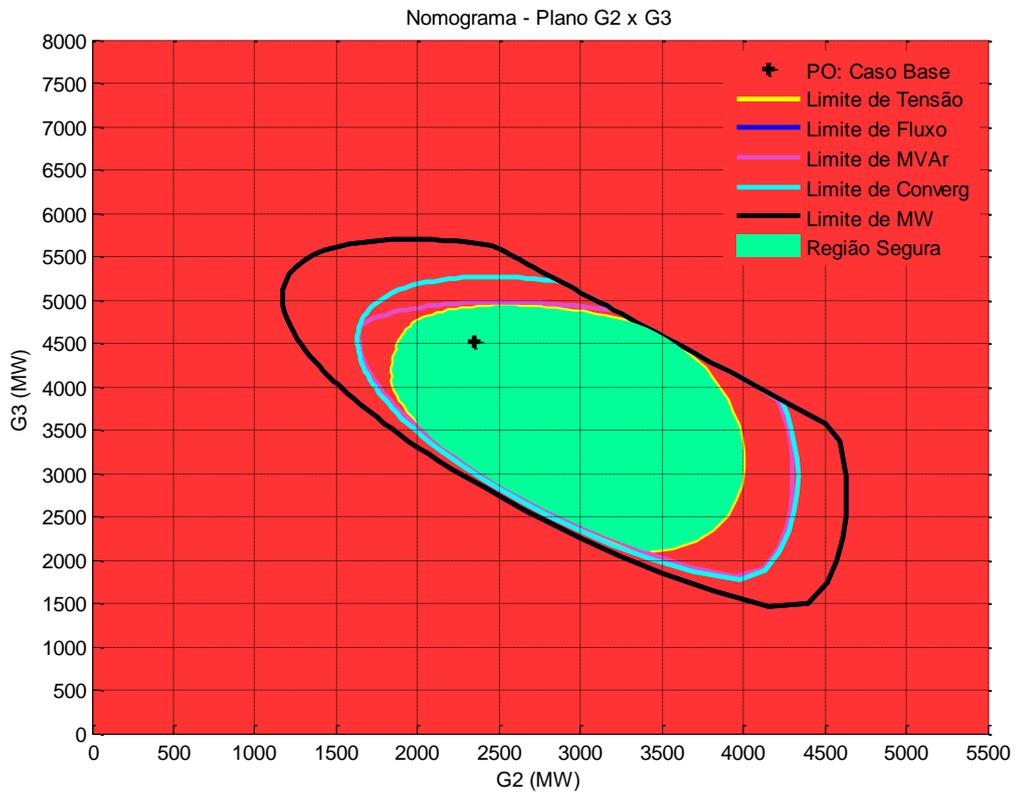


Figura 66 – Sistema *New England*: Plano G2xG3 com Modelagem de Carga de 80%

Nota-se nestes nomogramas que, quanto maior o percentual de carga modelada como motor de indução, mais restritivas são as curvas limites de segurança. Obtém-se, portanto, uma redução da região de operação segura do sistema ao se elevar este percentual. De fato, na presença de uma grande parcela de carga tipo motor de indução, a demanda de potência reativa se eleva substancialmente, na medida em que a tensão em regime permanente sofre variações. Sem reserva de potência reativa suficiente, o suporte de tensão ao sistema é comprometido e os riscos de instabilidade de tensão aumenta.

Destaca-se também que, na medida em que se considera um menor valor percentual de carga ativa modelada como motor de indução, os nomogramas tendem a se igualar ao nomograma obtido para o modelo de carga tipo P constante (Figura 56), caso mais restritivo do modelo ZIP aplicado ao sistema *New England*. Verifica-se, portanto, que a modelagem de carga tipo motores de indução restringe ainda mais a região segura de operação deste sistema.

5.4 SISTEMA EQUIVALENTE SUL-SUDESTE BRASILEIRO

O terceiro SEP a ser simulado é um modelo simplificado de um sistema real de médio porte, referente ao equivalente Sul-Sudeste do sistema interligado brasileiro (PING, 1998). O diagrama unifilar correspondente é apresentado na Figura 67.

Trata-se de um sistema composto originalmente por 34 barras, sendo 7 barras do tipo PV. O sistema é ainda acrescido de uma barra *swing* fictícia (barra 35), analogamente aos sistemas-teste estudados anteriormente. Além das 34 barras e da barra *swing*, são adicionadas mais 6 barras ao sistema, que representam o equivalente dos compensadores síncronos de Grajaú (barra 280), da geração total na região Sudeste (barra 260) e mais quatro centros de carga (barras 190, 230, 250 e 290).

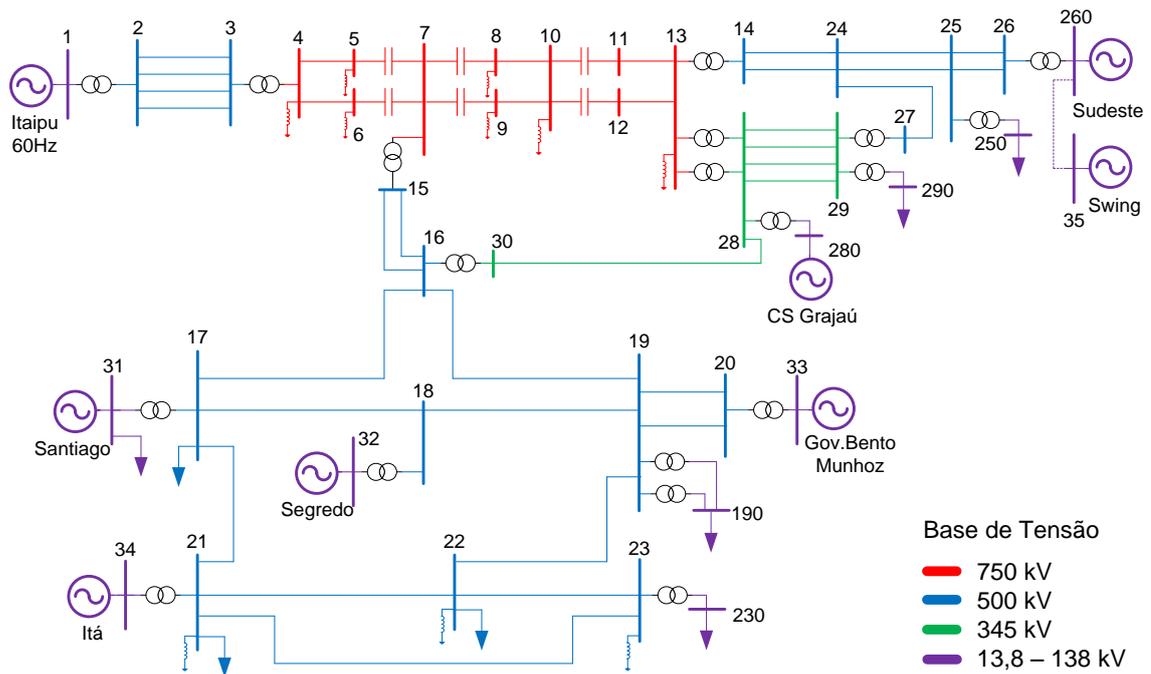


Figura 67 – Topologia do Sistema Interligado Sul-Sudeste (com as Bases de Tensão)

Estas barras de geração representam as barras de seis usinas hidroelétricas mais a dos compensadores síncronos de Grajaú. O parque de geração da Região Sul é composto pelas usinas hidroelétricas: UHE Salto Santiago, UHE Salto Segredo, UHE Itá e UHE Governador Bento Munhoz. A UHE Itaipu 60Hz é também representada no sistema e será utilizada como uma das regiões na construção dos nomogramas. Já o parque de geração da região Sudeste é composto por um gerador equivalente que representa todas as usinas pertencentes a esta região e também pelo compensador síncrono de Grajaú. A Tabela 23 mostra as potências em MVA de cada usina e os números das respectivas barras às quais estão conectadas.

Tabela 23 – Geradores do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro

Barra	UHE Conectada	Potência (MVA)
1	Itaipu 60Hz	5 x 737,0
31	Santiago	4 x 369,0
32	Segredo	4 x 333,0
33	Gov.Bento Munhoz	4 x 419,0
34	Itá	1 x 305,0
260	Equivalente Sudeste	6 x 737,0
280	Compensador de Grajaú	1 x 100,0

O sistema de transmissão é composto por 61 circuitos, já incluindo o circuito adicional que conecta a barra 35 (*swing* adicional) ao restante do sistema. O tronco principal de 750 kV é interligado a outros três troncos de 500 kV a partir dos transformadores entre as barras 13-14, 7-15 e 3-4, conforme mostrado na Figura 67. Outros dois transformadores entre as barras 13-28 conectam o tronco principal a um circuito em 345 kV. Ambos os circuitos de 345 kV e 500 kV se interligam a partir da transformação da barra 29 para a 27 e da barra 30 para a 16. No total, são 19 transformadores existentes no sistema de transmissão, sendo 13 de *tap* fixo e 6 de *tap* variável (LTC).

Os valores dos *tap*'s destes transformadores são informados no Anexo C, assim como outros dados adicionais da topologia deste sistema, como valores limites de tensão nas barras, de geração de potência reativa dos geradores e térmicos das LT's.

As barras de carga deste sistema e as respectivas potências ativa e reativa consumidas em cada uma delas são exibidas na Tabela 24.

Tabela 24 – Cargas do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro

Barra	Carga	
	Ativa (MW)	Reativa (Mvar)
1	8,10	0,0
17	4,44	0,0
21	2,83	0,0
22	2,36	0,0
31	1,71	0,0
190	1.461,0	-339,0
230	678,0	121,0
250	6.150,0	-2.400,0
290	2.300,0	377,0

5.4.1 RSE do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro

Inicialmente, deve-se efetuar a divisão do sistema em questão em três grupos de geração. Diferentemente dos sistemas-teste estudados anteriormente, a divisão do sistema equivalente S/SE brasileiro será efetuada tendo-se em vista um objetivo principal de estudo:

Deseja-se conhecer o limite de transferência de potência entre as regiões Sul e Sudeste. Para atingir este objetivo, é necessário que cada região (Sul e Sudeste) faça parte de um grupo de geração diferente, a fim de permitir o monitoramento dos circuitos que as interligam. Portanto, uma divisão apropriada para o objetivo de estudo fixado é indicada na Tabela 25.

Tabela 25 – Divisão por Grupos Geradores do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro

Grupo Gerador	Unidade(s) Geradora(s) Associada(s)
1	Itaipu 60 Hz
2	Região Sul
3	Região Sudeste

A Figura 68 demonstra a topologia do sistema equivalente S/SE brasileiro considerando os três grupos de geração pós-divisão. Com esta configuração, a RSE realizará automaticamente o monitoramento dos fluxos nos circuitos de transmissão nas três regiões, bem como das magnitudes das tensões nas barras e dos limites de geração de potência reativa dos geradores envolvidos no processo.

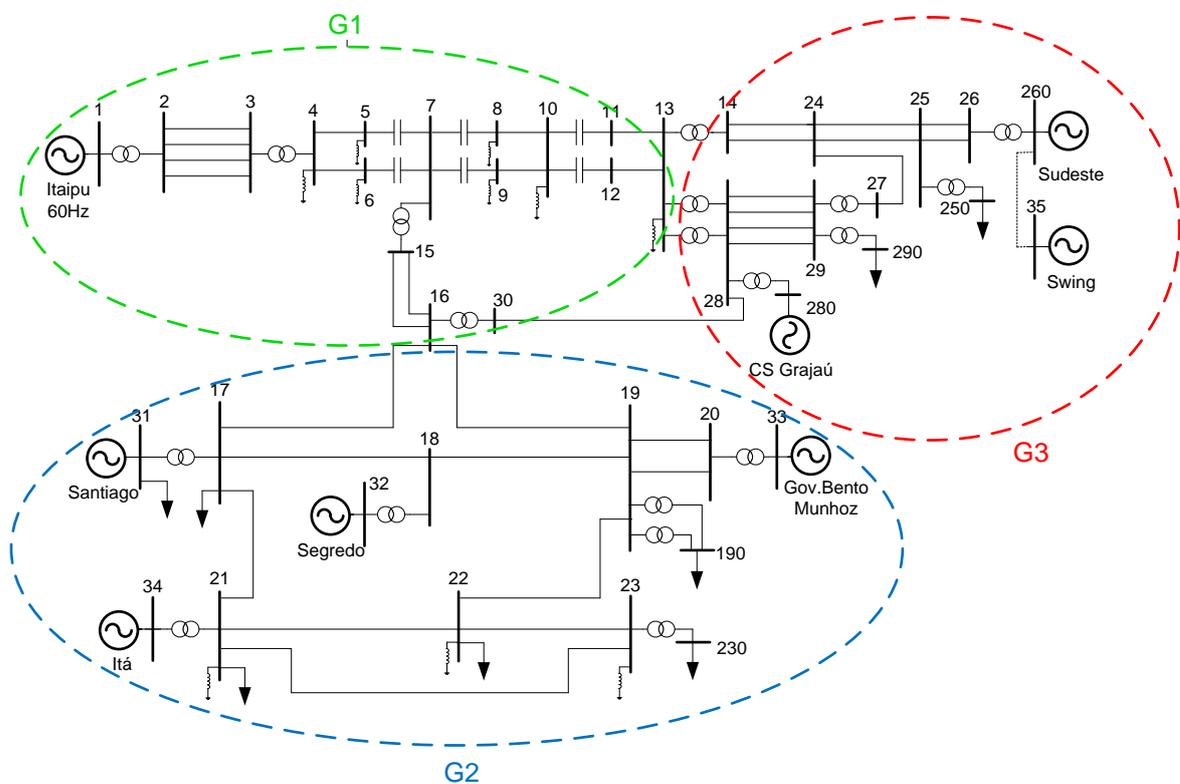


Figura 68 – Topologia do Sistema S/SE Brasileiro Definidos os Três Grupos de Geração

Assim, uma análise apurada dos nomogramas permitirá, por exemplo:

- Conhecer os limites de transferência de potência em todas as direções, incluindo a direção que envolve somente a transferência entre as regiões Sul e Sudeste (objetivo principal);
- Visualizar a condição de segurança deste sistema observando a “distância” entre o ponto atual e os limites de segurança monitorados;
- Prever a condição de segurança do sistema caso seja necessário estabelecer um novo perfil de geração do mesmo para atender a carga (mercado) fixada.

