

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DEFINIÇÃO DE GRUPOS COERENTES PARA REALIZAÇÃO DA
REGIÃO DE SEGURANÇA

SILAS OLIVEIRA SOUZA

Itajubá, Agosto de 2015

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DEFINIÇÃO DE GRUPOS COERENTES PARA REALIZAÇÃO DA
REGIÃO DE SEGURANÇA**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza

Co-Orientador: Prof. Dr. Zulmar Soares Machado Júnior

SILAS OLIVEIRA SOUZA

Itajubá, Agosto de 2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

SILAS OLIVEIRA SOUZA

**DEFINIÇÃO DE GRUPOS COERENTES PARA REALIZAÇÃO DA
REGIÃO DE SEGURANÇA**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 11 de Agosto de 2015, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza (Orientador)

Prof. Dr. Zulmar Soares Machado Júnior (Co-Orientador)

Prof. Dr. Julio Cesar Stacchini de Souza

Prof. Dr. Mauricio Campos Passaro

Itajubá, Agosto de 2015

“ O maior inimigo da verdade é frequentemente não a mentira – deliberada, planejada, desonesta – mas sim o mito – persistente, entranhado e irreal.”

John F. Kennedy

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais Deusdedte e Dorotéia, pelo exemplo de vida e pela educação inicial, sem dúvida a mais importante. Aos meus irmãos Jairo e Laís, por me proporcionarem belas lembranças.

Ao professor Antonio Carlos Zambroni de Souza, pela amizade e orientação desde os tempos de iniciação científica. Seus conselhos e incentivos me trouxeram ensinamentos para toda a vida.

Ao professor Zulmar Soares Machado Júnior, pela orientação e ensinamentos transferidos, os quais foram essenciais para a realização deste trabalho. Ao professor Mauricio Campos Passaro, pelas dúvidas sanadas e ideias sugeridas.

Meu agradecimento especial à minha tia Ângela Maria Souza, pelos conselhos e suporte de longa data. É um exemplo a ser seguido. Agradeço também ao João Ruzza.

À empresa Iosi Projetos, nas pessoas do Luiz Iosi e Kellsen Carvalho, pela compreensão deste importante momento para mim. Um abraço ao Dimitri Mendonça e ao Douglas Fior.

Aos amigos do Gesis, pelas conversas no café sempre muito proveitosas.

Agradeço aos amigos Adriano Almeida, Arthur Perini, Aurélio Coelho, Bruno Nadai, Dabit Sonoda, Denisson Oliveira, Diogo Marujo, Fernando Borborema, Lucas Ramalho, Marcos Santos, Paulo Pesoti, Thiago Galvão e Watson Peres pela amizade, conhecimentos compartilhados e momentos de descontração.

Aos amigos de república durante a graduação. Esse convívio proporcionou momentos inesquecíveis. Em especial ao Alexandre Cunha, Daniel Cruz, Fernando Luiz, Fernando Aranha, Thiago Figueiredo e Vinícius Santos.

Ao Saulo Ribeiro e sua família pela receptividade.

Aos demais amigos e familiares tão importantes nesta caminhada. Seria impossível citá-los nominalmente.

À CAPES pelo suporte financeiro.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo a proposição de técnicas para uma divisão das unidades geradoras de um sistema em três grupos a serem utilizados na Região de Segurança. Esta ferramenta, utilizada tanto em ambiente de planejamento da expansão e operação quanto em tempo real, avalia a segurança operativa de um ponto de operação e de sua vizinhança, que é percorrida pela mudança de despacho nas unidades geradoras de cada grupo.

Este trabalho auxilia na divisão de grupos geradores do sistema, considerando, além da topologia da rede, os dados dinâmicos das máquinas e seus controladores. A contribuição reside no fato deste trabalho ser hoje baseado no conhecimento do operador.

Inicialmente, a análise de sensibilidade é utilizada por indicar como a variação de potência ativa gerada pelas unidades geradoras interfere nos fluxos do circuito do sistema. Além disso, esta sensibilidade se relaciona diretamente com a metodologia de criação da Região de Segurança. Outra técnica de estudo proposta é a análise modal que, a partir da linearização das equações dinâmicas do sistema, permite identificar modos de oscilação entre máquinas. Adicionalmente, são apresentadas simulações dinâmicas no domínio do tempo que identifiquem o comportamento dinâmico proposto pela análise modal.

As técnicas propostas foram aplicadas a três sistemas-teste: New England de 39 barras e os sistemas-teste brasileiro de 65 e de 107 barras. Estes estudos permitiram definir três grupos geradores coerentes estática e dinamicamente para estes sistemas. Assim, a análise da Região de Segurança pôde ser realizada e as conclusões são discutidas no texto.

Palavras-chave: Avaliação de Segurança, Região de Segurança, Análise de Sensibilidade, Análise Modal, Autovalores e Autovetores.

ABSTRACT

This work aims to propose techniques to cluster generating units of a power system in three groups in order to carry out the Security Region assessment. This tool, used as well as in operating and expansion planning or real time scenarios, may be used to assess the operative security of an operating point and its neighborhood, obtained altering the active power dispatch in the generating units of each group.

This work helps in the cluster of generating units of the system, considering, besides the network topology, the dynamic data of the machines and their controllers. The contribution is based on the fact that this task is currently performed based on the knowledge of the operator.

Initially, sensitivity analysis is used to assess how an active power variation generated by the machines interfere in the load flow in the branches of the system. Besides, this sensitivity is directly related to the methodology of the Security Region. Another technique employed is modal analysis, which allows one to identify the oscillation modes among the generating units. Additionally, time domain-based dynamic simulations are presented in order to check if the dynamic behavior of the generating units yields the same clusters as the ones pointed out by the modal analysis.

The proposed techniques have been applied to three different test systems: New England 39-bus system and two Brazilian systems with 65 and 107 buses, respectively. The results obtained enable one to identify three groups of generating units under the static and dynamic points of view for these systems. Thus, the security region analysis could be developed and the conclusions are discussed in the text.

Key words: Security Assessment, Security Region, Sensitivity Analysis, Modal Analysis, Eigenvalues and Eigenvectors.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Classificação da estabilidade de sistemas de potência.....	7
Figura 2.2 – Rotor do gerador síncrono	9
Figura 2.3 – Rotor com referencial	9
Figura 2.4 – Avaliação de segurança em tempo real.....	17
Figura 3.1 – Região de Segurança.....	20
Figura 3.2 – Nomograma G1 x G2 da Região de Segurança	21
Figura 3.3 – Processo de Variação de Geração ($G1+G2+G3 = \text{Constante}$).....	22
Figura 3.4 – Nomograma G1 x G2 da Região de Segurança Estática	24
Figura 3.5 – Nomograma G1 x G3 da Região de Segurança Estática	25
Figura 3.6 – Nomograma G2 x G3 da Região de Segurança Estática	25
Figura 5.1 – Diagrama unifilar do sistema New England	46
Figura 5.2 – Nomograma G1 x G2 da RSD do sistema New England	50
Figura 5.3 – Diagrama unifilar do sistema-teste brasileiro de 65 barras.....	52
Figura 5.4 – <i>Mode-shape</i> de velocidade do modo 14	57
Figura 5.5 – Histograma de velocidade referente ao <i>mode-shape</i> do modo 14	57
Figura 5.6 – Ângulo delta das máquinas para o caso-base.....	58
Figura 5.7 – Ângulo delta das máquinas com alteração no despacho em relação ao caso-base ...	59
Figura 5.8 – Bacias hidrográficas de uma porção do Sudeste.....	60
Figura 5.9 – Energia cinética das máquinas do Sudeste	61

Figura 5.10 – Nomograma G1 x G2 da RSD para as três sugestões de grupos	62
Figura 5.11 – Nomograma G1 x G3 da RSD para as três sugestões de grupos	63
Figura 5.12 – Nomograma G2 x G3 da RSD para as três sugestões de grupos	63
Figura 5.13 – Diagrama unifilar do sistema-teste brasileiro de 107 barras.....	65
Figura 5.14 – <i>Mode-shape</i> de velocidade do modo 22	71
Figura 5.15 – Histograma de velocidade do modo 22.....	71
Figura 5.16 – Ângulo delta das máquinas do sistema-teste de 107 barras.....	72
Figura 5.17 – Nomograma G1 x G2 da RSD com MT no G3	73
Figura 5.18 – Nomograma G1 x G2 da RSD considerando divisão do Sudeste por bacia	73
Figura A.1 – Arquitetura Mestre-Escravo do processamento distribuído.....	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Resultados da RSE	26
Tabela 5.1 – Dados de geração das unidade geradoras do sistema New England	45
Tabela 5.2 – Valores estimados da análise de sensibilidade para o sistema New England	47
Tabela 5.3 – Modos eletromecânicos do sistema New England	48
Tabela 5.4 – <i>Mode-shape</i> dos modos 1, 2 e 3	49
Tabela 5.5 – <i>Mode-shape</i> dos modos 4, 5 e 6	49
Tabela 5.6 – Dados de geração das unidades geradoras do sistema-teste de 65 barras	51
Tabela 5.7 – Dados das áreas do sistema-teste de 65 barras	51
Tabela 5.8 – Valores estimados da análise de sensibilidade nos circuitos da região Sudeste (sistema-teste de 65 barras)	53
Tabela 5.9 – Valores estimados da análise de sensibilidade nos circuitos da região Sul (sistema-teste de 65 barras)	54
Tabela 5.10 – Modos eletromecânicos do sistema-teste brasileiro de 65 barras.....	56
Tabela 5.11 – Dados de geração das unidades geradoras do sistema-teste de 107 barras	66
Tabela 5.12 – Dados das áreas do sistema-teste de 107 barras	66
Tabela 5.13 – Valores estimados da análise de sensibilidade da região Mato Grosso (sistema-teste de 107 barras)	67
Tabela 5.14 – Valores estimados da análise de sensibilidade da região Sudeste (sistema-teste de 107 barras)	68
Tabela 5.15 – Valores estimados da análise de sensibilidade da região Sul (sistema-teste de 107 barras)	69

Tabela 5.16 – Modos eletromecânicos do sistema-teste de 107 barras.....	70
Tabela B.1 – Dados de barra do sistema New England.....	88
Tabela B.2 – Dados de carga do sistema New England.....	89
Tabela B.3 – Dados dos transformadores do sistema New England.....	89
Tabela B.4 – Dados das linhas de transmissão do sistema New England.....	90
Tabela B.5 – Resumo dos geradores e controladores associados do sistema New England.....	91
Tabela C.1 – Dados de barra do sistema-teste de 65 barras.....	92
Tabela C.2 – Dados de carga do sistema-teste de 65 barras.....	94
Tabela C.3 – Dados dos transformadores do sistema-teste de 65 barras.....	94
Tabela C.4 – Dados das linhas de transmissão do sistema-teste de 65 barras.....	96
Tabela C.5 – Resumo dos geradores e controladores associados do sistema-teste de 65 barras...	97
Tabela D.1 – Dados de barra do sistema-teste de 107 barras.....	98
Tabela D.2 – Dados de carga do sistema-teste de 107 barras.....	101
Tabela D.3 – Dados dos transformadores do sistema-teste de 107 barras.....	102
Tabela D.4 – Dados das linhas de transmissão do sistema-teste de 107 barras.....	104
Tabela D.5 – Resumo dos geradores e controladores associados do sistema-teste de 107 barras.....	107
Tabela D.6 – Valores estimados da análise de sensibilidade nos circuitos da região Sudeste (sistema-teste de 107 barras).....	108
Tabela D.7 – Valores estimados da análise de sensibilidade nos circuitos da região Sul (sistema-teste de 107 barras).....	109
Tabela D.8 – Valores estimados da análise de sensibilidade nos circuitos da região Mato Grosso (sistema-teste de 107 barras).....	110

LISTA DE SIGLAS

CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
DSA	Avaliação de Segurança Dinâmica (Dynamic Security Assessment)
EMS	Sistema Gerenciador de Energia (Energy Management System)
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
OLTC	Transformador com Tapes Variáveis sob Carga
ONS	Operador Nacional do Sistema
RS	Região de Segurança
RSD	Região de Segurança Dinâmica
RSE	Região de Segurança Estática
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SSA	Avaliação de Estabilidade a Pequenos Sinais (Small Signal Assessment)
TSA	Avaliação de Segurança Transitória (Transient Security Assessment)
VSA	Avaliação de Segurança de Tensão (Voltage Security Assessment)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Considerações Iniciais	1
1.2	Motivação e Objetivo da Pesquisa.....	3
1.3	Metodologia	3
1.4	Estrutura da Dissertação	4
2	ESTABILIDADE E SEGURANÇA DE SISTEMAS ELÉTRICOS	5
2.1	Considerações Iniciais	5
2.2	Estabilidade de Sistemas de Potência	5
2.2.1	Estabilidade Angular	7
2.2.2	Estabilidade de Frequência.....	13
2.2.3	Estabilidade de Tensão.....	13
2.3	Avaliação de Segurança	15
3	REGIÃO DE SEGURANÇA	19
3.1	Considerações Iniciais	19
3.2	Região de Segurança.....	20
3.3	Região de Segurança Estática.....	23
3.4	Região de Segurança Dinâmica	28
4	TÉCNICAS PARA DIVISÃO DE GRUPOS PARA REGIÃO DE SEGURANÇA	30
4.1	Considerações Iniciais	30
4.2	Análise de Sensibilidade	31
4.2.1	Análise de Sensibilidade no Auxílio à Divisão de Grupos para Região de Segurança.....	33

4.3	Análise Modal.....	34
4.3.1	Representação no Espaço de Estados	35
4.3.2	Linearização	35
4.3.3	Autovalores e Autovetores	37
4.3.4	Propriedades dos Autovalores e Autovetores	39
4.3.5	<i>Mode-shape</i>	41
4.3.6	Fatores de Participação	42
4.3.7	Análise Modal no Auxílio à Divisão de Grupos para Região de Segurança ..	43
5	RESULTADOS	45
5.1	Considerações Iniciais	45
5.2	Sistema New England	45
5.2.1	Análise de Sensibilidade	46
5.2.2	Análise Modal	48
5.3	Sistema-Teste de 65 Barras.....	50
5.3.1	Análise de Sensibilidade	53
5.3.2	Análise Modal	55
5.3.3	Divisão da Região Sudeste	58
5.4	Sistema-Teste 107 Barras.....	64
5.4.1	Análise de Sensibilidade	67
5.4.2	Análise Modal	70
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	75
6.1	Conclusões	75
6.2	Trabalhos Futuros	77

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
ANEXOS	82
A. Funcionalidades do Organon.....	82
Fluxo de Potência Convencional.....	83
Método da Continuação	83
Simulação no Domínio do Tempo.....	84
Análise de Contingências.....	86
Processamento Distribuído	86
B. Sistema New England.....	88
C. Sistema-teste de 65 Barras	92
D. Sistema-teste de 107 Barras	99

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

É consenso que a eletricidade se tornou a primordial fonte de luz, calor e força empregada no mundo moderno. Não se pode negar que a energia elétrica se apresenta como uma aquisição essencial no desenvolvimento da história humana. Ela adquiriu uma importância evidente na vida das nações e indivíduos. A exploração comercial dessa fonte energética nos Estados Unidos, Europa, e mesmo no Brasil, data de fins do século XIX.

Obtida a partir de todos os outros tipos de energia, a eletricidade é transportada e chega aos consumidores no mundo inteiro por meio de sistemas elétricos complexos, compostos de quatro etapas: geração, transmissão, distribuição e consumo. O sistema elétrico brasileiro (SEB) tem como particularidade amplas extensões de linhas de transmissão e um parque produtor de geração predominantemente hidráulica.

Os sistemas elétricos de potência (SEP's) têm como principal objetivo garantir o suprimento de energia aos consumidores em condições normais, mesmo quando submetidos a contingências, mantendo alguns requisitos de qualidade, como frequência e tensão, praticamente constantes e com alta confiabilidade (KUNDUR, 1994).

A necessidade de atender a estas exigências, bem como a busca pela otimização dos recursos energéticos, resultaram em aumento gradual das interligações do setor elétrico. Estas interligações trouxeram benefícios aos produtores de energia e aos consumidores, porém implicaram numa maior complexidade operativa, com novos desafios para as empresas de engenharia. Um dos grandes desafios destes sistemas interligados é que eles devem operar de forma adequada, tanto nas constantes variações de carga ao longo de uma jornada como na ocorrência de um distúrbio maior: curto-circuito em linhas de transmissão e transformadores, saída de unidades geradoras, perda de blocos de carga etc.

Nos últimos anos, o processo de desregulamentação do setor elétrico em diversos países vem trazendo novos desafios para a operação dos sistemas elétricos interligados, uma vez que passam a operar mais próximos de seus limites. Este novo ambiente, mais competitivo e com transações comerciais definidas por regras de mercado, exige uma maior segurança e confiabilidade dos

sistemas de transmissão. Soma-se a isto a constante evolução do SEP, movida pelo crescimento contínuo da carga que tende a tornar o sistema cada vez mais vulnerável a grandes perturbações que podem desencadear problemas de instabilidade.

Assim, a avaliação de segurança é um processo fundamental para a expansão e o planejamento operacional de um sistema elétrico interligado. Esta avaliação se baseia em simulações para quantificar a vulnerabilidade do sistema frente às contingências mais críticas a este. Estes estudos são efetuados em modo *off-line* com o intuito de realizar expansões na rede elétrica, planejar um futuro próximo frente às possíveis interrupções, ou calcular despachos entre áreas etc (NETO *et al*, 2010). Este é, intrinsecamente, um processo interativo, onde vários cenários de nível de carga e de configuração de rede são simulados. Dependendo da finalidade e extensão da análise, esses estudos podem levar de dias a meses.

No caso do planejamento da operação, não é possível analisar todos os possíveis estados de funcionamento a que o sistema está sujeito. Devido às incertezas associadas ao *status* dos equipamentos, níveis de carga e de geração, o número possível de cenários tende a ser enorme. Uma abordagem comum a este problema baseia-se na análise do pior cenário, que tende a dar resultados conservadores e operação não econômica. Desta forma, verificou-se, recentemente, a necessidade da avaliação de segurança também em tempo real, que tem ajudado os operadores nas tomadas de decisões frente a ocorrências que debilitam o SEP.

Até pouco tempo, um das lacunas observadas nas ações de planejamento da expansão e operação de sistemas elétricos no país era a falta de uma ferramenta computacional com interface gráfica, que fosse capaz de realizar de modo integrado as análises de regime permanente, transitório e de segurança. Contudo, pode-se considerar que essa carência foi sanada pelo Organon¹ (CHAVES, 2008).

¹ De acordo com a autora, “O programa ORGANON é de propriedade privada, pertencendo todos os direitos de uso ao Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) possui direitos irrestritos de utilização no ambiente interno da empresa e os direitos de distribuição de licenças de uso, restrito ao território brasileiro, somente para os agentes devidamente habilitados” (CHAVES, 2008, p.vii).

1.2 Motivação e Objetivo da Pesquisa

O Tema de pesquisa surgiu pela lacuna observada na literatura referente à definição de grupos para utilização da Região de Segurança (RS). Empregada tanto para planejamento quanto para operação do setor elétrico pelo ONS (Operador Nacional do Sistema), percebeu-se a inexistência de uma determinação mais realística da definição dos grupos utilizados pelo Programa Organon para realização da RS.

Região de Segurança é um processo automatizado de avaliação de segurança operativa de um sistema. Trata-se da análise de segurança do sistema frente a perturbações em um dado ponto de operação e na sua vizinhança. O caminho percorrido em torno desta vizinhança é dado pela mudança de despacho nas unidades geradoras divididas em três grupos.

O uso da Região de Segurança já está bem difundido e sendo aplicado pelo ONS tanto em nível de planejamento como em tempo real (PENNA *et al*, 2011; SALIM *et al*, 2011; SANTOS *et al*, 2012). No entanto, não existe ainda uma proposição técnica da divisão das unidades geradoras em três grupos coerentes, estática e dinamicamente, que permita uma visão da Região de Segurança mais sensata que contemple a interação entre as máquinas.

A partir do reconhecimento do avanço dessa ferramenta, empregada para atender as necessidades de estudos do território nacional, esta pesquisa se volta para o municiamento de técnicas para a divisão de sistemas elétricos em três grupos geradores a ser utilizada na Região de Segurança.

1.3 Metodologia

Como já especificado, o intento foi fazer uma definição coesa para a divisão das unidades geradoras do sistema. Para isso, fez-se uso de técnicas que identifiquem geradores coerentes tanto do ponto de vista estático quanto dinâmico. A técnica estática, análise de sensibilidade, que lineariza as equações do fluxo de potência em torno de um ponto de operação, é utilizada por indicar uma tendência de comportamento nos circuitos, dada uma modificação no despacho das máquinas. Outro procedimento adotado baseia-se na técnica de simulação a pequenos sinais, que por meio da linearização das equações dinâmicas dos equipamentos do sistema, torna possível uma análise modal baseada na técnica de autovalores e autovetores. A visualização gráfica do autovetor à direita, relacionado a um dado modo eletromecânico, mostra como as máquinas do

sistema interagem entre si, e, portanto, indica possíveis divisões de grupos. Além disso, realizam-se simulações dinâmicas no domínio do tempo com o intuito de verificar as máquinas que possuem comportamento semelhante.

1.4 Estrutura da Dissertação

Até aqui - Introdução -, procurou-se situar o leitor no tema proposto, esclarecendo a motivação, o objetivo e a metodologia da pesquisa, criando as bases para avançar para os próximos tópicos.

O Capítulo 2 expõe as definições e divisões da estabilidade e da segurança do setor elétrico. Estes dois conceitos são de suma importância para a Região de Segurança, visto que ela permite por meio de visualização gráfica, avaliar a segurança operativa de um sistema em relação à sua estabilidade.

No Capítulo 3 é apresentada a Região de Segurança, esclarecendo a metodologia de criação e de cálculo das Regiões de Segurança Estática e Dinâmica.

O Capítulo 4 demonstra as técnicas utilizadas na proposição de divisão de grupos para a Região de Segurança. Na análise de sensibilidade, dá-se destaque ao tipo que permite verificar a influência da mudança de despacho das máquinas na variação de fluxo de potência pelos circuitos. Também é exposta a técnica de análise modal que mostra a oscilação entre unidades geradoras a partir dos modos eletromecânicos do sistema.

No Capítulo 5, os resultados das técnicas propostas, bem como a definição de grupos, são apresentados para três sistemas: o New England de 39 barras, o sistema-teste brasileiro de 65 barras e o sistema-teste brasileiro de 107 barras.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho e sugere possíveis temas a serem tratados futuramente.

Compõem, ainda, as Referências Bibliográficas e os Anexos que possuem informações das ferramentas do Organon que auxiliam na realização da Região de Segurança, bem como os dados da rede elétrica dos três sistemas utilizados neste trabalho.

2 ESTABILIDADE E SEGURANÇA DE SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1 Considerações Iniciais

A estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como a “capacidade de um sistema elétrico, dada uma condição de operação inicial, de se manter em um estado de equilíbrio e de alcançar um estado de equilíbrio viável, após ter sido submetido a uma perturbação física como: curto-circuito em um elemento importante, saída de operação de grandes blocos de carga ou de geração etc.” (KUNDUR, 2004, p.1388).

Segurança, por outro lado, diz respeito “ao grau de risco na habilidade de um SEP de sobreviver a distúrbios iminentes (contingências) sem interrupção de serviço ao consumidor”. Está vinculada à “robustez do sistema”. Por decorrência, segurança “depende tanto da condição de operação atual do sistema quanto das possíveis contingências à qual está sujeito.” (MORISON *et al*, 2004, p.31).