Como dados de entrada adicionais do processo de construção da RSE tem-se:

- Número de direções igual a 100;
- Passo de transferência igual a 1;
- Opção de cálculo dos FPI's com base no despacho no caso base de cada gerador;
- Ponto de operação inicial para construção obtido mediante os dados de entrada no Anexo C;
- Lista de contingências: Análise de contingências simples de retirada da LT 15-16 (tronco de 500kV que interliga a usina de Itaipu à região Sul) e da LT 2-3 (que interliga a usina de Itaipu ao tronco de 750 kV).

A RSE do sistema S/SE brasileiro para o patamar de carga e a configuração das áreas considerados é, então, exibida nas Figuras 69, 70 e 71, sob forma de nomogramas dos planos G1xG2, G1xG3 e G2xG3, respectivamente.

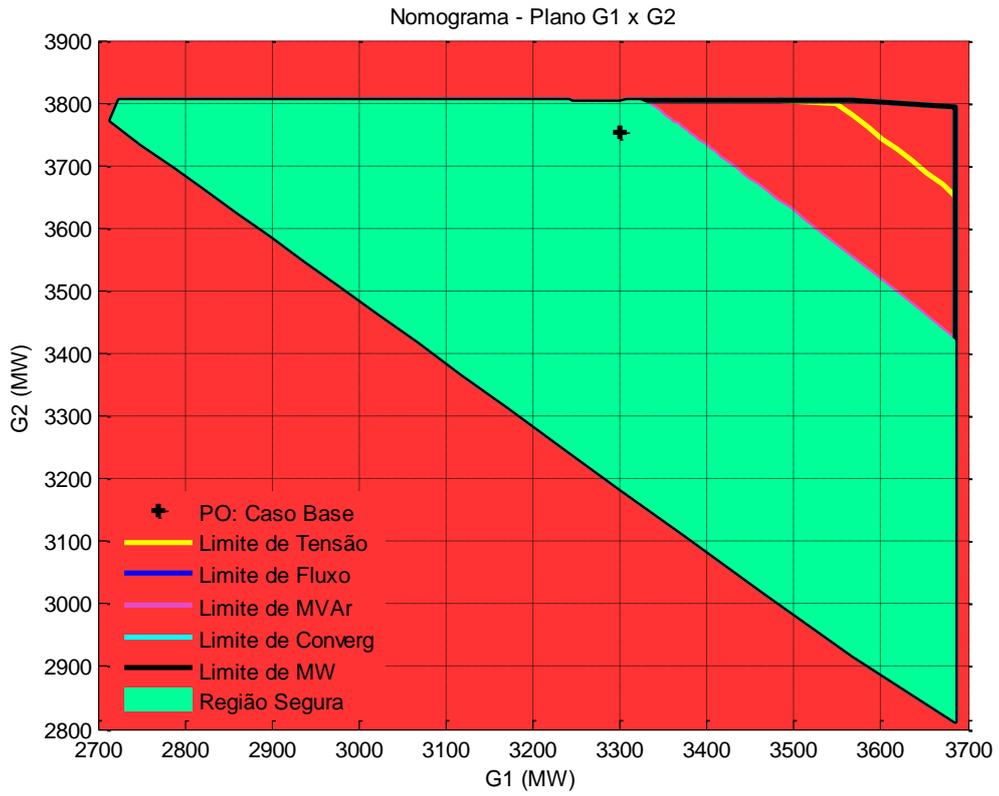


Figura 69 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G1xG2

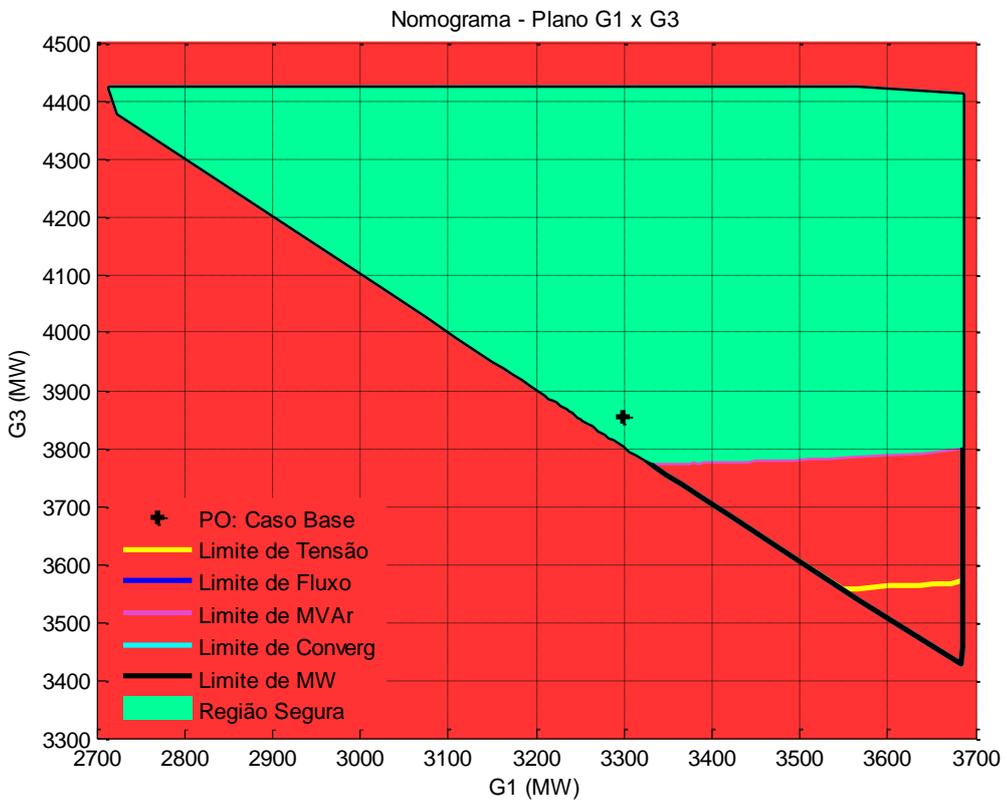


Figura 70 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G1xG3

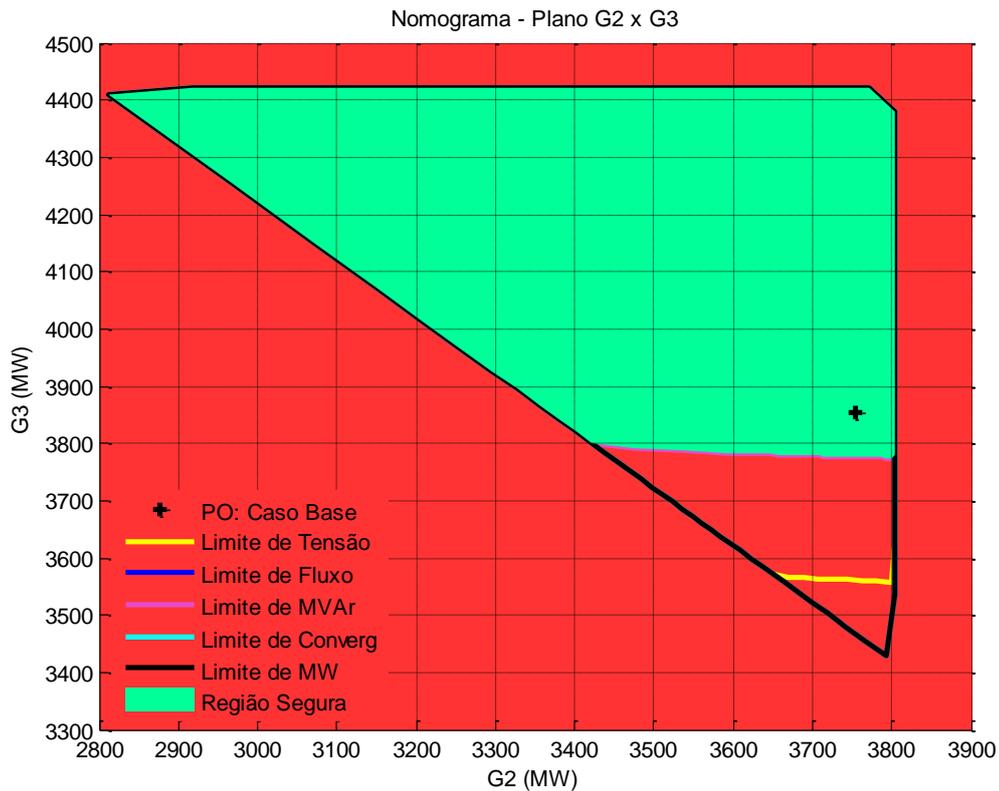


Figura 71 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G2xG3

Para investigar a máxima transferência de potência entre as regiões Sul e Sudeste, convém avaliar o nomograma do plano G2xG3 (Figura 71), pois corresponde ao plano definido por ambas as regiões. Neste nomograma, deve-se avaliar a direção em que Itaipu não participa do processo de transferência, ou seja, de acordo com a Tabela 1 basta analisar as direções que formam um ângulo de 135° e 315° com o eixo das abscissas cuja origem é o ponto de operação inicial (vide Figura 7). Caracteriza-se, portanto, dois cenários de geração, a saber:

- Para $\theta = 135^\circ$: Cenário Sudeste exportador, caracterizado pelo aumento da potência gerada na região Sudeste e a redução da região Sul na mesma proporção;
- Para $\theta = 315^\circ$: Cenário Sul exportador, caracterizado pelo aumento da potência gerada na região Sul e a redução da região Sudeste na mesma proporção.

A análise do nomograma da Figura 71 demonstra que o aumento da potência gerada na região Sudeste e a redução da região Sul (cenário Sudeste exportador), na mesma proporção,

ocorre até que o limite de MW na região Sudeste seja atingido. Nota-se que, nesta direção, nenhum limite de segurança ou de convergência do fluxo de potência devido a uma contingência foram identificados até que a capacidade máxima de geração de G3 fosse atingida. Portanto, a margem de potência ativa nesta direção (cenário Sudeste exportador) é dado por:

$$\text{Margem}(MW) = P_{(G3)} - P_{BASE(G3)} \quad (5.1)$$

Onde:

P_{G3} : Potência ativa de G3 (em MW) no ponto em que ocorrer a primeira violação;

$P_{BASE(G3)}$: Potência ativa de G3 (em MW) no ponto de operação inicial no caso base, que corresponde a soma dos despachos no caso base de cada gerador em seu interior;

É necessário, portanto, conhecer o ponto de operação inicial no caso base, bem como o ponto em que ocorre a primeira violação. Este é obtido manualmente a partir do nomograma gerado, já aquele a partir da soma dos despachos no caso base dos geradores que compõem o grupo em questão. A Tabela 26 mostra os respectivos despachos dos grupos de geração neste ponto.