Portanto, é possível que um sistema seja considerado estável e inseguro ao mesmo tempo. Dois sistemas distintos podem ser considerados estáveis para uma dada condição operativa, no entanto, após serem submetidos a uma perturbação de mesma natureza, o fenômeno de instabilidade gerar consequências severas apenas para o sistema cuja robustez é deficiente, caracterizando-o como inseguro, apesar de estável para o ponto de operação. Caso o sistema seja seguro na maior parte do tempo em que opera, ou seja, além de ser estável no caso-base ser capaz de suportar certos distúrbios a que está sujeito, ele é considerado confiável.

A seguir, são apresentadas as divisões da estabilidade e como tornou-se essencial a avaliação de segurança dos SEP's.

2.2 Estabilidade de Sistemas de Potência

Como visto, a estabilidade de um sistema de potência pode ser definida como a sua capacidade de se manter em um estado de equilíbrio e de alcançar um novo estado viável após ter sido submetido a uma perturbação física.

Por ser um problema global, nos estudos de estabilidade devem ser considerados os efeitos de diversos fatores que influenciam este fenômeno, tais como geradores e seus dispositivos de controle, linhas de transmissão, equipamentos de compensação de potência reativa, proteção e controle, transformadores e seus comutadores de *tape*, características e tipos diferentes de cargas, configuração do sistema etc.

Considerando os diversos fatores que influenciam as análises deste fenômeno, a Figura 2.1 mostra a proposta de Kundur (1994) para uma classificação e subdivisão deste problema baseada em três aspectos:

- Natureza Física da Estabilidade;
- Dimensão da Perturbação;
- Intervalo de Tempo Envolvido.

A instabilidade de um SEP pode se manifestar de maneiras diferentes dependendo de sua configuração e de sua condição operacional. Tradicionalmente, a estabilidade de sistemas elétricos foi tratada como um problema de manutenção de sincronismo. No entanto, a instabilidade é um problema que envolve tanto os deslocamentos angulares dos rotores das máquinas síncronas quanto as magnitudes das tensões das barras.

A diferença básica entre estabilidade do ângulo do rotor e estabilidade de tensão é que a primeira se relaciona com a insuficiência de conjugado sincronizante entre as unidades geradoras do sistema, por isto também chamada de estabilidade dos geradores, enquanto a segunda diz respeito à insuficiência de potência reativa nas áreas de consumo, sendo também chamada de estabilidade de cargas (MENDES, 2006).

A seguir são detalhadas as diferentes divisões da Estabilidade de Sistemas Elétricos.



Figura 2.1 – Classificação da estabilidade de sistemas de potência (KUNDUR, 1994)

2.2.1 Estabilidade Angular

Também conhecida como estabilidade de ângulo ou estabilidade dos geradores, corresponde à habilidade do sistema em manter suas unidades geradoras operando em condições de sincronismo.

O desenvolvimento proposto a seguir foi baseado em Mendes (2006), Borges (2005) e Barbosa (2013).

O movimento do rotor da máquina síncrona é regido pela equação de oscilação. Ela relaciona o conjugado de inércia com o conjugado de aceleração resultante no eixo. Deste modo, esta equação é fundamental para a análise do comportamento transitório da máquina síncrona. Da mecânica rotacional tem-se que:

$$T = J \cdot \alpha = J \cdot \frac{d\omega}{dt} = J \cdot \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (2.1)$$

onde:

- T corresponde ao conjugado ou torque aplicado;
- J representa o momento de inércia das massas rotativas;
- α é a aceleração angular;
- ω é a velocidade angular;
- θ refere-se ao deslocamento angular.

Para a operação da máquina síncrona como gerador, há um torque mecânico que causa aceleração do rotor e um torque elétrico que o desacelera. Deste modo, pode-se desenvolver a seguinte equação do movimento:

$$T_a = T_m - T_e = J \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = J \cdot \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \quad (2.2)$$

em que:

- T_a é o torque acelerante resultante no eixo;
- T_m é o torque mecânico do rotor;
- T_e é o torque elétrico;
- ω_m representa a velocidade angular do rotor;
- θ_m corresponde ao deslocamento angular do rotor em relação a uma referência síncrona.

A Figura 2.2 mostra os torques envolvidos e o sentido de rotação do gerador.

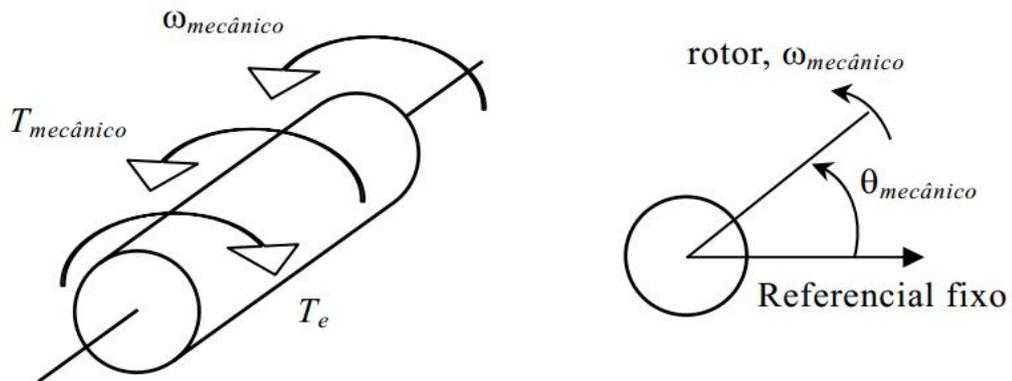


Figura 2.2 – Rotor do gerador síncrono
 Fonte: (BORGES, 2005)

Como o interesse é referente ao desvio da velocidade angular do rotor em relação à velocidade síncrona, consideram-se duas referências angulares distintas, uma girante de velocidade síncrona constante e outra fixa, como representadas na Figura 2.3.

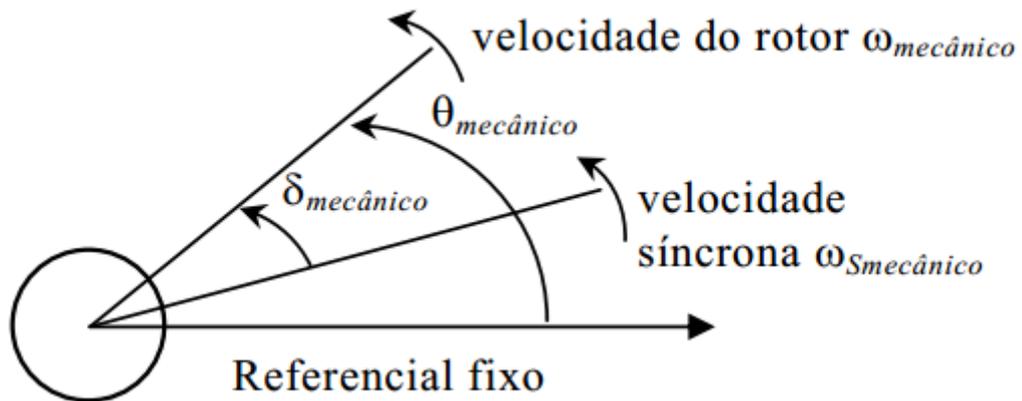


Figura 2.3 – Rotor com referencial
 Fonte: (BORGES, 2005)

Da Figura 2.3, pode-se escrever:

$$\theta_m = \omega_{sm} \cdot t + \delta_m \quad (2.3)$$

sendo ω_{sm} o referencial que gira com velocidade síncrona e δ_m o ângulo de conjugado mecânico. A velocidade do rotor pode ser expressa como a soma de sua velocidade síncrona com o seu deslocamento angular em relação à velocidade síncrona, conforme equação (2.4):

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (2.4)$$

Já a aceleração do rotor é dada por:

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2.5)$$

Substituindo a equação (2.5) na (2.2), obtém-se:

$$T_a = T_m - T_e = J \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = J \cdot \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2.6)$$

Por meio de um pequeno artifício matemático é possível definir a constante de inércia da máquina síncrona. Deste modo, ao se multiplicar os termos da equação (2.6) por ω_m , temos:

$$T_a \cdot \omega_m = J \cdot \omega_m \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = J \cdot \omega_m \cdot \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2.7)$$

O produto do momento de inércia das massas rotativas pela velocidade angular do rotor é definido como constante de inércia da máquina síncrona (M). Portanto, por definição:

$$M = J \cdot \omega_m \quad (2.8)$$

Por outro lado, o produto do torque pela velocidade angular corresponde a uma potência. Desta maneira, é possível obter a equação de oscilação do rotor da máquina síncrona:

$$P_a = P_m - P_e = M \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = M \cdot \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (2.9)$$

Ao considerar a associação existente entre as grandezas elétricas e mecânicas em relação ao número de polos, obtém-se:

$$P_a = P_m - P_e = \frac{2 \cdot M}{p} \cdot \frac{d\omega}{dt} = \frac{2 \cdot M}{p} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.10)$$

Sendo a energia cinética contida no rotor da máquina à velocidade síncrona E_{cs} , dada por:

$$E_{cs} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega_{ms}^2 \quad (2.11)$$

A constante de tempo de inércia (H), relacionada ao tempo de resposta da máquina, é obtida pela divisão da energia cinética armazenada no rotor pela potência trifásica aparente:

$$H = \frac{E_{cs}}{S} \quad (2.12)$$

Finalmente, é possível obter a equação de oscilação do rotor em termos da constante de tempo de inércia:

$$P_a = P_m - P_e = \frac{2 \cdot H}{\omega_s} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} \quad (2.13)$$

Escrita de outra maneira, tem-se:

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2 \cdot H} \cdot (P_m - P_e) \quad (2.14)$$

Esta equação relaciona uma perturbação de potência com a variação do ângulo delta em relação a um estado de equilíbrio. Desta maneira, a estabilidade angular analisa o comportamento entre as potências fornecidas pelos geradores e os deslocamentos angulares dos rotores, considerando as oscilações eletromecânicas próprias do sistema. A instabilidade angular ocorre em forma de aumento das oscilações angulares de algum gerador, oriundo do desequilíbrio entre o torque elétrico e o torque mecânico desta máquina, levando à perda de sincronismo com os demais geradores.

O estudo da estabilidade angular, normalmente, se estabelece por meio de dois tipos distintos de estudos relacionados com a dimensão da perturbação: estudo angular de regime permanente ou a pequenos sinais e estabilidade angular transitória. Estas duas subclasses relacionadas ao problema de estabilidade angular do rotor são tratadas na sequência.

2.2.1.1 Estabilidade Angular de Regime Permanente

É a habilidade do sistema em manter o sincronismo de suas unidades geradoras na ocorrência de pequenos impactos, como variações normais de carga, por exemplo. Corresponde, portanto, à análise de estabilidade do ponto de equilíbrio ou de operação.

A resposta do sistema aos pequenos impactos depende de vários fatores, entre eles, as condições operativas, a capacidade de transmissão e os sistemas de excitação das unidades geradoras. Assim, esta classe de instabilidade irá se manifestar em certas situações de topologia de rede e de carga, ou quando o sistema se situar em um estado de operação próximo ao seu limite de estabilidade angular e ocorrer uma variação dos parâmetros elétricos em torno deste ponto de operação.

Para os estudos de estabilidade angular de regime permanente os impactos são considerados suficientemente pequenos, de tal forma que as equações do sistema podem ser linearizadas em torno do ponto de operação. A partir desta linearização pode-se realizar a análise modal que auxilia na obtenção dos modos eletromecânicos do sistema. A seção 4.3 detalha este processo.

2.2.1.2 Estabilidade Angular Transitória

O estudo da estabilidade angular transitória analisa a habilidade do sistema de potência em manter o sincronismo entre as unidades geradoras quando da ocorrência de perturbações, como curtos-circuitos em elementos importantes e perda de grandes blocos de geração ou carga, que implicam em amplas excursões angulares dos rotores das máquinas.

Em sistemas interligados, a instabilidade ocorre normalmente de duas formas:

- Por meio de aceleração do rotor, com crescimento progressivo do deslocamento angular causada, principalmente, pela falta de conjugado sincronizante;
- Por meio de oscilações crescentes do rotor, causadas pela superposição de diversos modos de oscilação do sistema.

Tipicamente, os estudos de estabilidade angular transitória avaliam o comportamento do sistema por um período de tempo de alguns milissegundos até 20 segundos após a ocorrência do impacto. Em função das grandes excursões observadas para as variáveis de estado que representam o sistema, a análise da estabilidade transitória deve ser realizada pela simulação no domínio do tempo.

2.2.2 Estabilidade de Frequência

Estabilidade de frequência é a capacidade de um SEP em manter a frequência dentro de uma faixa nominal, após uma perturbação severa no sistema, resultando em um desequilíbrio entre a geração e a carga. Esta habilidade está relacionada à sua capacidade em manter/restabelecer o equilíbrio entre sistema de geração e carga, com a mínima perda desta.

Grandes perturbações geralmente implicam em grandes excursões de frequência, tensão, fluxo de potência e outras variáveis do sistema. Desta maneira, respostas inadequadas dos equipamentos devidas à fraca coordenação de controle e proteção e uma pequena reserva girante de geração, podem levar o sistema a um estado de instabilidade de frequência.

No Brasil, foram implementados esquemas regionais de alívio de carga por subfrequência (ERAC), que por meio de relés de frequência desligam automaticamente blocos de carga por estágios previamente determinados assim que a frequência do sistema atinge certo patamar. De acordo com Submódulo 11.4 [ONS, 2009], dos Procedimentos de Rede, é responsabilidade do ONS efetuar o acompanhamento dos montantes de carga disponibilizados para corte pelo Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC, identificando as situações de não conformidade e as necessidades de adequação dos esquemas existentes. Este esquema tem a finalidade de após um grande distúrbio encontrar um equilíbrio entre carga e geração que evite o colapso geral do sistema.

2.2.3 Estabilidade de Tensão

Um SEP se diz estável, do ponto de vista de tensão, quando após um distúrbio consegue manter as tensões das barras dentro de níveis aceitáveis. No entanto, há casos em que mesmo com níveis adequados de tensão, o sistema pode apresentar instabilidade por apresentar um efeito oposto, em que um controle de tensão resulta em uma degradação do mesmo e não em uma melhora como se espera (MARUJO, 2013). A instabilidade de tensão pode se manifestar de várias formas, dependendo das características das cargas e dos elementos de controle de tensão que apresentam comportamento diverso e dependem das condições de operação do sistema. Nesse sentido, o estudo de estabilidade de tensão se torna complexo e se faz necessária a análise de equipamentos como: linhas de transmissão, transformadores com *tapes* variáveis sob carga (OLTC), compensadores estáticos, capacitores e reatores shunt, proteções e as cargas do sistema.

A instabilidade de tensão ocorre quando uma perturbação, como aumento de carga, mudança na configuração do sistema ou nas condições de operação, causa um contínuo e incontrolável declínio da tensão. Esta instabilidade está relacionada à indisponibilidade de suprimento de potência reativa, reduzindo as tensões nas barras localmente e podendo se espalhar pelo sistema até a ocorrência do colapso de tensão.

A análise de estabilidade de tensão vem merecendo maior atenção dos especialistas nos últimos anos, devido a fenômenos de colapso de tensão que acarretaram blecautes por todo o mundo (TAYLOR, 1994), como:

- Japão, 22 de agosto de 1970;
- Bélgica, 4 de agosto de 1982;
- Suécia, 27 de dezembro de 1983;
- Japão, 23 de julho de 1987.

Assim como na angular, a estabilidade de tensão também se estabelece por meio de dois tipos de estudos, relacionados com a dimensão da perturbação. A estabilidade de tensão de regime permanente está relacionada com a capacidade do sistema em manter a tensão dentro de limites aceitáveis após variações lentas de carga. A resposta do sistema a essas pequenas perturbações depende diretamente de fatores como a condição operativa, as características da carga e a forma de atuação dos controles discretos e contínuos. Desta maneira, é possível determinar, em qualquer instante de tempo, como o sistema se comporta frente a uma transição entre diferentes períodos de carga. Por outro lado, a estabilidade de tensão transitória determina a capacidade do sistema de potência em manter um perfil adequado na tensão das barras após a ocorrência de uma grande perturbação, como desligamento de elementos importantes, curtos-circuitos em linhas de transmissão, alteração rápida e substancial no equilíbrio carga/geração etc. O sistema apresenta estabilidade, nestas condições, se após o distúrbio seus controladores levarem as tensões das barras a uma condição de equilíbrio adequada. Possuem influência neste comportamento: a condição operativa e os elementos de proteção do sistema, a natureza da perturbação considerada, as características da carga e a dinâmica dos sistemas de controle.

2.3 Avaliação de Segurança

Segundo Monticelli (1983), um SEP operando em regime permanente está sujeito a três tipos de restrições:

- **Restrição de Carga:** baseada nas equações do fluxo de potência, representa as injeções de potência ativa e reativa especificadas tanto nas barras de cargas quanto nas barras de geração;
- **Restrição de Operação:** refere-se aos limites operativos impostos ao sistema, como magnitude das tensões, os fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores e as injeções de potência reativa fornecidas pelas barras de tensão controlada;
- **Restrição de Segurança:** está associada a um conjunto de contingências a que o sistema está sujeito.

Baseando-se nestas restrições é possível definir quatro estados possíveis de operação de um sistema elétrico:

- **Seguro:** estado em que todas as restrições são obedecidas. Desta forma, ocorre o atendimento total da demanda, respeitando os limites operativos mesmo na ocorrência das contingências definidas;
- **Alerta:** neste estado de operação apenas as restrições de carga e operação são obedecidas. Ou seja, a demanda total é suprida com todos os limites operativos dentro da faixa permitida, porém, a ocorrência de alguma contingência faz com que as restrições de carga e/ou operação sejam violadas;
- **Emergência:** neste estado ocorre a violação de algum limite operativo;
- **Restaurativo:** este estado é atingido quando uma condição de emergência é eliminada por desligamento de partes do sistema. Desta maneira, sacrifica-se a sua integridade em benefício das restrições de operação.

As transições entre estes estados operativos podem ocorrer em consequência de perturbações no sistema, que são imprevisíveis e degradam a condição do mesmo, ou em consequência de ações de controle que o ajudem a manter certo grau de segurança. Deste modo, a avaliação de segurança permite a tomada de decisão para realização de certas ações corretivo-preventivas que,

com redespachos de potência ativa nas usinas geradoras, são capazes de proporcionar: alívio de violações de limite térmico, correção de violação de tensão, a não ocorrência de instabilidade angular, promover amortecimento ao sistema e movê-lo de uma situação de alerta/emergência para uma região segura (NETO *et al*, 2010).

A avaliação de segurança, do ponto de vista matemático, é um problema de difícil tratamento devido à grande quantidade de combinações possíveis de carga, geração e condições topológicas da rede. Contudo, é um processo fundamental para a expansão e o planejamento operacional de um setor elétrico interligado. Por isso, conhecimento prévio, perícia e julgamento de engenharia são necessários para minimizar a complexidade matemática envolvida. A Região de Segurança é realizada referente a um conjunto de contingências. Sendo assim, o tamanho deste conjunto e os parâmetros associados influenciam diretamente na quantidade de trabalho computacional necessário para tal avaliação (JARDIM, 2000).

A fim de se obter um grau de segurança elevado em um SEP, a avaliação de segurança se tornou um processo fundamental para a expansão e planejamento dos sistemas de potência. Esta análise permite reduzir ou eliminar possíveis problemas que possam comprometer sua segurança futura. Baseada em simulações estáticas e dinâmicas, a avaliação de segurança realizada em ambiente *off-line* tem como objetivo a expansão da rede, imposição de restrições operacionais etc.

No entanto, a avaliação de segurança *on-line* tem sido requisitada há tempos devido aos riscos da realização apenas *off-line* em sistemas bastante carregados e com alto nível de incertezas operacionais. Os dados em tempo real removem incertezas importantes em relação à condição de operação, de modo que esta possa ser avaliada com precisão. Por ser mais rigoroso e confiável, o monitoramento em tempo real traz consigo alguns impasses em sua execução. Faz-se necessária a utilização de ferramentas estáticas e dinâmicas avançadas, capazes de computar eficientemente os limites operacionais e de segurança, pois uma instabilidade pode levar o sistema ao colapso rapidamente, antes mesmo da próxima avaliação. 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), que pretende avaliar a segurança de sistemas de potência em tempo real.

As ações básicas da análise de segurança *on-line* são: monitoramento, avaliação e melhoria da segurança, como ilustrado na Figura 2.4:

- a) **Monitoramento da segurança:** usando medições do sistema em tempo real, é verificado se este se encontra em estado seguro. Se estiver em estado de emergência, precisará de uma ação de controle e, caso ocorra perda de carga, será necessário um controle restaurativo;
- b) **Avaliação da segurança:** estando o sistema em estado normal, verifica-se se ele está seguro ou inseguro em relação a um conjunto de contingências. Podem ser estabelecidos índices ou margens de segurança;
- c) **Melhoria da segurança:** Se inseguro, são determinadas ações preventivas para que o sistema se torne seguro. E, se seguro, com pouca margem, estas ações são aplicadas para evitar que ele se torne inseguro.

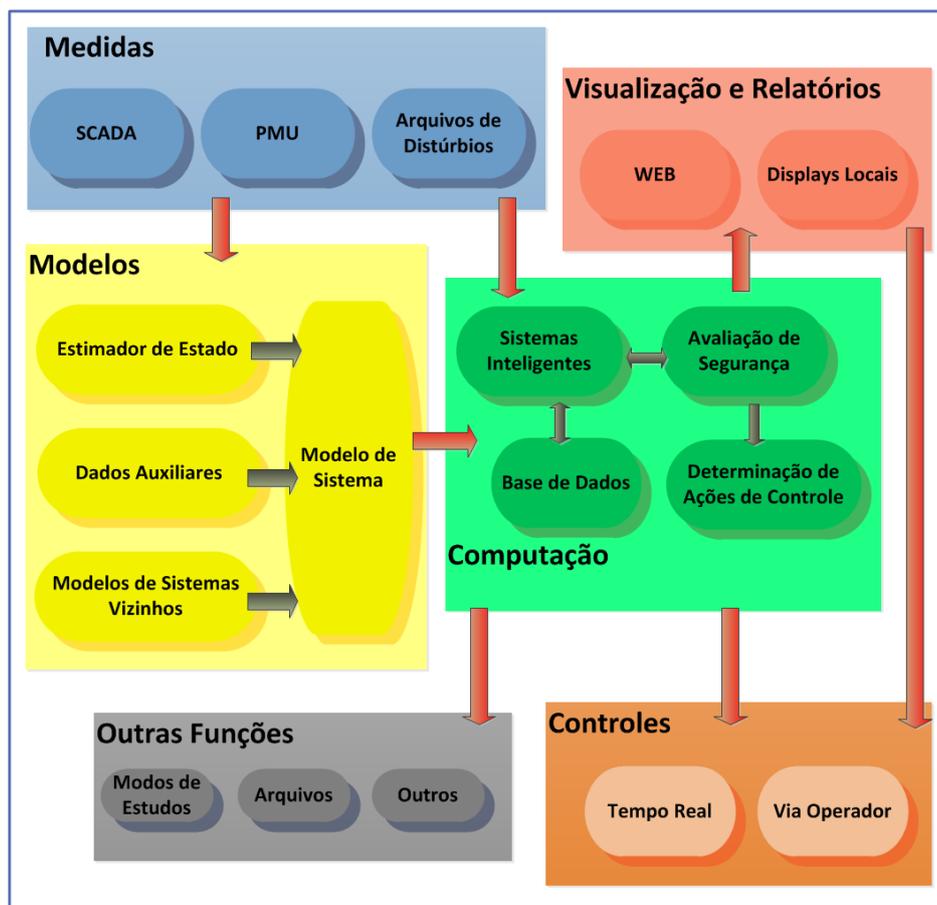


Figura 2.4 – Avaliação de segurança em tempo real (MORISON, 2004)

Em Morison *et al* (2004), são apresentadas características de um projeto de DSA, incluindo as ferramentas, requisitos principais, funcionalidades e arquitetura. Já em Morison *et al* (2006), tem-se todo o processo de implementação e aplicação da tecnologia *on-line* DSA, embasado na experiência prática adquirida ao utilizá-la em sistemas de potência em todo o mundo.