Tabela 26 – Despacho dos Grupos Geradores no Ponto de Operação Inicial

Grupo Gerador	Potência Ativa (MW)
1	3.300,0
2	3.753,8
3	3.852,0

Logo, para o cenário Sudeste exportador a margem de potência ativa entre as áreas Sudeste e Sul é dada por:

$$\text{Margem}(MW) = 4422,0 - 3852,0 = 570MW$$

Supondo agora um cenário Sul exportador, o nomograma da Figura 71 indica uma margem menor em relação ao limite de MW, que corresponde à capacidade máxima de geração de G2. A margem nesta direção é então:

$$\text{Margem}(MW) = 3803,4 - 3753,8 = 49,6MW$$

É possível, ainda, calcular a “distância” de segurança do sistema que mede, numa dada direção, o quão distante o ponto de operação atual se encontra dos seus limites de segurança, de MW e/ou de convergência. Tendo-se em vista que o nomograma G2xG3 é apenas uma representação de um dos três planos contidos na RSE tridimensional, o cálculo desta distância leva em consideração as coordenadas de G1, G2 e G3. Esta variável é obtida então da seguinte maneira:

$$d = \sqrt{(P_{(G1)} - P_{BASE(G1)})^2 + (P_{(G2)} - P_{BASE(G2)})^2 + (P_{(G3)} - P_{BASE(G3)})^2} \quad (5.2)$$

Onde:

$P_{G(i)}$: Potência ativa do grupo i (em MW), no ponto em que ocorre a primeira violação;

$P_{BASE(i)}$: Potência ativa do grupo i no ponto de operação inicial no caso base, que corresponde a soma dos despachos no caso base de cada gerador em seu interior;

Assim, para o cenário Sudeste exportador a distância é:

$$d = \sqrt{(0-0)^2 + (3183,8 - 3753,8)^2 + (4422 - 3852)^2} = 806,1MW$$

Analogamente, para o cenário Sul exportador tem-se:

$$d = \sqrt{(0-0)^2 + (3803,4 - 3753,8)^2 + (3802,4 - 3852)^2} = 70,1MW$$

5.4.2 Dispositivos de Controle Aplicados ao Sistema Equivalente S/SE

Observando-se os nomogramas das Figuras 69, 70 e 71 percebe-se que as violações dos limites de segurança (tensão e Mvar) são detectadas nas direções em que a UHE de Itaipu participa ativamente da transferência de potência, tornando-a muito limitada devido ao elevado fluxo de potência no circuito de 750 kV.

De acordo com o arquivo de saída gerado pelo programa, a violação dos limites de tensão detectada pela Região de Segurança ocorre em diferentes barras do sistema, prioritariamente nas barra 5 e 13 do tronco de 750 kV, ainda no caso base, e na barra 30, devido a contingência simples de retirada da LT 15-16. Assim, a elevada demanda de potência reativa no sistema levam a UHE de Itaipu e o compensador síncrono de Grajaú a atingirem seus limites de Mvar em algumas direções.

Uma forma de contornar o problema é aplicar os dispositivos de controle ao sistema de tal forma a melhorar o perfil de tensão por meio da coordenação da malha Q-V. Nesta seção, especificamente, será utilizado primeiramente um esquema de Controle Remoto de Tensão visando expandir a região segura de operação e, em seguida, complementa-se a malha de controle com o Controle Automático de Tensão por LTC's existentes no sistema.

Para a simulação, utilizou-se o mesmo ponto de operação inicial no caso base do sistema, cujos dados de entrada estão no Anexo C.

5.4.2.1 Controle Remoto de Tensão

O CRT é inicialmente aplicado ao sistema equivalente S/SE brasileiro visando explorar o suprimento de potência reativa de Itaipu-60Hz ao restante do sistema por meio do tronco de 750 kV. Propõe-se realizar a regulação do perfil de tensão deste sistema a partir da regulação da tensão da barra de alta tensão da UHE Itaipu-60Hz, próxima aos corredores de transmissão. A referência (SILVA, 2007) discute a potencialidade do uso do controle remoto de tensão na usina de Itaipu e outras grandes usinas para controle de tensão do sistema de transmissão.

A estratégia de controle dos recursos de potência reativa, caracterizada pela escolha das barras controladas e faixas de tensão para manutenção do perfil de tensão, é definida conforme demonstrado na Tabela 27.

Tabela 27 – Estratégia Adotada para o CRT no Equivalente S/SE Brasileiro

Barra Controladora	Barra Controlada	Tensão De Referência (Barra Controlada)
1 (UHE ITAIPU)	2	1,054 pu

A Figura 72 apresenta o nomograma do plano G2xG3 considerando agora o CRT.

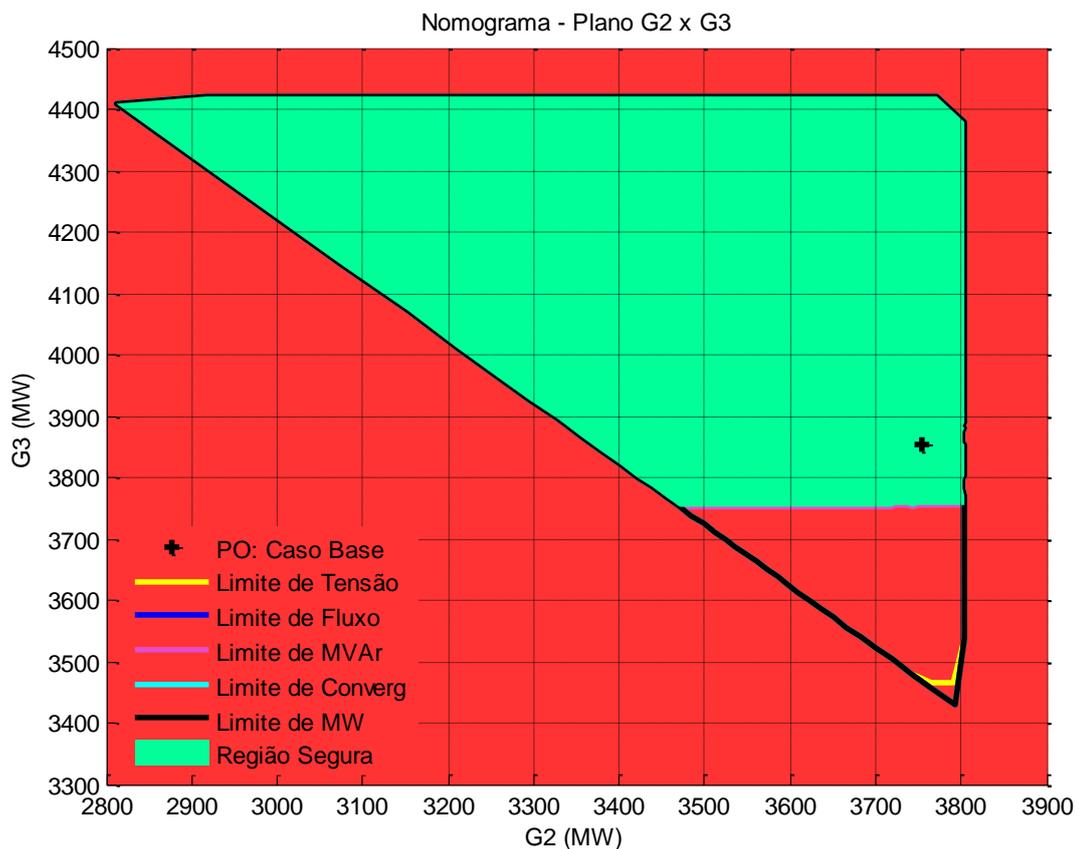


Figura 72 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G2xG3 com CRT

Comparando-se este nomograma com o caso sem o CRT (Figura 71), nota-se que a aplicação deste dispositivo de controle gera uma expansão na curva limite de tensão em

relação ao caso anterior, indicando que houve uma melhoria no perfil de tensão do sistema, em especial no tronco de 750 kV, mesmo diante das contingências de um dos circuitos da LT 2-3 que interliga Itaipu 60Hz ao restante do sistema. A curva limite de Mvar também sofre um pequeno aumento devido à melhor coordenação dos recursos de potência reativa do sistema. Como consequência, tem-se a expansão da região de operação segura.

Vale ressaltar que a tensão da barra controlada pode sofrer diferentes ajustes visando melhorar ainda mais o desempenho do CRT. Porém, foge dos objetivos deste trabalho obter o esquema ótimo para o CRT neste sistema. Os resultados obtidos satisfazem os objetivos desse trabalho, pois demonstram o grau de importância da UHE Itaipu e os impactos de se utilizar o CRT nesta usina.

5.4.2.2 Controle de Tensão por Transformadores LTC

Inicialmente, o CLTC é aplicado ao sistema equivalente S/SE brasileiro com o intuito de oferecer um suporte de tensão adequado à barra 15 a partir do transformador com comutação sob carga (LTC) existente na LT 7-15, tendo-se em vista que, durante a análise de contingências, a retirada da LT 15-16 no tronco de 500 kV que interliga os três grupos de geração aumenta o risco de problemas de instabilidade de tensão. Por ser uma área crítica do sistema, o CLTC neste transformador torna-se uma opção de controle promissora para o sistema em questão. A estratégia de controle adotada pode ser visualizada na Tabela 28.

Tabela 28 – Estratégia Adotada para a Aplicação do CLTC

Tipo de Controle	Meio de Controle	Barra Controlada	Tensão de Referência (Barra Controlada)
CLTC	LTC 7-15	15	0,950 pu

Deve-se salientar que todos os demais transformadores do tipo LTC tiveram seus *tap's* fixados nos valores base, a fim de investigar exclusivamente os impactos causados pela atuação do LTC 7-15. A Figura 73 demonstra o nomograma do plano G2xG3 considerando a ação do CLTC.

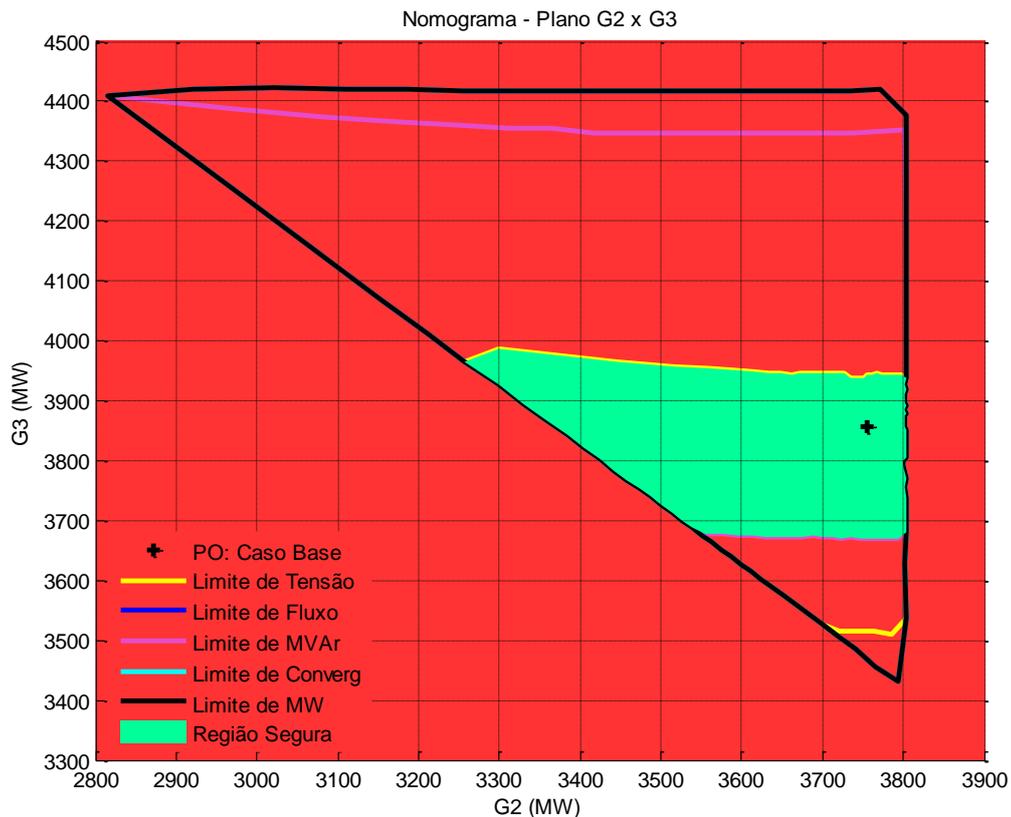


Figura 73 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G2xG3 com CLTC

Pode-se notar que a estratégia adotada proporcionou melhoria no perfil de tensão considerando um cenário em que o Sudeste reduz sua geração interna, devido a maior disponibilidade de potência reativa no tronco principal de 750 kV do sistema. Por outro lado, para um cenário em que o Sudeste eleva sua geração, a curva limite de tensão sofre redução considerável, restringindo a região segura de operação do sistema, o que significa que, em linhas gerais, a aplicação exclusiva do CLTC, da maneira como foi realizada, torna-se uma opção de controle desfavorável ao sistema haja vista que os limites de tensão em algumas barras do sistema são violados.

Tendo-se em vista que o cenário Sudeste exportador implica no maior carregamento do tronco de 750 kV, os limites de tensão de algumas barras nas redondezas são violados e portanto, propõe-se, num segundo momento, aplicar o CLTC juntamente com o CRT em prol de solucionar ou pelo menos amenizar o problema. A idéia é balancear os recursos de

potência reativa no tronco de 750 kV, proporcionando melhoria no perfil de tensão. Para isso, adota-se uma estratégia em conjunto para o CLTC e o CRT de acordo com a Tabela 29.