A análise de segurança dinâmica é composta por diferentes ferramentas computacionais, tais como a Avaliação de Segurança Transitória (TSA – do inglês Transient Security Assessment), a Avaliação de 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 (MORISON *et al*, 1999). Combinadas, estas ferramentas 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.

Avaliar a segurança dinâmica de um SEP implica na abordagem de todas as formas possíveis de estabilidade (angular, de tensão e de frequência), visto que incidentes recentes mostram que todas estas formas são críticas e, caso não sejam tratadas devidamente, podem conduzir a falhas significativas do sistema.

Jardim (2000) propõe a utilização de inteligência artificial para minimizar o número de simulações em tempo real sem perda de precisão na avaliação. Para tanto, busca-se identificar as contingências que delimitam a Região de Segurança e os parâmetros associados aos limites. Estes fatores, que são conhecidos no ambiente *off-line*, passam a ser utilizados, juntamente com a experiência acumulada dos planejadores, na redução do número de simulações e, por conseguinte, no tempo computacional gasto, que é tão importante para a eficácia da DSA no ambiente em tempo real.

Embora envolvam tecnologias recentes, os sistemas *on-line* DSA já foram implementados com sucesso em diversos países, dentre eles, Estados Unidos (AVILA-ROSALES *et al*, 2003), Grécia (VOURNAS *et al*, 2003), Itália (FRANCHI *et al*, 2003) e China (YU *et al*, 2008).

3 REGIÃO DE SEGURANÇA

3.1 Considerações Iniciais

A Região de Segurança é uma ferramenta de avaliação da segurança de sistemas de potência aplicada tanto a problemas de natureza estática (VSA) quanto de natureza dinâmica (DSA). Esta ferramenta pode ser utilizada de maneira autônoma ou integrada a um EMS (do inglês, Energy Management System). Sendo, portanto, adequada para estudos de planejamento e operação em tempo real de sistemas elétricos.

Em Salim *et al* (2011) é proposta uma ferramenta complementar à RS que identifique a Bifurcação de Hopf. Este trabalho mostra a RS sem a indicação do fenômeno da Bifurcação de Hopf e a diminuição desta região segura ao se considerar este fenômeno.

Em Santos *et al* (2012) nota-se que a RS auxilia na avaliação do ganho na margem de segurança operativa do sistema Acre, Mato Grosso e Rondônia, a partir da duplicação da linha de transmissão em 500 kV entre Jauru e Cuiabá.

Em Penna *et al* (2011) evidencia-se a utilização da RS em tempo real. No dia 13 de janeiro de 2011, ao ocorrer o desligamento de uma linha de transmissão de 525 kV entre Areia e Campos Novos, o sistema se apresentava inseguro para uma possível contingência no circuito de 525 kV entre Itá e Salto Santiago. Com isto, foi possível, pela equipe de operação do ONS, um processo de realocação de geração que restabeleceu uma condição de operação segura.

Sarmiento (2009) utiliza a RS por meio de nomogramas no auxílio à avaliação de segurança de tensão. No entanto, este trabalho explora uma superfície bidimensional composta de linhas diagonais representando diferentes níveis de carga do sistema.

A seguir, o conceito de criação da Região de Segurança é exposto. Este trabalho utiliza o Organon (JARDIM, 2013; JARDIM, 2015) na execução desta ferramenta. Funcionalidades deste programa que auxiliam na realização da RS são apresentadas no Anexo A.

3.2 Região de Segurança

A Região de Segurança é um processo automatizado que avalia a condição da segurança do sistema em um ponto de operação e em sua vizinhança. A RS é um gráfico tridimensional que mostra toda a região de operação segura de um sistema submetido a uma divisão em três grupos de geração, conforme ilustrado na Figura 3.1. O emprego de três conjuntos permite que seja investigada grande parte dos cenários de geração de interesse. Seria possível, contudo, uma utilização de mais grupos de geração definindo um espaço de estados N-dimensional. No entanto, um número maior tornaria o custo computacional bem superior e dificultaria a análise visual dos gráficos (ALMEIDA, 2011).

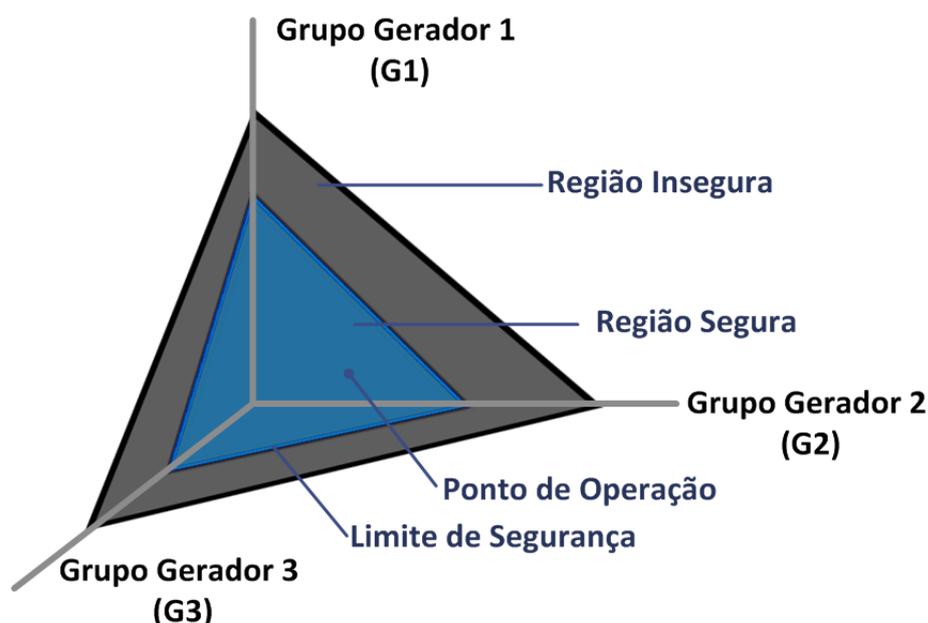


Figura 3.1 – Região de Segurança
Fonte: (ALMEIDA, 2011)

Com o intuito de facilitar a análise gráfica, ao final do processo de cálculo, são gerados três gráficos no R^2 , também conhecidos como nomogramas, onde os eixos das abscissas e ordenadas correspondem às gerações de cada grupo:

- **Nomograma G1 x G2;**
- **Nomograma G1 x G3;**
- **Nomograma G2 x G3.**

Ressalta-se que cada um dos nomogramas é uma projeção de uma mesma Região de Segurança e, por isso, a informação contida em qualquer um deles estará presente nos outros.

O processo se inicia a partir de um ponto de operação por meio de um caso de fluxo de potência convergido. A partir deste ponto de operação, são efetuadas variações de geração ativa nos três grupos geradores em direções radiais em torno deste ponto. Para cada direção, a geração dos grupos é alterada e é solucionada uma lista de contingências até que seja alcançado um limite de segurança ou que se esgote a capacidade de elevação ou diminuição de um dos grupos. A Figura 3.2 mostra como variam as gerações de potência ativa no nomograma G1 x G2 durante o processo de cálculo da RS pelas direções radiais ao ponto de operação.

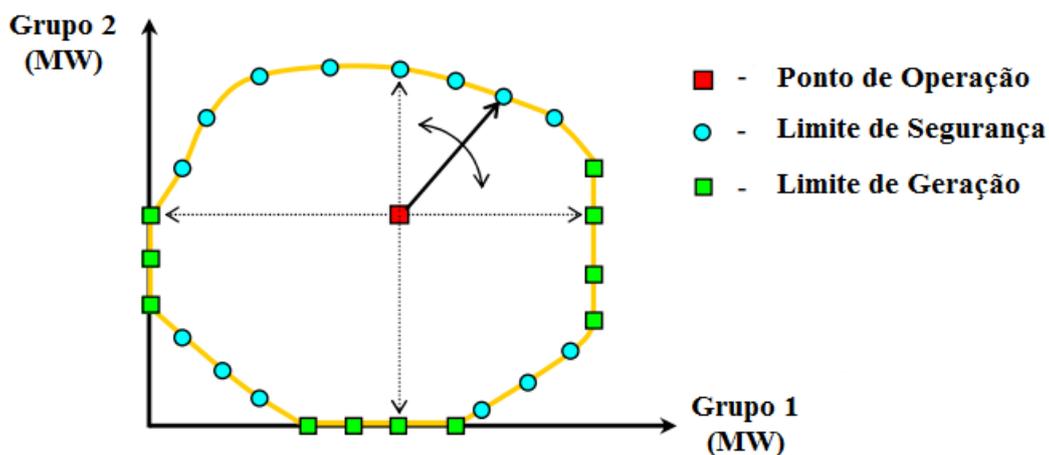


Figura 3.2 – Nomograma G1 x G2 da Região de Segurança
Fonte: (CHAVES, 2008)

Durante todo o procedimento de mudança de geração entre os grupos a carga do sistema é mantida constante, como apresentado na Figura 3.3.

Considerando o nomograma G1 x G2, o grupo G3 se comporta como uma “swing”, pois como a carga é constante durante todo o processo, na medida em que G1 e G2 aumentem ou diminuam a geração simultaneamente, o grupo G3 deve ser capaz de fechar este balanço de carga.

O deslocamento na Região de Segurança é tal que todos os geradores de um mesmo grupo chegam ao limite máximo de potência simultaneamente. Para tanto, deve-se saber a potência ativa gerada antes de se fazer o cálculo do fator de crescimento. Para a barra swing não é possível realizar a computação, já que sua potência ativa gerada é conhecida apenas após o fim

do processo iterativo. Por isto, a barra swing não faz parte de nenhum dos três grupos de geração. Além disso, esta máquina é responsável pela geração/absorção da variação das perdas elétricas nas linhas de transmissão.