Tabela 29 – Estratégia Adotada para a Aplicação em Conjunto do CLTC e CRT

Tipo de Controle	Meio de Controle	Barra Controlada	Tensão de Referência (Barra Controlada)
CRT	UHE ITAIPU	2	1,054 pu
CLTC	LTC 7-15	15	0,950 pu

A Figura 74 apresenta, enfim, o nomograma do plano G2xG3 considerando a ação simultânea do CRT e do CLTC.

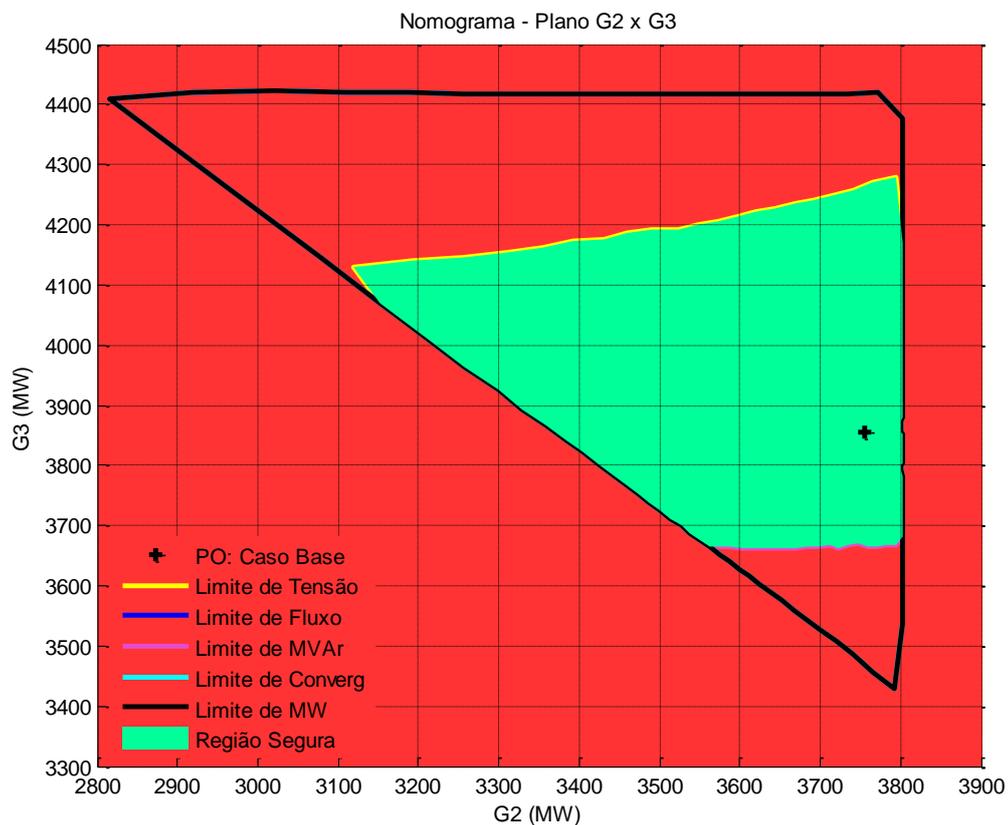


Figura 74 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Nomograma G2xG3 com CRT e CLTC

Observa-se que, diante da atuação mútua e coordenada do CRT e do CLTC, a região segura de operação aumenta em relação ao caso anterior (Figura 73), em virtude da coordenação do fornecimento de potência reativa. Com isso, o perfil de tensão no tronco de

750 kV é equilibrado e as barras que antes tinham seus limites de tensão violados passam a operar num perfil de tensão mais apropriado. O nomograma da Figura 74 mostra as expansões das curvas limites de tensão e de Mvar.

Avaliando os desempenhos destes dispositivos no sistema equivalente S/SE brasileiro conclui-se que os controles atuam como medidas corretivas pré e pós-contingências, fornecendo ganhos à malha QV do sistema e permitindo que a UHE de Itaipu seja “aliviada” para auxiliar no controle de tensão do sistema.

5.4.3 Modelagem de Carga ZIP Aplicada ao Sistema Equivalente S/SE Brasileiro

A Figura 75 apresenta o nomograma do plano G2xG3 considerando todas as cargas do sistema equivalente S/SE brasileiro modeladas como corrente (I) constante. O nomograma com a modelagem de carga tipo potência (P) constante foi construído na Figura 71. Para a simulação, utilizou-se novamente o mesmo ponto de operação inicial no caso base, cujos dados de entrada estão no Anexo C.

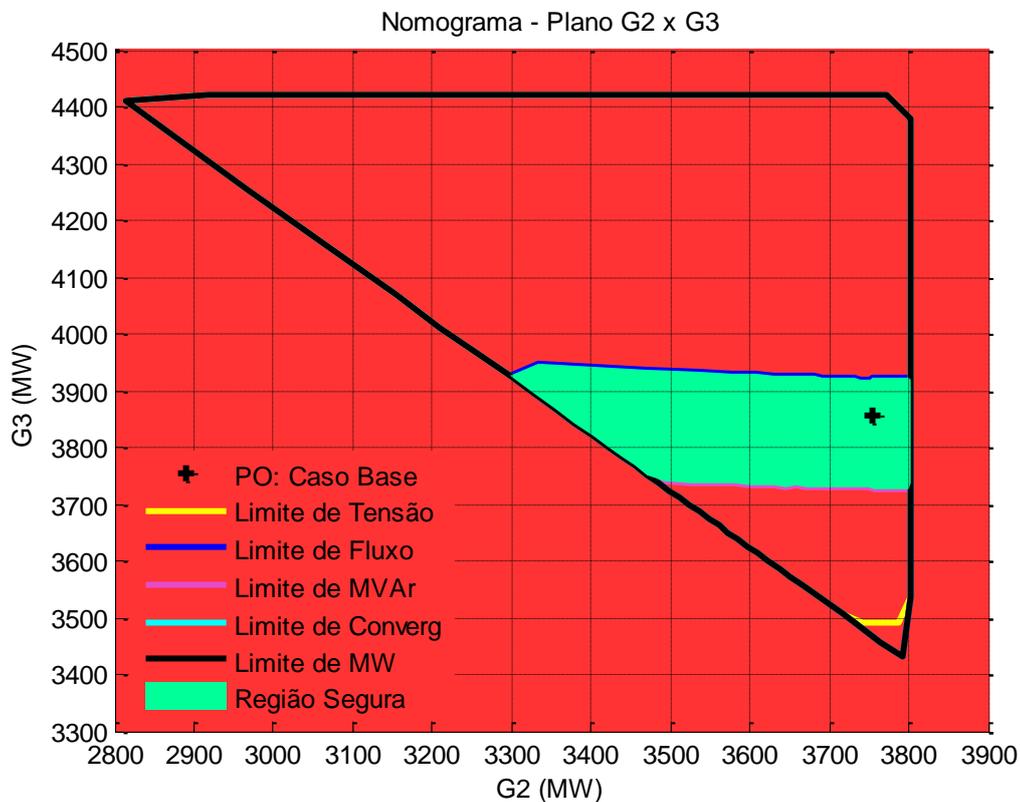


Figura 75 – Sistema Equivalente S/SE Brasileiro: Modelo de Carga I Constante

Nota-se, através desta figura, que as cargas com característica I constante restringem a região segura do sistema 34 barras, pois pioram as condições de regime permanente do mesmo. Isso ocorre devido ao aumento das potências ativa/reactiva consumidas pela carga (maior carregamento dos circuitos), resultante da elevação do perfil de tensão deste sistema, tendo-se em vista a relação direta verificada mediante as equações (4.5) e (4.6). Assim, com a carga aumentada, as condições de segurança são pioradas, impactando na redução da região segura de operação do sistema 34 barras.

Ao considerar todas as cargas deste sistema modeladas como impedância (Z) constante, a construção do nomograma do plano $G2 \times G3$ torna-se inviável. A justificativa para esta afirmação se deve ao fato de que as cargas com esta característica pioram ainda mais as condições de regime permanente do sistema, a ponto de resultar na divergência do fluxo de potência já no ponto de operação inicial (caso base), em decorrência da violação de fluxo em alguns circuitos de transmissão. Como visto, sem este ponto inicial o nomograma não pode ser construído.

No entanto, com o intuito de demonstrar a aplicação da modelagem Z constante no sistema S/SE, considerou-se uma nova situação em que se propõe modificações na tensão de referência V_0 (tensão para qual a carga foi medida), especificada nas equações (4.5) e (4.6). Os valores de V_0 , inicialmente iguais a 1 pu, são igualados, propositalmente, aos valores das tensões V de cada barra, obtidos através do fluxo de potência. Assim, a relação V/V_0 torna-se unitária inicialmente e as variações de potência ativa e reativa consumidas pela carga, decorrentes de uma variação do perfil de tensão do sistema, são menores comparadas com a situação anterior ($V_0 = 1$ pu). Ou seja, esta alteração na tensão de referência implica em condições de operação menos restritivas possibilitando a construção da RSE aplicando a modelagem Z constante ao sistema.

Feita esta modificação, propõe-se construir os nomogramas do plano $G2 \times G3$ considerando todas as cargas do sistema equivalente S/SE brasileiro modeladas primeiramente como corrente (I) constante e em seguida como impedância (Z) constante. Estes nomogramas são exibidos nas Figuras 76 e 77.

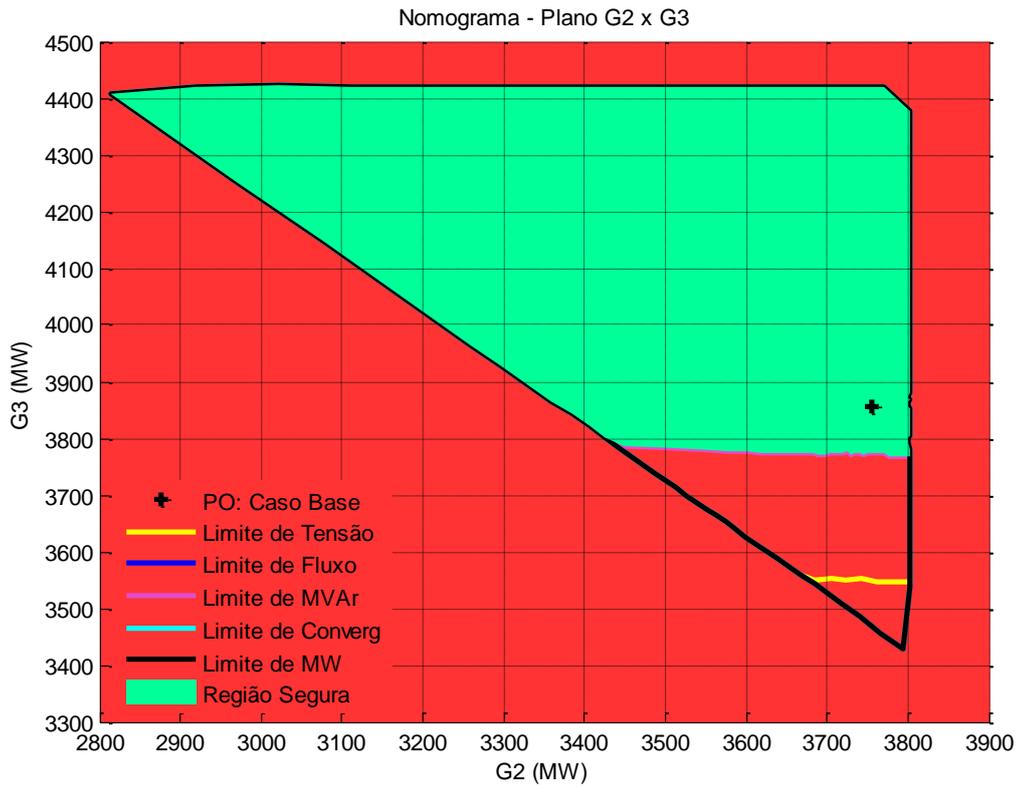


Figura 76 – Sistema S/SE: Modelo de Carga I Constante ($V_0 = V$)

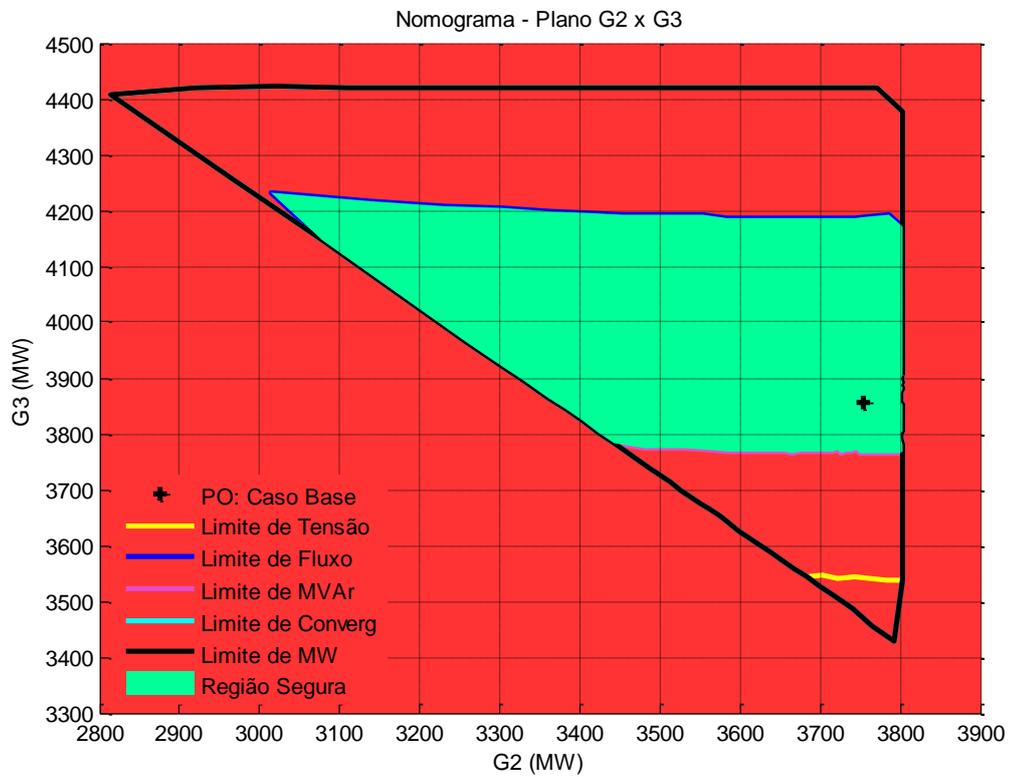


Figura 77 – Sistema S/SE: Modelo de Carga Z Constante ($V_0 = V$)

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este Capítulo apresentou as Regiões de Segurança Estática de um sistema elétrico de pequeno porte, de valor tutorial e outros dois sistemas de médio porte. A partir dos resultados obtidos, avaliou-se os principais fatores que influenciam na construção e análise desta ferramenta. Por fim, investigou-se o desempenho dos dispositivos de controle e modelos de carga, discutidos nos capítulos antecedentes, por meio da visualização e interpretação das Regiões de Segurança Estática.

6 Conclusões

6.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

As Regiões de Segurança Estática vêm sendo utilizadas em âmbito mundial para estudos de avaliação da segurança de tensão em tempo real nos principais centros de operação e controle dos sistemas de potência, inclusive no Brasil, pelo ONS. Mediante discussões e resultados apresentados, pode-se afirmar que num ambiente de tempo real sua aplicabilidade é realmente incontestável, devido à praticidade, eficiência e confiabilidade na obtenção e análise gráfica dos resultados. Todavia, em ambiente *off-line*, esta ferramenta funciona como complemento aos estudos de planejamento, uma vez que são requeridas informações adicionais a respeito da localização exata das violações operativas e grau de severidade com que ocorrem, a fim de elaborar medidas preventivas para reforçar o sistema de transmissão e/ou corretivas para solucionar o problema com os equipamentos de controle já existentes.

Este trabalho abrangeu minuciosamente as etapas do processo de construção das Regiões de Segurança Estática, investigando seus principais aspectos e considerações relevantes. Sua construção tem como base técnicas estáticas de análise de redes, como a solução do fluxo de potência convencional, através do método *full* Newton e com controle de passo ótimo, considerando a modelagem de dispositivos de controle e limites, a análise de contingências em regime permanente e o cálculo da máxima transferência de potência entre regiões em regime permanente para obtenção dos limites de intercâmbio. Constatou-se, durante o processo, que diversos fatores influenciam consideravelmente na construção dos nomogramas e, conseqüentemente, na análise das condições de segurança do sistema em regime permanente.

Como primeiro fator, tem-se a escolha do número de direções, a qual é determinante para a precisão dos resultados. Os resultados mostraram que quanto menor o número de direções, maior o nível de imprecisão, tornando a ferramenta de baixa confiabilidade. Em

contrapartida, a definição de um número de direções elevado, apesar de melhorar a precisão, exige um grande esforço computacional. Devido aos requerimentos computacionais, evidencia-se a necessidade de implantação de um sistema de processamento robusto, preferencialmente em ambiente paralelo, visando maximizar os ganhos computacionais. A questão envolvendo a opção por considerar ou não a barra *swing* internamente aos grupos de geração, bem como sua alocação no sistema, também é outro fator fundamental e deve ser analisada numa etapa precedente à construção das Regiões de Segurança Estática. Os resultados mostraram que as Regiões de Segurança obtidas com a barra *swing* interna a um dos grupos de geração são diferentes daqueles obtidos com uma barra *swing* adicional no sistema. Além disso, demonstrou-se que sua alocação em diferentes pontos do sistema proporciona variações significativas no nomograma correspondente a um dado patamar de carga. Outro fator relevante diz respeito ao tipo de cálculo do Fator de Participação Individual (FPI) dentre as opções apresentadas (pelo despacho no caso base ou pela capacidade máxima dos geradores). Estas opções fornecem Regiões de Segurança Estática distintas e requer, portanto, atenção especial através de um estudo mais aprofundado acerca dos objetivos de aplicação desta ferramenta antes de iniciar seu processo de construção.

A utilização da RSE também permitiu avaliar o desempenho de dispositivos de controle aplicados a sistemas de pequeno e médio porte. Foram avaliados quatro dispositivos, a saber: Controle Remoto de Tensão, Controle de Tensão por Bancos *Shunt* Chaveados Automaticamente, Controle de Tensão por Transformadores LTC e Controle Secundário de Tensão. No geral, ponderando-se os resultados apresentados, estes dispositivos são introduzidos aos sistemas com o intuito de melhorar as condições de operação e, conseqüentemente, o nível de segurança de tensão. No entanto, verificou-se que as condições podem ser pioradas se o ajuste e a coordenação dos controles forem feitas indevidamente. A aplicação destes dispositivos deve vir acompanhada de uma análise mais ampla da utilização dos recursos de potência reativa do sistema, assim como um estudo das regiões críticas e ajustes nas tensões de referência das barras controladas. Mostrou-se que um controle ajustado adequadamente, possibilita o suporte de reserva de potência reativa satisfatório ao sistema, além de proporcionar melhorias no seu perfil de tensão, evitando problemas de instabilidade de tensão e afastando riscos de blecautes. Para efeito de análise, portanto, verificou-se que a Região de Segurança Estática é uma ferramenta prática e eficiente para comparar e auxiliar na tomada de decisões nos centros de controle dos SEP's.

Por fim, foram avaliados os impactos das modelagens de carga estáticas nas Regiões de Segurança Estática. Verificou-se a grande influência dos modelos ZIP e motor de indução nas condições de segurança de um SEP, exaltando a importância de se obter modelos de carga cada vez mais precisos capazes de representar fielmente o comportamento real das cargas de um sistema. Foi mostrado que a simples variação na modelagem de carga pode alterar a região de operação segura de um sistema. Para um perfil de tensão reduzido e/ou diante de afundamentos de tensão, as cargas com características Z e I constante beneficiam o sistema, expandindo a região segura no nomograma correspondente. Porém, para perfis elevados de tensão, estas características não só deixam de beneficiar, como também restringem a operação. Além disso, concluiu-se que quanto maior o percentual de carga modelada como motor de indução, mais restritivas são os limites de segurança. Obtém-se, portanto, uma redução da região de operação segura do sistema na presença de uma grande parcela de carga tipo motor de indução. Neste caso, de fato, a demanda de potência reativa se eleva substancialmente, na medida em que a tensão em regime permanente sofre variações. Sem reserva de potência reativa suficiente, o suporte de tensão ao sistema é comprometido e os riscos de instabilidade de tensão aumenta. Diante destas condições, os nomogramas então informam a redução da região de operação segura do sistema.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para trabalhos futuros, são apresentados os temas a seguir:

- Consideração de um dos eixos do gráfico tridimensional que representa a RSE como sendo a carga total do sistema;
- Incorporação do Fluxo de Potência Ótimo no processo de construção da RSE;
- Aplicação das RSE's a sistemas de distribuição;
- Expansão da RSE para um espaço N-dimensional, permitindo a representação de diversas áreas de um SEP;
- Implementação de um sistema *on-line* VSA num ambiente de processamento distribuído (*cluster*);
- Avaliação da Segurança Dinâmica de SEP's.

REFERÊNCIAS

ACHA, E.; FUERTE-ESQUIVEL, C. R.; AMBRIZ-PEREZ, H.; ANGELES-CAMACHO, C. **FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks**. John Wiley & Sons, 2004.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) / FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A. **Relatório Final de Fiscalização ANEEL/SFE**. Janeiro, 2010. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/RF_FURNAS%2001-2010_.pdf> Acesso em: 24 Ago. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: Aneel, 2008.

AIEE SUBCOMMITTEE ON INTERCONNECTIONS AND STABILITY FACTORS. **First Report of Power System Stability**. American Institute of Electrical Engineers Trans., pp. 51-80, 1926.

ALVARADO, F. L. **Voltage Stability, Bifurcation Parameters and Continuation Methods**. In: Proceedings of the IV SEPOPE. Foz do Iguaçu: May 1994.

AMARAL, Marcelo Batista do. **Modelagem Estática de Carga por Meio de Medição Direta: Proposição de uma Metodologia Sistematizada, seus Impactos e Benefícios**. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora: 2004.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. 1 ed. Iowa: The Iowa State University Press, 1977.

ANDERSSON, G.; DONALEK, P.; FARMER, R.; HATZIARGYRIOU, N.; KAMWA, I.; KUNDUR, P.; MARTINS, N.; PASERBA, J.; POURBEIK, P.; SANCHEZ-GASCA, J.; SCHULZ, R.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; VITTAL, V. **Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 4, Nov. 2005.

ARCANJO, D.; PEREIRA, J. L.R.; GARCIA, P. A. N.; OLIVEIRA, E. J.; VARIZ, A. M. **Modelagem de Carga a Partir de Dados de Medição**. XVIII Congresso Brasileiro de Automática. Bonito: Set. 2010.

ASSIS, Tatiana Mariano Lessa de. **Cálculo da Capacidade de Transmissão Dinâmica em Sistemas de Potência Através de Ferramentas Integradas e Sistemas Inteligentes**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 2007.

AVILA-ROSALES, R.; AVILA-ROSALES, R.; SADJADPOUR, A.; GIBESCU, M.; MORISON, K.; HAMADANI, H.; WANG, L. **ERCOT's implementation of Online Dynamic Security Assessment**. Presented at the Panel Session of the IEEE PES General Meeting. Toronto: July 2003.

BACHER, R.; TINNEY, W. F. **Faster Local Power Flow Solutions: The Zero Mismatch Approach**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 4, no. 4, pp. 1345-1354, October 1989.

BARBOSA, Lucas Bittar. **Desenvolvimento de uma Ferramenta Automática para a Determinação da Máxima Transferência de Potência entre Áreas/Regiões em Regime Permanente**. 2009. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica)-Centro Tecnológico, Universidade Federal Fluminense. Niterói: 2009.

CAÑIZARES, C. A.; ALVARADO, F. L. **Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, no. 1, pp. 1-8, February 1993.

CASTRO, C. A.; BRAZ, L.M.C; MURARI A. F. **A Critical Evaluation of Step Size Optimization Based Load Flow Methods**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 1, pp. 202-207, February 2000.

CHAVES, Simone Bezerra. **Análise Estática e Dinâmica de Sistemas de Potência Via Aplicativo Computacional Integrado: ORGANON**. 2008. Dissertação (Mestrado em Computação), Universidade Federal Fluminense. Niterói: 2008.

CIGRE TF 38-02-10. **Modeling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena**. IEEE 1993.

CONCORDIA, C.; IHARA, S. **Load Representation in Power System Stability Studies**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, no. 4, pp. 969-977, April 1982.

CORSI, S.; MARANNINO, P.; LOSIGNORE, N.; MORESCHINI, G.; PICCINI, G. **Coordination Between the Reactive Power Scheduling Function and the Hierarchical Voltage Control of the EHV ENEL System**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 2, pp. 686-694, May 1995.

COSTA, Rodrigo Carvalhaes. **Processamento Paralelo Utilizando o MatLab**. 2009. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica)-Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora: 2009.

COSTA, Vander Menegoy da. **Uma Formulação Alternativa para o Problema de Fluxo de Potência**. 1997. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 1997.

CUTSEM, V. T., VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. 1st ed., Ed. Springer, 1998.

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F.; POWELL, W. L. **Further Developments in Newton's Method for Power System Applications**. In: Proceedings of IEEE Winter Power Meeting. Conference Paper, no. 70, pp. 1528-1537. New York: 1970.

ELGERD, O. I. **Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica**. São Paulo: McGraw-Hill, 1977.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco Energético Nacional: Relatório Final**. Janeiro, 2010. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/>> Acesso em: 17 Fev. 2011.

FERRAZ, Júlio César Rezende. **Fluxo de Potência Continuado e Análise Modal na Avaliação da Estabilidade de Tensão de Sistemas de Grande Porte**. 1998. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 1998.