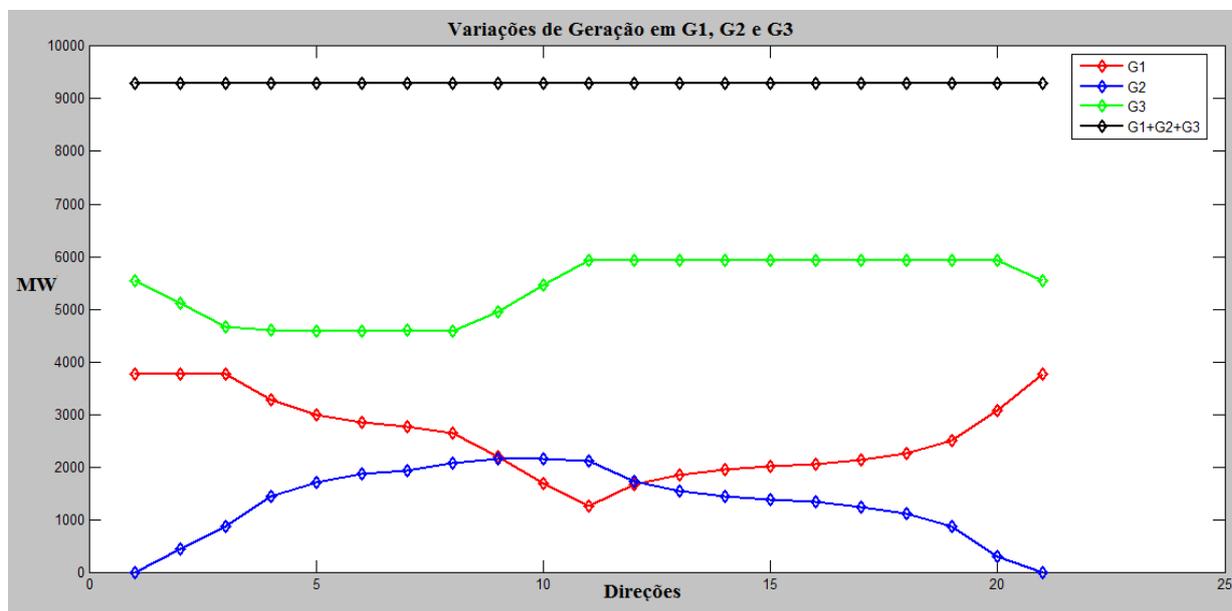


Figura 3.3 – Processo de Variação de Geração ($G1+G2+G3 = \text{Constante}$)

A região de operação segura é demarcada por uma fronteira a partir da qual ocorre a violação de um ou mais limites pré-estabelecidos. Desse modo, torna-se possível o monitoramento da segurança de um SEP a partir de inspeção visual. Basicamente, basta analisar a distância em MW entre o ponto de operação do caso-base e as curvas indicativas dos limites de segurança. Assim, um estado que se encontra na região segura opera com níveis de segurança apropriados, sem qualquer violação dos critérios adotados, como limite térmico, tensões nas barras etc. Entretanto, um ponto de operação que viole algum destes critérios, indica um alerta para a segurança do sistema e possível blecaute como consequência mais severa. Portanto, verifica-se a utilidade da análise gráfica, pois esta permite avaliar a segurança do caso-base (pré e pós-contingência) e, além disso, possibilita observar os impactos resultantes da alteração do perfil de geração entre os três grupos para suprir uma certa carga fixa, simulando todas as situações possíveis de transferência entre eles.

O foco deste trabalho está no estudo das Regiões de Segurança Estática (RSE) e Dinâmica (RSD). Ambas possuem o mesmo conceito de criação, mas baseiam-se em ferramentas de análise diferentes. As duas são detalhadas a seguir.

3.3 Região de Segurança Estática

Uma estrutura VSA realiza a avaliação da segurança de tensão da rede baseada em análises estáticas a partir do fluxo de potência e efetuando o diagnóstico frente a distúrbios em regime permanente e do cálculo da máxima transferência de potência entre regiões. A estrutura VSA deve ser capaz de avaliar o desempenho do sistema com base em critérios relacionados com a estabilidade de tensão, sobrecargas em equipamentos, nível de tensão nas barras e reserva de potência reativa (WANG; MORISON, 2006 e SARMIENTO *et al*, 2009). Por exemplo, Almeida (2010) utiliza a Região de Segurança Estática para avaliar o desempenho da utilização de Controle Remoto de Tensão em geradores ou compensadores síncronos, explorando, assim, os recursos de controle de tensão do sistema.

A avaliação de segurança pela RSE corresponde à simulação de uma lista de contingências por meio do Fluxo de Potência Convencional. Quando, para uma das contingências quaisquer, ocorre não convergência, o estado de operação em questão é considerado inseguro. O limite de segurança é obtido quando se encontra um ponto convergente e outro não e a distância entre eles é inferior a uma tolerância predefinida. Caso ocorra alguma violação de limite térmico ou de tensão, a busca do ponto inseguro não é interrompida, mas a violação é armazenada para ser apresentada na Região de Segurança Estática.

Nas Figuras 3.4, 3.5 e 3.6 são apresentados os nomogramas G1 x G2, G1 x G3 e G2 x G3 da Região de Segurança Estática, respectivamente. Estes resultados foram obtidos a partir do sistema-teste brasileiro de 65 barras, que será apresentado na seção 5.3. Foram consideradas quatro direções para o cálculo destas regiões.

O ponto de operação inicial é representado pela cruz em azul claro. As características básicas da RSE são expostas a seguir:

- **Área Branca:** nesta região, o sistema opera de maneira insegura, ou seja, a solução do fluxo de potência não converge para uma das contingências ou atingiu-se um limite de geração;
- **Área Azul:** nesta região, o sistema opera com segurança, sem violação de limite térmico em nenhum circuito;
- **Área Preta:** nesta região, o sistema opera com segurança, mas há violação de limite térmico em pelo menos um dos circuitos;
- **Contorno Vermelho:** dentro deste contorno, o sistema opera com segurança e sem violação dos limites de tensão em nenhuma barra. Fora dele, porém, há violação de tensão em ao menos uma barra.

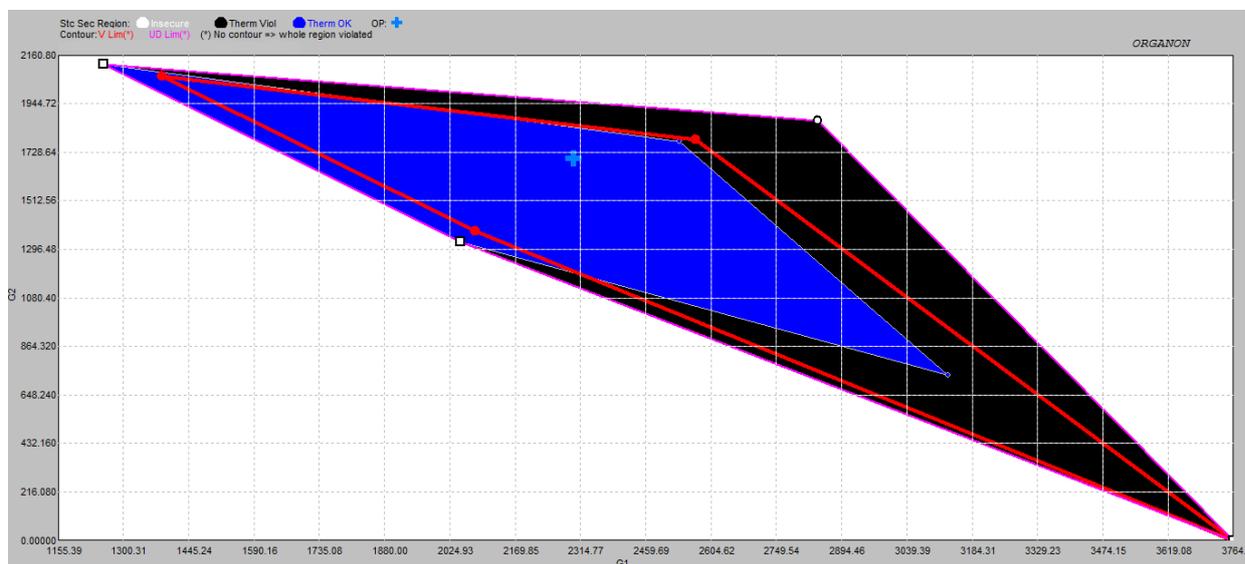


Figura 3.4 – Nomograma G1 x G2 da Região de Segurança Estática

Quando não ocorre violação, em nenhuma direção, de nenhum limite térmico ou de tensão, o contorno associado a este limite é traçado sobre o contorno de segurança naquela direção. Por outro lado, caso o contorno associado a um limite, seja do tipo térmico ou de tensão, não apareça no nomograma da Região de Segurança significa que este limite está sendo violado em todos os pontos de operação.

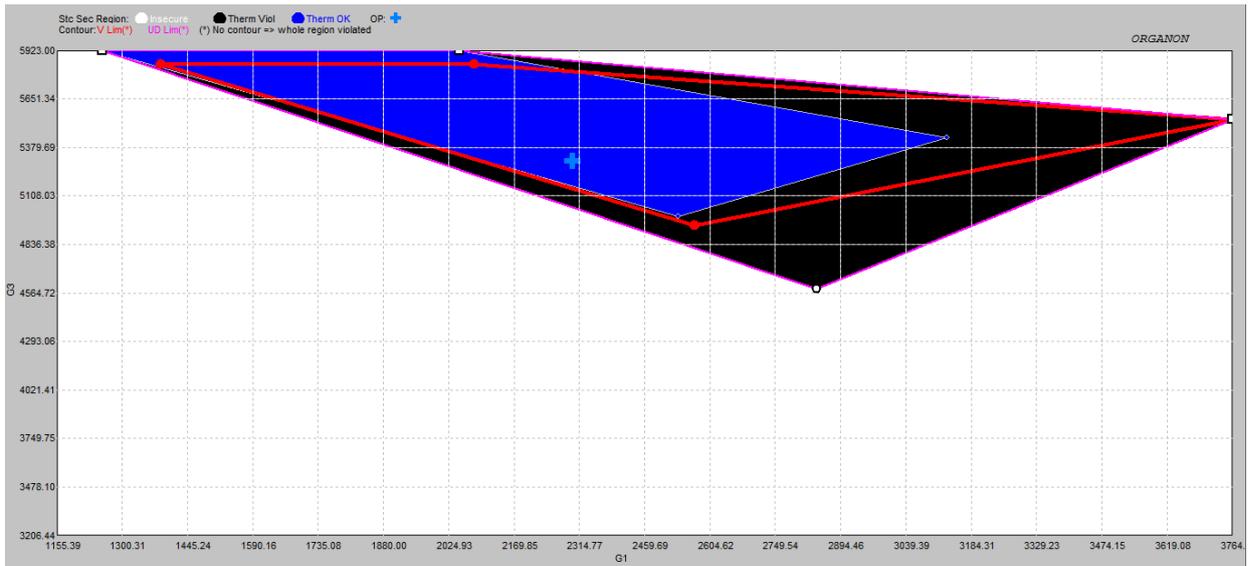


Figura 3.5 – Nomograma G1 x G3 da Região de Segurança Estática

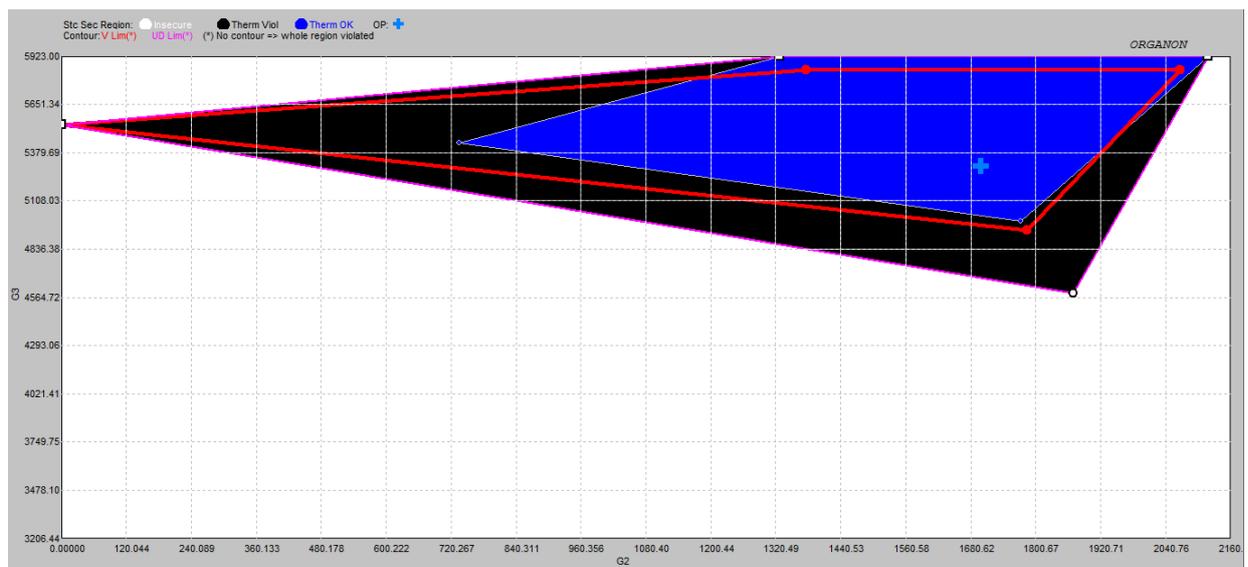


Figura 3.6 – Nomograma G2 x G3 da Região de Segurança Estática

A Tabela 3.1 mostra, para cada direção, o tipo do limite violado, informações sobre a contingência e o elemento da rede associado a tal limite, além das coordenadas dos três grupos de geração. A distância em MW exibida na coluna 5 é obtida por:

$$Distância = \sqrt{(P_{G1} - P_{G1_0})^2 + (P_{G2} - P_{G2_0})^2 + (P_{G3} - P_{G3_0})^2} \quad (3.1)$$

em que:

- P_{G1} , P_{G2} e P_{G3} são as potências ativas geradas por cada grupo no ponto de limite de segurança;
- P_{G1_0} , P_{G2_0} e P_{G3_0} são as potências ativas geradas no ponto de operação inicial.