FERREIRA, L.C.A.; HENRIQUES, R.M.; PASSOS FILHO, J. A.; MARTINS, N.; FALCÃO, D. M. **Influência da Representação de Motores de Indução e de Dispositivos de Controle Automáticos e Discretos em Estudos de Segurança de Tensão**. In: Proceeding of IX SEPOPE. Rio de Janeiro: Maio 2004.

FRANCHI, L.; GAMBELUNGUE, A.; SALVATI, R.; SFORNA, M. **Online Dynamic Security Assessment at the Italian Independent System Operator**. IEEE PowerTech Conference. Bologna: June 2003.

HENRIQUES, R. M.; BARBOSA, L. B.; PASSOS FILHO, J. A.; ALVES, F. R. M.; GUIMARÃES, C. H. C.; TICOM, S. D.; ALMEIDA, F. C. B. **Desenvolvimento de uma Ferramenta Automática para a Determinação da Máxima Transferência de Potência entre Áreas/Regiões em Regime Permanente**. XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Florianópolis, 2011.

HENRIQUES, R. M.; MARTINS, A. C. B.; MARTINS, N.; PINTO, H. J. C. P.; FERRAZ, J. C. R.; CARNEIRO JÚNIOR, S. **Impact of Induction Motor Loads into Voltage Stability Margins of Large Systems – Rio Area Analysis**. In: Proceeding of VIII SEPOPE. Brasília: Maio 2002a.

HENRIQUES, R. M.; MARTINS, A. C. B.; MARTINS, N.; PINTO, H. J. C. P.; FERRAZ, J. C. R.; CARNEIRO JÚNIOR, S. **Impact of Induction Motor Loads into Voltage Stability Margins of Large Systems**. In: Proceeding of 14th Power System Computation Conference. Sevilla: Junho 2002b.

HENRIQUES, Ricardo Mota. **Influência de Cargas Tipo Motor de Indução nas Margens de Estabilidade de Tensão de Sistemas de Grande Porte**. 2002c. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 2002c.

HENRIQUES, Ricardo Mota. **Influência de Cargas Tipo Motor de Indução nas Margens de Estabilidade de Tensão de Sistemas de Grande Porte**. 2002c. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 2009.

IEEE TASK FORCE REPORT. **Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 1, pp. 523-538, February 1995a.

IEEE TASK FORCE REPORT. **Load Representation for Dynamic Performance Analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, no. 2, pp. 472-482, May 1993.

IEEE TASK FORCE REPORT. **Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 3, pp. 1302-1313, August 1995b.

IEEE/CIGRE JOINT TASK FORCE ON STABILITY TERMS AND DEFINITIONS. **Definition and Classification of Power System Stability**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2, pp. 1387-1401, 2004.

JARDIM, J. L.; SILVA NETO, C.; KWASNICKI, W.T. **Design Features of a Dynamic Security Assessment System**. In: Proceeding of IEEE Power System Conference and Exposition, 2004.

JARDIM, J. L.; SILVA NETO, C.; SANTOS M. G. **Brazilian System Operator Online Security Assessment System**. In: Proceeding of IEEE Power System Conference and Exposition, Atlanta: 2006.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York: McGraw-Hill, 1994.

MAKAROV, Y. V.; RESHETOV, V. I.; STROEV, V. A.; VOROPAI, N. I. **Blackouts in North America and Europe: Analysis and Generalization**. In: Proceedings of the IEEE PowerTech, St. Petersburg: 2005.

MATHWORKS. **Parallel Computing Toolbox 4.0 (MatLab): User's Guide - 2010**. Disponível em: <<http://www.mathworks.de/help/toolbox/distcomp/>> Acesso em: 20 Set. 2010.

MILI, L.; BALDWIN, T.; ADAPA, R. **Phasor Measurement Placement for Voltage Stability Analysis of Power Systems**. In: Proceedings of the 29th Conference on Decision and Control, pp. 3033-3038. Hawaii, 1990.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. 1 ed. São Paulo: Edgard Blucher Ltda, 1983.

MORISON, K.; HAMADANI, H; WANG, L. **Load Modelling for Voltage Stability Studies.** IEEE Power System Conference and Exposition, Atlanta: 2006a.

MORISON, K.; HAMADANI, H; WANG, L. **Practical Issues in Load Modelling for Voltage Stability Studies.** Presented at the Panel Session of the IEEE PES General Meeting. Toronto: July 2003.

MORISON, K.; HAMADANIZADEH, H.; WANG, L. **Dynamic Security Assessment Tools.** IEEE Powertech Labs, 1999.

MORISON, K.; WANG, L. **Implementation of Online Security Assessment.** IEEE Power & Energy Magazine, vol. 4, no. 5, pp. 46-59, September/October 2006b.

MORISON, K.; WANG, L.; HAMADANI, H. **New Tools for Blackout Prevention.** Presented at a Panel Session at the IEEE PSCE Conference. Atlanta: October 2006c.

MORISON, K.; WANG, L.; KUNDUR P. **Power System Security Assessment.** IEEE Power & Energy Magazine, vol. 2, no. 5, pp. 30-39, September/October 2004a.

MORISON, K.; WANG, L.; KUNDUR, P.; LIN, X.; GAO, W.; HE, C.; XUE, F.; XU, J.; XU, T.; XUE, Y. **Critical Requirements for Successful On-line Security Assessment.** IEEE PSCE Conference. New York: 2004b.

NEVES, Marcelo Silva. **Modelagem de Carga em Sistemas de Energia Elétrica: Modelo Matemático e sua Validação com Testes de Campo.** 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora: 2008.

OHYAMA, T.; WATANABE, A.; NISHIMURA, K.; TSURUTA, S. **Voltage Dependence of Composite Loads in Power Systems.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, no. 11, pp. 3064-3073, November 1985.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede: Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos.** Setembro, 2010. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>> Acesso em: 11 Fev. 2011.

PAL, M.K. **Voltage Stability Conditions Considering Load Characteristics.** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, no. 1, pp. 243-249, February 1992.

PAL, M.K. **Voltage Stability: Analysis Needs, Modelling Requirement, and Modelling Adequacy.** IEE Proceedings-C, vol. 140, no.4, pp. 279-286, July 1993.

PASSO FILHO, J. A. et al. **Benefícios da Representação do Controle Automático e Discreto de Banco de Capacitores/Reatores e de LTC Sistêmicos em Estudos de**

Segurança de Tensão. XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia: 2003.

PASSOS FILHO, J. A.; PEREIRA J. L. R.; COSTA, V. M. da. **Controle Secundário de Tensão em Regime Permanente Usando o Método de Newton Raphson.** XIII Congresso Brasileiro de Automática. Florianópolis: Set., 2000a.

PASSOS FILHO, João Alberto. **Modelagem e Incorporação dos Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência.** 2000. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora: 2000b.

PASSOS FILHO, João Alberto. **Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência.** 2005. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 2005.

PAUL, J.P.; LÉOST, J.Y.; TESSERON, J.M. **Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations.** IEEE Transactions on Power Systems, vol. 2, no. 2, pp. 505-511, May 1987.

PING, W. W.; PENNA, L. D. **Instalação e Testes do Programa Eurostag.** CEPTEL. Rio de Janeiro: 1998.

PINTO, H. P.; PASSOS FILHO, J. A.; FERRAZ, J.; PEREIRA, J. L. R.; GOMES JUNIOR, S.; HENRIQUES, R. M.; MARTINS, N.; ALVES, F. R. M.; COSTA, V. M.. **Needs and Improvements in Power Flow Analysis.** VII SEPOPE. Curitiba: Maio, 2000.

QUADROS, M. A.; PIRES, G.; SILVA NETO, C. A.; MOREALE, M. S. **Aplicação da Avaliação Dinâmica e Estática do SIN nos Centros de Operação do ONS.** X Encontro para Debates de Assuntos de Operação. Brasil: 2008.

ROSA, Arthur da Silva Santa. **Influência da Não Representação de Dispositivos Lentos de Controle nas Análises de Segurança de Tensão.** 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)- Universidade Federal de Itajubá. Itajubá: 2007.

SANTOS, Pedro Henrique Lourenço dos. **Avaliação da Segurança em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Programa Computacional ORGANON.** 2010. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica)-Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: 2010.

SANTOS, R. M. A.; PASSO FILHO, J. A. P.; BORGES, C. L. T.; HENRIQUES, R. M.; ALVES, F. R. M. **Utilização do Controle de Passo Ótimo no Problema de Fluxo de Potência Incorporando a Modelagem de Transformadores LTC.** In: Proceedings of XI SEPOPE. Belém: Março 2009.

SARMIENTO, H.; PAMPIN, G.; BARAJAS, R.; CASTELLANOS, R.; VILLA, G.; MIRABAL, M. **Nomograms for Assistance in Voltage Security Visualization**. In: Proceeding of IEEE Power System Conference and Exposition, 2009.

SAVULESCU, S. C. **Real-Time Stability Assessment In Modern Power System Control Centers**. IEEE Press Series on Power Engineering, 2009.

SILVA NETO, C. A.; QUADROS, M. A.; SANTOS, M. G.; JARDIM, J. **Brazilian System Operator Online Security Assessment System**. IEEE PES General Meeting. Minneapolis, MN: July 2010.

SILVA, Ruy Jovita Godinho Corrêa da. **Impedância de Compensação de Queda de Tensão em Controles Conjuntos de Tensão de Usinas – Uma Forma de Controle Secundário de Tensão Descentralizado**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)- Universidade Federal de Itajubá. Itajubá: 2007.

SMLYEN, A. **Fundamental Concepts of a Krylov Subspace Power Flow Methodology**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp. 1528-1537, August 1996.

SRINIVASAN, K.; NGUYEN, C. T.; ROBICHAUD, Y.; JACQUES, A. S.; ROGERS, G. J. **Load Response Coefficients Monitoring System: Theory and Field Experience**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 8, pp. 3818-3827, August 1981.

STEINMETZ, C. P. **Power Control and Stability of Electric Generating Stations**. American Institute of Electrical Engineers Trans., vol. XXXIX, Part II, pp. 1215-1287, 1920.

STOTT, B. **Review of Load-Flow Calculation Methods**. In: Proceedings of IEEE, vol. 62, no. 7, pp. 916-929, July 1974a.

STOTT, B.; ALSAC, O. **Fast Decoupled Load Flow**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. PAS-93, no. 3, pp. 859-869, May 1974b.

TARANTO, G. N.; MARTINS, N.; FALCÃO, D. M.; MARTINS, A. C. B.; SANTOS, M. G. **Benefits of Applying Voltage Control Schemes to the Brazilian Systems**. XIII Congresso Brasileiro de Automática. Florianópolis: 2000.

TAYLOR C. W. **Power System Voltage Stability**. New York: McGraw-Hill, 1994.

U.S.-CANADA POWER SYSTEM OUTAGE TASK FORCE. **Final Report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations**. April 2004.

VOURNAS, C. D.; MANOS, G. A.; KABOURIS, J.; CHRISTOFORIDIS, G.; HASSE, G.; CUTSEM, V. **On-line Voltage Security Assessment of the Hellenic Interconnected System**. IEEE PowerTech Conference. Bologna: June 2003.

VU, H.; PRUVOT, P.; LAUNAY, C.; HARMAND, Y. **An Improved Voltage Control on Large-Scale Power System**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp. 1295-1303, August 1996.

YU, Y.; SUN, J.; ZHENG, G.; LOU, Q.; MIN, Y.; SONG, Y. **On-line Voltage Security Assessment of the Beijing Power System**. In: Proceedings of IEEE Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies Conference. China: 2008.

Os limites de tensão definidos para todas as barras do sistema 9 barras são mostrados na Tabela 31.

Tabela 31 – Limites de Tensão nas Barras do Sistema 9 Barras

Faixa de Tensão	
Mínima	Máxima
0,90 pu	1,10 pu

A.1.2 Dados de Geração

Os limites de potência ativa e reativa dos geradores do sistema são mostrados na Tabela 32.

Tabela 32 – Dados de Geração do Sistema 9 Barras

Gerador	P_{MIN} (MW)	P_{MAX} (MW)	Q_{MIN} (Mvar)	Q_{MAX} (Mvar)
1	0,0	210,4	-130,0	130,4
2	0,0	163,2	-101,0	101,2
3	0,0	108,8	-67,4	67,4
10	-9999	9999	-9999	9999

Utilizou-se um $P_{MIN} = -9999$ para a barra *swing* pois é possível que haja uma redução das perdas no sistema, fazendo com que a variação de perdas seja negativa. Assim, esta barra será responsável por indicar esta variação e, por isso o limite inferior deve ser aberto.

A.1.3 Dados das Linhas de Transmissão/ Transformadores

Os parâmetros das linhas de transmissão que compõem o sistema 9 barras, tais como resistência, reatância, susceptância de linha e limites de fluxo (capacidade térmica), são mostrados na Tabela 33.

Tabela 33 – Dados das LT's do Sistema 9 Barras

Barra De	Barra Para	Nº. do Circuito	R (%)	X (%)	B _{LINHA} (Mvar)	Capacidade Térmica (MVA)	
						Nominal	Emergência
1	4	1	0,00	5,76	0,00	247	247
2	7	1	0,00	6,25	0,00	192	192
3	9	1	0,00	5,86	0,00	128	128
4	5	1	1,00	8,50	17,6	300	300
4	6	1	1,70	9,20	15,8	300	300
6	9	1	3,90	17,0	35,8	200	200
7	5	1	3,20	16,1	30,6	200	200
7	8	1	0,85	7,20	14,9	300	300
8	9	1	1,19	10,08	20,9	300	300
10	1	1	0,00	0,01	0,00	9999	9999

A Tabela 34 mostra os valores dos *tap*'s de todos os transformadores existentes no sistema. Vale destacar que este sistema possui somente transformadores de *tap* fixo.

Tabela 34 – Dados dos Transformadores do Sistema 9 Barras

LT	Tap (pu)
2-7	1,0
3-9	1,0
1-4	1,0

A.2 – DADOS DE ENTRADA II

A Tabela 35 apresenta os dados de entrada do sistema 9 barras utilizados para obtenção das curvas QV exibidas na Figura 23.

Tabela 35 – Ponto de Operação para Análise das Curvas QV no 9 Barras

Barra	Tipo	Área	V (pu)	A (°)	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	P _L (MW)	Q _L (Mvar)
1	PV	1	1,075	-	0,1425	-	-	-
2	PV	2	1,075	-	116,1	-	-	-
3	PV	3	1,075	-	201,3	-	-	-

Barra	Tipo	Área	V (pu)	A (°)	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	P _L (MW)	Q _L (Mvar)
4	PQ	4	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
5	PQ	4	-	-	0,0	0,0	125,0	50,0
6	PQ	4	-	-	0,0	0,0	90,0	30,0
7	PQ	4	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
8	PQ	4	-	-	0,0	0,0	100,0	35,0
9	PQ	4	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
10	V θ	5	1,075	0,0	5,865	-	-	-

A.3 – DADOS DE ENTRADA III

Nesta subseção serão apresentados os dados de entrada do sistema 9 barras utilizados para obtenção dos pontos de operação iniciais (caso base) correspondentes aos pontos 1 e 2 da Figura 32. Com isso, torna-se possível construir os nomogramas das Figuras 33 e 34.

A.3.1 Dados de Barra

As Tabelas 36 e 37 mostram os dados elétricos de barra necessários para obtenção dos pontos de operação iniciais dos nomogramas referentes aos patamares de carga selecionados na Figura 32 (pontos 1 e 2, respectivamente).

Para ambos os casos, os limites de tensão definidos para as barras do sistema 9 barras são os mesmos mostrados na Tabela 31. Os limites de potência ativa e reativa dos geradores do sistema também não se alteram em relação aos limites expostos na Tabela 32. Os parâmetros das linhas de transmissão que compõem o sistema 9 barras, tais como resistência, reatância, susceptância de linha, limites de fluxo (capacidade térmica) e *tap's* dos transformadores exibidos nas Tabelas 33 e 34 também continuam válidos. A lista de contingências utilizada para construção dos nomogramas em questão representa contingências simples de abertura das linhas de transmissão do sistema (LT's 4-5, 4-6, 6-9, 7-5, 7-8 e 8-9).

ANEXO B

DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA *NEW ENGLAND*

O Anexo B tem por objetivo fornecer os dados completos da rede elétrica do sistema *New England* utilizado nas simulações deste trabalho.

B.1 – DADOS DE ENTRADA I

Nesta seção serão apresentados os dados de entrada do sistema *New England* utilizados para obtenção do ponto de operação inicial correspondente ao caso base e, conseqüentemente, para construção dos nomogramas das Figuras 54, 55 e 56.

B.1.1 Dados de Barra

Os dados elétricos de todas as barras que compõem o sistema *New England*, para o ponto de operação inicial considerado, são mostrados na Tabela 38.

Tabela 38 – Dados de Barra do Sistema *New England*

Barra	Tipo	Área	V (pu)	A (°)	P_G (MW)	Q_G (Mvar)	P_L (MW)	Q_L (Mvar)	B_{BARRA} (Mvar)
1	PQ	4	1,024	-20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	PQ	4	1,028	-36	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	PQ	4	1,001	-42	0,0	0,0	418,6	3,12	0,0
4	PQ	4	0,971	-43	0,0	0,0	650,0	239,2	0,0
5	PQ	4	0,978	-39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	PQ	4	0,985	-38	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	PQ	4	0,963	-40	0,0	0,0	303,9	109,2	0,0
8	PQ	4	0,958	-39	0,0	0,0	678,6	228,8	0,0
9	PQ	4	0,986	-22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	PQ	4	0,984	-37	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	PQ	4	0,990	-38	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	PQ	4	0,970	-38	0,0	0,0	11,05	114,4	0,0

Barra	Tipo	Área	V (pu)	A (°)	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	P _L (MW)	Q _L (Mvar)	B _{BARRA} (Mvar)
13	PQ	4	0,989	-39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	PQ	4	0,982	-42	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	PQ	4	0,985	-46	0,0	0,0	416,0	198,9	0,0
16	PQ	4	1,008	-46	0,0	0,0	428,2	41,99	0,0
17	PQ	4	1,006	-46	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	PQ	4	1,002	-45	0,0	0,0	205,4	39,00	0,0
19	PQ	4	1,038	-44	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	PQ	4	0,980	-47	0,0	0,0	884,0	133,9	0,0
21	PQ	4	1,010	-45	0,0	0,0	356,2	149,5	0,0
22	PQ	4	1,038	-40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	PQ	4	1,025	-41	0,0	0,0	321,8	110,0	0,0
24	PQ	4	1,015	-47	0,0	0,0	401,2	-120,0	0,0
25	PQ	4	1,025	-37	0,0	0,0	291,2	61,36	0,0
26	PQ	4	1,023	-43	0,0	0,0	180,7	22,10	0,0
27	PQ	4	1,006	-46	0,0	0,0	365,3	98,15	0,0
28	PQ	4	1,033	-41	0,0	0,0	267,8	35,88	0,0
29	PQ	4	1,038	-39	0,0	0,0	368,6	34,97	0,0
30	PV	3	1,048	-33	250,0	268,0	0,0	0,0	0,0
31	PV	1	1,030	-29	573,2	363,5	11,96	5,980	0,0
32	PV	1	0,983	-29	650,0	359,6	0,0	0,0	0,0
33	PV	2	0,997	-39	632,0	183,9	0,0	0,0	0,0
34	PV	2	1,012	-42	508,0	223,8	0,0	0,0	0,0
35	PV	2	1,049	-35	650,0	292,5	0,0	0,0	0,0
36	PV	2	1,040	-33	560,0	151,3	0,0	0,0	0,0
37	PV	3	1,028	-30	540,0	144,4	0,0	0,0	0,0
38	PV	3	1,027	-32	830,0	104,8	0,0	0,0	0,0
39	PV	3	1,030	0,0	2.896,0	531,6	1.435,0	325,0	0,0
40	Vθ	5	1,030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Os limites de tensão para todas as barras do sistema são mostrados na Tabela 39.

Tabela 39 – Limites de Tensão nas Barras do Sistema *New England*

Faixa De Tensão	
Mínima	Máxima
0,90 pu	1,10 pu

B.1.2 Dados de Geração

Os limites de geração de potência ativa e reativa dos geradores são mostrados na Tabela 40.

Tabela 40 – Dados de Geração do Sistema *New England*

Gerador	P_{MIN} (MW)	P_{MAX} (MW)	Q_{MIN} (Mvar)	Q_{MAX} (Mvar)
31	0,0	800	-900	900
32	0,0	800	-900	900
33	0,0	800	-900	900
34	0,0	800	-900	900
35	0,0	800	-900	900
36	0,0	800	-900	900
37	0,0	800	-900	900
38	0,0	800	-900	900
39	0,0	800	-900	900
40	-9999	9999	-9999	9999

Estes limites foram definidos aleatoriamente neste trabalho, uma vez que não foram encontrados na literatura. O intuito é permitir a visualização dos limites de segurança monitorados nos nomogramas antes que a transferência de potência entre as áreas seja interrompida por violação do limite de MW.

B.1.3 Dados das Linhas de Transmissão/ Transformadores

Os parâmetros das linhas de transmissão que compõem o sistema *New England*, tais como resistência, reatância, susceptância de linha e limites de fluxo (capacidade térmica), são mostrados na Tabela 41.

Tabela 41 – Dados das LT's do Sistema *New England*

Barra De	Barra Para	Nº. do Circuito	R (%)	X (%)	B _{LINHA} (Mvar)	Capacidade Térmica (MVA)	
						Nominal	Emergência
1	2	1	0,35	4,11	69,87	1800	1800
1	39	1	0,10	2,50	75,00	1800	1800
2	3	1	0,13	1,51	25,72	1800	1800
2	25	1	0,70	0,86	14,60	1800	1800
2	30	1	0,00	1,81	0,000	1800	1800
3	4	1	0,13	2,13	22,14	1800	1800
3	18	1	0,11	1,33	21,38	1800	1800
4	5	1	0,08	1,28	13,42	1800	1800
4	14	1	0,08	1,29	13,82	1800	1800
5	6	1	0,02	0,26	4,340	1800	1800
5	8	1	0,08	1,12	14,76	1800	1800
6	7	1	0,06	0,92	11,30	1800	1800
6	11	1	0,07	0,82	13,89	1800	1800
6	31	1	0,00	2,50	0,000	1800	1800
7	8	1	0,04	0,46	7,800	1800	1800
8	9	1	0,23	3,63	38,04	1800	1800
9	39	1	0,1	2,50	120,0	1800	1800
10	11	1	0,04	0,43	7,290	1800	1800
10	13	1	0,04	0,43	7,290	1800	1800
10	32	1	0,00	2,00	0,000	1800	1800
12	11	1	0,16	4,35	0,000	1800	1800
12	13	1	0,16	4,35	0,000	1800	1800
13	14	1	0,09	1,01	17,23	1800	1800
14	15	1	0,18	2,17	36,60	1800	1800
15	16	1	0,09	0,94	17,10	1800	1800
16	17	1	0,07	0,89	13,42	1800	1800
16	19	1	0,16	1,95	30,40	1800	1800
16	21	1	0,08	1,35	25,48	1800	1800
16	24	1	0,03	0,59	6,800	1800	1800
17	18	1	0,07	0,82	13,19	1800	1800
17	27	1	0,13	1,73	32,16	1800	1800
19	20	1	0,07	1,38	0,000	1800	1800
19	33	1	0,07	1,42	0,000	1800	1800
20	34	1	0,09	1,80	0,000	1800	1800
21	22	1	0,08	1,40	25,65	1800	1800

Barra De	Barra Para	Nº. do Circuito	R (%)	X (%)	B _{LINHA} (Mvar)	Capacidade Térmica (MVA)	
						Nominal	Emergência
22	23	1	0,06	0,96	18,46	1800	1800
22	35	1	0,00	1,43	0,000	1800	1800
23	24	1	0,22	3,50	36,10	1800	1800
23	36	1	0,05	2,72	0,000	1800	1800
25	26	1	0,32	3,23	51,30	1800	1800
25	37	1	0,06	2,32	0,000	1800	1800
26	27	1	0,14	1,47	23,96	1800	1800
26	28	1	0,43	4,74	78,02	1800	1800
26	29	1	0,57	6,25	102,9	1800	1800
28	29	1	0,14	1,51	24,9	1800	1800
29	38	1	0,08	1,56	0,000	1800	1800
40	39	1	0,00	0,01	0,000	9999	9999

Assim como os limites de geração de potência ativa e reativa, a capacidade térmica das LT's do sistema *New England* foi estabelecida aleatoriamente neste trabalho para permitir a melhor visualização da curva limite de fluxo (térmico) nos nomogramas.

A Tabela 42 mostra a localização e os valores dos *tap*'s de todos os transformadores existentes no sistema *New England*. Assim como o sistema 9 barras, este sistema também possui somente transformadores de *tap* fixo.

Tabela 42 – Dados dos Transformadores do Sistema *New England*

LT	Tap (pu)
2-30	1,025
6-31	1,070
10-32	1,070
12-11	1,006
12-13	1,006
19-20	1,060
19-33	1,070
20-34	1,009
22-35	1,025
23-36	1,000
25-37	1,025

LT	Tap (pu)
29-38	1,025

B.2 – DADOS DE ENTRADA II

A Tabela 43 apresenta o ponto de operação no caso base para obtenção das curvas QV em destaque na Figura 57.