Tabela 3.1 – Resultados da RSE

Direção	Tipo de Limite	Código VS	Contingência	Distância G1xG2xG3 (MW)	Grupo 1 (MW)	Grupo 2 (MW)	Grupo 3 (MW)
0	OpPoint	Operating		0.0	2300.0	1700.0	5300.0
0	MaxVal	Max Gen		0.0	3764.0	2160.8	5923.0
0	MinVal	Min Gen		0.0	1155.4	0.0	3206.4
1	VS_OUT	Gen Limit	None	2255.9	3764.0	0.0	5536.0
1	TL_OUT	233-320#1	210-320	1280.8	3131.2	734.8	5434.0
2	VS_OUT	Security Limit	210-320	909.0	2840.6	1870.2	4589.3
2	TL_OUT	233-320#1	210-320	395.3	2535.1	1774.0	4990.9
2	VL_OUT	1504 ITAJUBÁ	210-320	456.9	2571.7	1785.5	4942.7
3	VS_OUT	Gen Limit	None	1185.2	1257.2	2119.8	5923.0
3	VL_OUT	834 S.MAT	210-320	1126.4	1386.0	2067.9	5846.0
4	VS_OUT	Gen Limit	None	767.9	2049.3	1327.7	5923.0
4	VL_OUT	834 S.MAT	210-320	668.0	2081.9	1376.1	5842.0

Na RSE realizada pelo Organon existem seis tipos de limites que são apresentados a seguir:

Limite Térmico:

- **TL_OUT:** indica o cruzamento do limite térmico de dentro para fora, ou seja, o sistema está em uma região apresentando todas as linhas e transformadores sem sobrecarga e, além deste ponto, passa a operar com linhas e/ou transformadores em sobrecarga para alguma contingência;
- **TL_IN:** aponta que, a partir deste ponto, cruza-se o limite térmico de fora para dentro, ou seja, o sistema apresenta alguma linha e/ou transformador em sobrecarga e, além deste ponto, começa a operar com todas as linhas e transformadores sem sobrecarga.

Limite de Tensão:

- **VL_OUT:** mostra que o sistema operava com todas as tensões das barras dentro do limite e, após este ponto, passa a operar com ao menos uma barra com violação de tensão;
- **VL_IN:** informa que, a partir deste ponto, o sistema que operava com ao menos uma barra violando o limite de tensão começa a operar com todas as tensões das barras dentro do limite.

Limite de Segurança:

- **VS_OUT:** indica que, além deste ponto, cruza-se o limite da Região de Segurança Estática de dentro para fora, ou seja, o sistema estava em uma região segura e, além deste ponto, passa a operar em um setor inseguro;
- **VS_IN:** mostra que, além deste ponto, o sistema que operava em uma região insegura passa a operar em uma zona segura.

Em relação aos limites térmico e de tensão, estes se referem ao ramo em que ocorreu a violação de sobrecarga ou à(s) barra(s) em que houve violação de tensão, respectivamente. Já, os limites de segurança, não se referem a um equipamento em específico, mas a uma condição do sistema.

A seguir são apresentadas as nomenclaturas associadas ao limite de segurança estática (VS):

- **Gen Limit:** indica que um dos grupos geradores atingiu seu limite máximo ou mínimo de geração;
- **Nose Curve:** mostra que a rede elétrica chegou à capacidade máxima de transmissão (ponta do nariz);
- **Security Limit:** informa que o sistema, além deste ponto, encontra-se inseguro, ou seja, para ao menos uma contingência o fluxo de potência não converge.

3.4 Região de Segurança Dinâmica

A metodologia de construção da Região de Segurança Dinâmica em torno de um ponto de operação é a mesma da empregada para se calcular a Região de Segurança Estática. No entanto, há uma diferença na forma de analisar a contingência em questão, pois para a RSD faz-se necessária a simulação no domínio do tempo para obter a solução enquanto que no cálculo da RSE utiliza-se o fluxo de potência convencional. Por isto, torna-se indispensável o uso de algoritmos para se obter informações referentes à estabilidade.

Desta maneira, para o cálculo da RSD, ao se encontrar um estado de operação instável na análise no domínio do tempo para a solução de uma contingência, retorna-se ao último ponto de operação estável e realiza-se uma busca binária para localizar o limite da Região de Segurança. Este ponto é encontrado quando a diferença entre o estado estável e o instável atinge uma tolerância predeterminada.

As nomenclaturas referentes aos contornos da RSE e RSD são as mesmas, excetuando as que indicam limite de segurança. Deste modo, os limites VS_OUT e VS_IN referentes à Região de Segurança Estática são substituídos pelos limites DS_OUT e DS_IN para a Região de Segurança Dinâmica. A definição desses dois tipos de fronteiras é apresentada a seguir:

- **DS_OUT:** indica que, além desse ponto, o sistema que operava em uma região segura (estável) passa a operar em uma região insegura (instável);
- **DS_IN:** informa que, além desse ponto, o sistema que operava em uma região insegura (instável), passa a operar em uma região segura (estável).

Desta forma, muda-se também em relação à RSE, o código **Security Limit**, pois na RSD esse código significa que, além desse ponto, alguma contingência apresenta instabilidade, enquanto na RSE indica que o sistema não converge além desta posição.

A Região de Segurança Dinâmica apresenta outro limite de segurança referente aos critérios para simulações dinâmicas especificados no Submódulo 23.3 [ONS, 2011], dos Procedimentos de Rede. A avaliação destes critérios é feita tanto durante o período transitório quanto na condição de regime pós-defeito, como segue:

- **DL_IN e DL_OUT:** Critério de amortecimento calculado a partir da decomposição espectral de Prony;
- **VO_IN e VO_OUT:** Critério de amortecimento calculado a partir da oscilação de tensão;
- **VD_IN e VD_OUT:** Critério de queda de tensão entre os regimes pré e pós-defeito;
- **1S_IN e 1S_OUT:** Critério de afundamento de tensão no primeiro swing;
- **2S_IN e 2S_OUT:** Critério de afundamento de tensão no segundo swing;
- **MA_IN e MA_OUT:** Critério de máxima abertura angular.

Retratado como o Organon realiza o processo de cálculo da RS, o próximo capítulo apresenta técnicas que permitam uma divisão dos grupos geradores de maneira coerente.

4 TÉCNICAS PARA DIVISÃO DE GRUPOS PARA REGIÃO DE SEGURANÇA

4.1 Considerações Iniciais

Como apresentado no Capítulo 3, a construção da RS, parte inicialmente da definição de três grupos geradores que sofrerão alterações no perfil de potência ativa gerada, com o intuito de se avaliar a segurança operacional na vizinhança do caso-base. No entanto, não há na literatura uma proposição técnica de definição do sistema nestes três grupos.

Frequentemente, esta divisão é realizada, sobretudo, pelo conhecimento prévio por parte dos planejadores/operadores do sistema. No entanto, esta proposta é baseada essencialmente na análise topológica da rede elétrica, com base nas regiões geoelétricas e não considera os dados dos elementos envolvidos. Além disso, a constante evolução do sistema elétrico provocada pela inserção de novas unidades geradoras, inclusive de fontes alternativas, pode provocar uma alteração sensível na rede, a qual pode passar despercebida pelo operador. Neste sentido, cabe uma indagação: é possível confiar apenas no conhecimento prévio do operador para a divisão de grupos para realização da RS?

Neste contexto, este trabalho propõe o uso de duas técnicas, uma estática e outra dinâmica, que auxiliem na definição dos três grupos geradores do sistema considerando, além dos dados topológicos da rede, também os dados dinâmicos das unidades geradoras e de seus controladores.

A análise de sensibilidade é utilizada por indicar como a variação de potência ativa gerada nas usinas interfere nos fluxos do circuito do sistema e se relaciona diretamente com a metodologia de criação da RS.

A análise modal, realizada a partir da linearização das equações dinâmicas, é proposta por conter informações preciosas sobre o comportamento transitório do sistema. A partir da utilização dos dados dinâmicos dos equipamentos da rede elétrica, como modelo das máquinas, reguladores de tensão, reguladores de velocidade e estabilizadores de potência, é possível obter os modos eletromecânicos do sistema que apontem oscilações entre os geradores, indicando comportamento dinâmico distinto entre eles.

A seguir estas técnicas são detalhadas.

4.2 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é um estudo por meio do qual é possível determinar o comportamento do sistema diante de variações em grandezas que possuam capacidade de interferência no seu funcionamento. Desta forma, a análise de sensibilidade estabelece a influência da variação de determinadas variáveis de controle do sistema, em relação à algumas grandezas, denominadas variáveis dependentes.

O estudo de sensibilidade tem sido utilizado no planejamento ou operação do setor elétrico, na medida em que permite determinar ações de controle para corrigir certas influências danosas ao sistema. Deste modo, é possível detectar quais variáveis de controle são mais indicadas a sofrerem alterações em seus valores, com o intuito de eliminar certas violações de limites operativos. Também, pode-se verificar como a alteração do perfil das cargas conectadas a uma barra pode impactar o estado da rede.

A análise de sensibilidade decorre da linearização das equações do fluxo de potência em estado permanente, que permite determinar, a partir das equações linearizadas, o comportamento do sistema frente às variações ocorridas.

A análise de sensibilidade se baseia no cálculo dos índices de sensibilidade utilizando a Matriz Jacobiana do fluxo de potência. O modelo matemático de um sistema de potência em regime permanente é dado por:

$$f(x, u) = 0 \quad (4.1)$$

Na equação (4.1), f é o vetor das equações de balanço de potência ativa e reativa em todas as barras do sistema, o vetor x contém as variáveis dependentes, como ângulo e módulo das tensões. Por fim, u é o vetor das variáveis de controle, como geração de potência ativa e reativa em barras de geração, magnitudes de tensão em barras de geração e taps de transformadores.

Uma perturbação no vetor das variáveis dependentes x produzida por alterações nas variáveis de controle u , resulta em um novo ponto de regime permanente que pode ser descrito como:

$$f(x + \Delta x, u + \Delta u) = 0 \quad (4.2)$$

Expandindo f em Série de Taylor em torno de (x, u) e representando somente os termos de primeira ordem, resulta:

$$f(x + \Delta x, u + \Delta u) = f(x, u) + \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u = 0 \quad (4.3)$$

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

$$\frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u = 0 \quad (4.4)$$

$$\Delta x = - \left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)^{-1} \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u \quad (4.5)$$

A equação (4.5) representa o vetor tangente e mostra como as variáveis de estado se sensibilizam por uma variação nas variáveis de controle. Desta forma, é possível definir o índice de sensibilidade de uma entidade do sistema (β) em relação a um conjunto de variáveis dependentes x :

$$\beta = g(x) \quad (4.6)$$

$$\Delta \beta = \left(\frac{\partial g}{\partial x} \right)^T \Delta x \quad (4.7)$$

Substituindo a equação (4.5) na (4.7), obtém-se o índice de sensibilidade de uma variável em relação a um conjunto de variáveis de controle u :

$$\Delta \beta = - \left(\frac{\partial g}{\partial x} \right)^T \left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)^{-1} \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u \quad (4.8)$$

Por fim, é possível definir o vetor de índice de sensibilidade s , como sendo:

$$s = - \left(\frac{\partial g}{\partial x} \right)^T \left(\frac{\partial f}{\partial x} \right)^{-1} \frac{\partial f}{\partial u} \quad (4.9)$$

As matrizes $\frac{\partial f}{\partial x}$ e $\frac{\partial f}{\partial u}$ da equação (4.9) são Matrizes Jacobianas definidas em relação às variáveis dependentes e as de controle, respectivamente.