Tabela 43 – Ponto de Operação para Análise das Curvas QV no *New England*

Barra	Tipo	V (pu)	A (°)	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	P _L (MW)	Q _L (Mvar)	B _{BARRA} (Mvar)
1	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	PQ	-	-	0,0	0,0	418,6	3,12	0,0
4	PQ	-	-	0,0	0,0	650,0	239,2	0,0
5	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	PQ	-	-	0,0	0,0	303,9	109,2	0,0
8	PQ	-	-	0,0	0,0	678,6	228,8	0,0
9	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	PQ	-	-	0,0	0,0	11,05	114,4	0,0
13	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	PQ	-	-	0,0	0,0	416,0	198,9	0,0
16	PQ	-	-	0,0	0,0	428,2	41,99	0,0
17	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	PQ	-	-	0,0	0,0	205,4	39,00	0,0
19	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	PQ	-	-	0,0	0,0	884,0	133,9	0,0
21	PQ	-	-	0,0	0,0	356,2	149,5	0,0
22	PQ	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	PQ	-	-	0,0	0,0	321,8	110,0	0,0
24	PQ	-	-	0,0	0,0	401,2	-120,0	0,0

Barra	Tipo	V (pu)	A (°)	P_G (MW)	Q_G (Mvar)	P_L (MW)	Q_L (Mvar)	B_{BARRA} (Mvar)
25	PQ	-	-	0,0	0,0	291,2	61,36	0,0
26	PQ	-	-	0,0	0,0	180,7	22,10	0,0
27	PQ	-	-	0,0	0,0	365,3	98,15	0,0
28	PQ	-	-	0,0	0,0	267,8	35,88	0,0
29	PQ	-	-	0,0	0,0	368,6	34,97	0,0
30	PV	1,048	-	312,3	-	0,0	0,0	0,0
31	PV	1,030	-	0,6666	-	11,96	5,980	0,0
32	PV	0,983	-	0,0979	-	0,0	0,0	0,0
33	PV	0,997	-	660,1	-	0,0	0,0	0,0
34	PV	1,012	-	531,2	-	0,0	0,0	0,0
35	PV	1,049	-	679,3	-	0,0	0,0	0,0
36	PV	1,040	-	585,6	-	0,0	0,0	0,0
37	PV	1,028	-	673,1	-	0,0	0,0	0,0
38	PV	1,027	-	1.035,0	-	0,0	0,0	0,0
39	PV	1,030	-	3.612,0	-	1.435,0	325,0	0,0
40	Vθ	1,030	0,0	-	-	-	-	0,0

Os demais dados descritos Tabelas 41 e 42 permanecem válidos.

ANEXO C

DADOS DE ENTRADA DO SISTEMA EQUIVALENTE S/SE

O Anexo C tem por objetivo complementar os dados da rede elétrica do sistema equivalente Sul-Sudeste brasileiro de 34 barras, utilizado nas simulações deste trabalho.

C.1 – DADOS DE ENTRADA I

A seguir, apresenta-se os dados de entrada do sistema equivalente Sul-Sudeste brasileiro necessários para obtenção do ponto de operação inicial (caso base) que permite construir os nomogramas das Figuras 69, 70 e 71.

C.1.1 Dados de Barra

Os dados elétricos das barras que compõem o sistema Sul-Sudeste brasileiro, são mostrados na Tabela 44.

Tabela 44 – Dados de Barra do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro

Barra	Tipo	Área	V (pu)	A (°)	P_G (MW)	Q_G (Mvar)	P_L (MW)	Q_L (Mvar)	B_{BARRA} (Mvar)
1	PV	1	1,040	44,3	3.300,0	186,2	8,1	0,0	0,0
2	PQ	4	1,054	37,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	PQ	4	1,054	37,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	PQ	4	1,007	34,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	PQ	4	1,042	17,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	PQ	4	1,041	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	PQ	4	1,036	24,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	PQ	4	1,061	33,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	PQ	4	1,062	33,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	PQ	4	1,015	15,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	PQ	4	1,028	26,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	PQ	4	1,028	26,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
13	PQ	4	0,946	4,28	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Barra	Tipo	Área	V (pu)	A (°)	P _G (MW)	Q _G (Mvar)	P _L (MW)	Q _L (Mvar)	B _{BARRA} (Mvar)
14	PQ	4	1,027	-0,35	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	PQ	4	1,007	26,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	PQ	4	1,008	26,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	PQ	4	1,033	37,4	0,0	0,0	4,44	0,0	0,0
18	PQ	4	1,036	38,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	PQ	4	1,044	33,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20	PQ	4	1,043	34,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	PQ	4	1,037	32,1	0,0	0,0	2,83	0,0	0,0
22	PQ	4	1,047	31,1	0,0	0,0	2,36	0,0	0,0
23	PQ	4	1,023	25,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	PQ	4	1,027	-6,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25	PQ	4	1,038	-8,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	PQ	4	1,035	-7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27	PQ	4	1,012	-5,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28	PQ	4	0,982	-1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29	PQ	4	0,973	-4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	PQ	4	1,053	23,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
31	PV	2	0,995	46,0	1.330,0	-36,0	1,71	0,0	0,0
32	PV	2	0,998	45,1	1.200,0	-54,1	0,0	0,0	0,0
33	PV	2	1,000	41,3	1.200,0	-93,4	0,0	0,0	0,0
34	PV	2	0,996	32,3	22,83	-147,0	0,0	0,0	0,0
190	PQ	4	1,042	28,9	0,0	0,0	1.461,0	-339,0	0,0
230	PQ	4	1,028	20,8	0,0	0,0	678,0	121,0	0,0
250	PQ	4	1,020	-14,0	0,0	0,0	6.150,0	-2.400,0	0,0
260	PV	3	1,000	0,0	3854,0	-338,0	0,0	0,0	0,0
280	PV	3	1,000	-1,8	0,0	67,35	0,0	0,0	0,0
290	PQ	4	1,033	-11,0	0,0	0,0	2.300,0	377,0	0,0
35	Vθ	5	1,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Os limites de tensão nas barras são mostrados na Tabela 45.

Tabela 45 – Limites de Tensão nas Barras do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro

Faixa De Tensão	
Mínima	Máxima
0,90 pu	1,10 pu

C.1.2 Dados de Geração

Os limites de potência ativa e reativa dos geradores são mostrados na Tabela 46.

Tabela 46 – Dados de Geração do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro

UHE	P_{MIN} (MW)	P_{MAX} (MW)	Q_{MIN} (Mvar)	Q_{MAX} (Mvar)
1	0,0	3.685,0	-1.149,0	1.149,0
31	0,0	1.109,4	-420,0	412,0
32	0,0	1.132,0	-1.092,0	656,0
33	0,0	1.257,0	-975,0	855,0
34	0,0	305,0	-420,0	412,0
260	0,0	4.422,0	-1500,0	1500,0
280	0,0	0,00001	-100,0	100,0

Vale ressaltar que o CS Grajaú não fornece potência ativa ao sistema, porém, faz-se seu limite de potência máxima igual a 0,00001 devido a restrições do programa computacional implementado.

C.1.3 Dados das Linhas de Transmissão/ Transformadores

Os parâmetros das linhas de transmissão que compõem o sistema equivalente S/SE brasileiro, tais como resistência, reatância, susceptância de linha e limites de fluxo (capacidade térmica), são mostrados na Tabela 47.

Tabela 47 – Dados das LT's do Sistema Equivalente S/SE Brasileiro

Barra De	Barra Para	Nº do circuito	R (%)	X (%)	B_{LINHA} (Mvar)	Capacidade Térmica (MVA)	
						Nominal	Emergência
2	1	1	0,0	0,35	0,0	-	-
2	3	1	0,0052	0,05	11,033	1600	2400
2	3	2	0,0051	0,05	10,87	1600	2400
2	3	3	0,005	0,05	10,688	1600	2400

Barra De	Barra Para	Nº do circuito	R (%)	X (%)	B _{LINHA} (Mvar)	Capacidade Térmica (MVA)	
						Nominal	Emergência
2	3	4	0,005	0,05	10,538	1600	2400
3	4	1	0,0	0,1569	0,0	-	-
4	5	1	0,076	1,84	927,8	-	-
4	6	1	0,076	1,85	929,1	-	-
5	7	1	0,0	-0,749	0,0	-	-
6	7	1	0,0	-0,749	0,0	-	-
7	8	1	0,0	-0,778	0,0	-	-
7	9	1	0,0	-0,778	0,0	-	-
8	10	1	0,064	1,53	760,0	-	-
9	10	1	0,063	1,53	755,7	-	-
10	11	1	0,0	-0,915	0,0	-	-
10	12	1	0,0	-0,915	0,0	-	-
11	13	1	0,072	1,75	877,5	2700	2700
12	13	1	0,072	1,75	873	2700	2700
14	13	1	0,0	0,3457	0,0	-	-
14	24	1	0,0826	1,04	32,0	-	-
14	24	2	0,0826	1,04	32,0	-	-
15	7	1	0,	0,3467	0,0	2800	2800
15	16	1	0,01	0,05	1,135	1600	2400
15	16	2	0,01	0,05	1,135	1600	2400
16	17	1	0,154	1,94	236,97	1600	2400
17	18	1	0,056	0,697	85,746	1600	2400
17	31	1	0,0165	1,1362	0,0	-	-
18	19	1	0,0624	0,7848	96,592	1600	2400
18	32	1	0,0	1,05	0,0	-	-
19	16	1	0,191	2,414	294,92	1600	2400
19	22	1	0,162	2,048	250,17	1600	2400
20	19	1	0,01	0,126	15,428	1600	2400
20	19	2	0,01	0,13	15,16	1600	2400
20	33	1	0,0	1,08	0,0	-	-
21	17	1	0,172	2,17	265,16	1600	2400
21	34	1	0,0165	1,1362	0,0	-	-
22	21	1	0,102	1,268	155,24	1600	2400
22	23	1	0,225	3,033	381,46	1600	2400
23	21	1	0,282	3,852	493,7	1600	2400
24	25	1	0,0284	0,352	10,83	2600	2600

Barra De	Barra Para	Nº do circuito	R (%)	X (%)	B_{LINHA} (Mvar)	Capacidade Térmica (MVA)	
						Nominal	Emergência
24	25	2	0,0284	0,352	10,83	2600	2600
24	27	1	0,0223	0,28	14,462	-	-
25	26	1	0,007	0,088	2,707	-	-
25	26	2	0,007	0,088	2,707	-	-
26	260	1	0,0	0,35	0,0	-	-
27	29	1	0,0	0,72	0,0	-	-
28	13	1	0,0	0,899	0,0	-	-
28	13	2	0,0	0,899	0,0	-	-
28	29	1	0,0812	0,8	7,56	1150	2030
28	29	2	0,0812	0,8	7,56	1150	2030
28	29	3	0,0812	0,8	7,56	1150	2030
28	29	4	0,0812	0,8	7,56	1150	2030
28	30	1	1,6	9,0	300	-	-
30	16	1	0,0	0,899	0,0	-	-
190	19	1	0,03	1,22	0,0	-	-
190	19	2	0,03	1,22	0,0	-	-
230	23	1	0,03	1,22	0,0	-	-
250	25	1	0,0	0,1628	0,0	-	-
280	28	1	0,0	2,72	0,0	-	-
290	29	1	0,0	0,4145	0,0	2475	2475
260	35	1	0,0	0,01	0,0	9999	9999

As Tabelas 48 e 49 mostram, respectivamente, os dados dos transformadores de *tap* fixo e de *tap* variável (LTC).

Tabela 48– Dados dos Transformadores de *Tap* Fixo

LT	Quantidade	<i>Tap</i> (pu)
2-1	1	1,014
3-4	1	1,05
14-13	1	1,085
17-31	1	1,024
18-32	1	1,024
20-33	1	1,024
21-34	1	1,024

LT	Quantidade	Tap (pu)
26-260	1	1,014
27-29	1	1,0
28-13	2	1,05
30-16	1	1,04
280-28	1	1,0

Tabela 49 – Dados dos Transformadores de *Tap* Variável (LTC)

LT	Quantidade	Tap (pu)	Tap_{MIN} (pu)	Tap_{MAX} (pu)	Barra Controlada
15-7	1	0,9616	0,800	1,200	15
190-19	2	0,985	0,945	1,155	190
230-23	1	1,025	0,945	1,155	230
250-25	1	0,9538	0,896	1,095	250
290-29	1	1,085	0,896	1,200	290

C.1.4 Dados dos Compensadores Série

O sistema contém ainda 6 bancos de capacitores conectados em série com as LT's, cujos dados são mostrados na Tabela 50.

Tabela 50 – Dados dos Compensadores Série

LT	R (%)	X (%)
5-7	0,0	-0,749
6-7	0,0	-0,749
7-8	0,0	-0,778
7-9	0,0	-0,778
10-11	0,0	-0,915
10-12	0,0	-0,915

Vale ressaltar que todos os valores em pu apresentados nos Anexos A, B e C são dados na mesma base do sistema, a saber: $S_{base} = 100$ MVA. Em todos os casos, considerou-se no programa de fluxo de potência uma tolerância de 10^{-3} para os erros de potência ativa e reativa.