A análise de sensibilidade consiste no cálculo do índice de sensibilidade que indica a influência de uma variável controlável sobre uma variável qualquer do sistema. Dada uma mudança infinitesimal em uma variável de controle, o índice de sensibilidade calcula a alteração em pu da grandeza desejada. Além do índice de sensibilidade, é possível obter os valores estimados das grandezas de interesse após uma modificação em uma variável de controle.

É importante destacar que o índice de sensibilidade depende da configuração do sistema elétrico e não varia em função do acréscimo/decrécimo (Δu) da variável de controle. Isto decorre da linearização das equações do fluxo de potência, a partir da expansão na Série de Taylor vista na equação (4.5).

4.2.1 Análise de Sensibilidade no Auxílio à Divisão de Grupos para Região de Segurança

A vizinhança do ponto de operação em que a RS avalia a segurança é obtida com mudança de geração nas unidades geradoras. Ao se realizar alteração no despacho de uma usina, os fluxos de potência nos circuitos do sistema podem aumentar, diminuir ou até mesmo permanecer inalterados. Do ponto de vista elétrico, o ideal, ao se percorrer as diversas direções radiais ao caso-base, seria a alocação em cada grupo de geração da Região de Segurança de unidades geradoras que influenciem, da mesma maneira, nos fluxos de potência dos circuitos da rede (SANTOS, 2010). Assim, ao se deslocar em uma dada direção no nomograma, todas as usinas de determinado grupo contribuem com aumento ou diminuição no fluxo de potência nas linhas de transmissão da mesma forma.

Isto se deve à possibilidade de ocultação de informação adequada na visualização da RS. Caso duas usinas com comportamento distinto sejam alocadas no mesmo grupo, ao realizar o despacho da geração, uma delas irá aumentar o fluxo de potência em certo circuito, enquanto a outra diminuirá este fluxo. Isto pode implicar em uma visualização inadequada da operação do sistema, levando até mesmo a uma medida corretiva inadequada.

Devido a estas considerações, a análise de sensibilidade adotada aqui será a do tipo:

- $\frac{dPf}{dPg}$ que indica a variação no fluxo de potência dos circuitos, dada uma mudança na potência gerada das usinas.

Desta maneira, é possível verificar a influência da variável de controle, potência gerada das usinas do sistema, nos fluxos de potência nas linhas de transmissão que constituem as variáveis dependentes.

Destaca-se que o aumento da geração de uma unidade geradora dada por ΔP acarreta em uma diminuição correspondente $-\Delta P$ na barra swing do sistema. Nota-se, assim, uma influência da localização da barra swing na análise de sensibilidade.

4.3 Análise Modal

O estudo dos transitórios a que o sistema elétrico está sujeito na ocorrência de pequenas ou grandes perturbações, só pode ser analisado por meio de uma modelagem dinâmica dos componentes do SEP, envolvendo, além das equações algébricas da modelagem estática, as equações diferenciais.

O conjunto de equações algébricas representa a topologia da rede e suas impedâncias e o ponto de operação do sistema. Já as equações diferenciais descrevem o comportamento dinâmico dos componentes da rede elétrica como os geradores síncronos, os reguladores de velocidade e de tensão, estabilizadores de potência, motores de indução etc.

Nesse contexto, a estabilidade a pequenos sinais, como apresentado no Capítulo 2, consiste na habilidade do sistema em manter o sincronismo quando submetido a pequenas perturbações. A perturbação considerada deve ser tal que não altere significativamente o ponto de operação original, de modo que seja possível aproximar a dinâmica do modelo não linear em uma dinâmica resultante de um modelo linearizado. A análise a pequenos sinais utilizando técnicas lineares fornece informações valiosas sobre as características dinâmicas inerentes ao sistema (KUNDUR, 1994).

Os desenvolvimentos apresentados a seguir foram baseados em Kundur (1994), Savelli (2007), Passos Filho (2005) e Fernandes (2012).

4.3.1 Representação no Espaço de Estados

O comportamento de um sistema dinâmico pode ser representado por um conjunto de equações não lineares do tipo:

$$\dot{x}(t) = f(x(t), u(t), t) \quad (4.10)$$

onde $x(t)$ é um vetor de estados e $u(t)$ é o vetor das entradas, que são os sinais externos que influenciam o comportamento do sistema. O tempo é denotado por t e a derivada das variáveis de estado em relação ao tempo é representada por \dot{x} .

Caso o sistema seja autônomo, ou seja, as derivadas das variáveis de estado não sejam funções explícitas do tempo, a equação (4.10) pode ser simplificada para:

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (4.11)$$

As variáveis de saída podem ser expressas em função das variáveis de estado e de entrada, como:

$$y = g(x, u) \quad (4.12)$$

em que y é o vetor das variáveis de saída e g é o vetor de funções não lineares que relacionam a saída com as variáveis de estado e de entrada.

4.3.2 Linearização

A linearização da equação (4.11) é feita em torno de um ponto de operação. Considerando que as variáveis de estado representam a posição do estado num determinado tempo, suas derivadas em relação ao tempo representam a velocidade no espaço de estados. Desta forma, em um ponto de equilíbrio, ou seja, em uma condição em que todas as variáveis de estado não variam com o tempo, a velocidade do estado nesse ponto deve ser nula. Assim, considerando x_0 o vetor de variáveis de estado inicial e u_0 o vetor de entrada correspondente ao ponto de operação, a equação (4.11) pode ser escrita em relação a um estado de equilíbrio na forma:

$$\dot{x}_0 = f(x_0, u_0) = 0 \quad (4.13)$$

Admitindo uma pequena perturbação no sistema, tem-se:

$$x = x_0 + \Delta x \quad e \quad u = u_0 + \Delta u$$

em que Δ representa uma pequena alteração nas variáveis de entrada (Δu), implicando em um pequeno desvio nas variáveis de estado (Δx).

Considerando que o novo estado satisfaz a equação (4.11), vem:

$$\dot{x} = \dot{x}_0 + \Delta \dot{x} = f[(x_0 + \Delta x), (u_0 + \Delta u)] \quad (4.14)$$

Como a perturbação considerada é pequena, de modo que o sistema não se afaste significativamente do ponto de equilíbrio especificado, cada função f_i do conjunto de n funções não lineares pode ser expressa em termos da expansão em Série de Taylor. Desprezando os termos de ordem maiores que 1, tem-se:

$$\begin{aligned} \dot{x}_i &= \dot{x}_{i0} + \Delta \dot{x}_i = f_i [(x_0 + \Delta x), (u_0 + \Delta u)] \\ &\approx f_i(x_0, u_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \end{aligned} \quad (4.15)$$

sendo $i = 1, 2, \dots, n$, onde n representa a ordem do sistema e r representa o número de entradas.

Assumindo a equação (4.13) como verdadeira para todas as n funções não lineares, obtém-se:

$$\Delta \dot{x}_i = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (4.16)$$

Da mesma forma, a equação (4.12), após a linearização fica:

$$\Delta \dot{y}_j = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (4.17)$$

com $j = 1, 2, \dots, m$, sendo m o número de saídas do sistema.

As equações (4.16) e (4.17) podem ser representadas na forma matricial, como:

$$\begin{cases} \Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \\ \Delta \dot{y} = C \Delta x + D \Delta u \end{cases} \quad (4.18)$$

onde:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \dots & \cdot \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \dots & \cdot \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \dots & \cdot \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \dots & \cdot \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$$

As derivadas parciais descritas acima são avaliadas no ponto de equilíbrio do sistema em que a perturbação a pequenos sinais será analisada. Do conjunto de equações (4.18), tem-se:

- Δx é o vetor de estados de dimensão n ;
- Δu é o vetor de entradas de dimensão r ;
- Δy é o vetor de saídas de dimensão m ;
- A é a matriz de estados com dimensão $n \times n$;
- B é a matriz de controle ou de entrada com dimensão $n \times r$;
- C é a matriz de saídas com dimensão $m \times n$;
- D é a matriz de transmissão direta com dimensão $m \times r$.

O comportamento dinâmico do conjunto de equações (4.18) é válido no entorno do ponto de equilíbrio, visto que o sistema foi linearizado e os termos de 2ª ordem e superiores da Série de Taylor foram desprezados por serem muito menores em relação aos outros termos.

4.3.3 Autovalores e Autovetores

Considere A uma matriz de estados com dimensão $n \times n$, com elementos reais, que represente um sistema físico, como o próprio SEP. Os autovalores dessa matriz são definidos como sendo os valores de λ que solucionam, de forma não trivial ($\phi \neq 0$), a equação:

$$A \cdot \phi = \lambda \cdot \phi \quad (4.19)$$

sendo ϕ um vetor com dimensão $n \times 1$.

A equação (4.19) pode ser escrita na forma:

$$(A - \lambda I) \cdot \phi = 0 \quad (4.20)$$

sendo I uma matriz identidade de ordem $n \times n$.

A solução não trivial da equação (4.20) é tal que:

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (4.21)$$

Os n autovalores $(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$ da matriz A podem ser calculados por meio da solução da equação (4.21), que fornece um polinômio de grau n na variável λ , chamado de polinômio ou equação característica de A . Os autovalores podem ser reais ou complexos. Sendo A uma matriz real, os autovalores complexos aparecem na forma de pares conjugados.

Para qualquer autovalor λ_i , o vetor coluna ϕ_i que satisfaz a equação (4.20) é definido como sendo o autovetor à direita da matriz A associado ao autovalor λ_i . Deste modo, tem-se:

$$A \cdot \phi_i = \lambda_i \cdot \phi_i \quad \text{com } i = 1, 2, \dots, n \quad (4.22)$$

em que,

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

De forma similar, o vetor linha de dimensão $1 \times n$ que satisfaz a equação (4.24) é definido como autovetor à esquerda associado ao autovalor λ_i :

$$\psi_i \cdot A = \lambda_i \cdot \psi_i \quad \text{com } i = 1, 2, \dots, n \quad (4.24)$$

sendo,

$$\psi_i = [\psi_{i1}, \psi_{i2}, \dots, \psi_{in}] \quad (4.25)$$

Os autovetores à direita e à esquerda associados a diferentes autovalores são ortogonais, ou seja:

$$\psi_j \cdot \phi_i = 0 \quad (4.26)$$

No entanto, a relação entre autovetores associados ao mesmo autovalor é dada por:

$$\psi_i \cdot \phi_i = C_i \quad (4.27)$$

onde C_i é uma constante diferente de zero.

É possível, ao normalizar convenientemente os autovetores à direita e à esquerda, a obtenção da seguinte equação:

$$\psi_i \cdot \phi_i = 1 \quad (4.28)$$

4.3.4 Propriedades dos Autovalores e Autovetores

Os autovalores e autovetores à direita e à esquerda de uma matriz A , podem ser expressos em forma matricial, respectivamente, de modo que:

$$\Lambda = \begin{pmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_n \end{pmatrix} \quad (4.29)$$

$$\Phi = [\phi_1 \ \phi_2 \ \dots \ \phi_n] \quad (4.30)$$

$$\Psi = [\psi_1^T \ \psi_2^T \ \dots \ \psi_n^T]^T \quad (4.31)$$

Todas as matrizes acima possuem dimensão $n \times n$. Desta forma, as equações (4.22) e (4.28) escritas na forma matricial ficam:

$$A \cdot \Phi = \Phi \cdot \Lambda \quad (4.32)$$

$$\Psi \cdot \Phi = I \quad e \quad \Psi = \Phi^{-1} \quad (4.33)$$

Finalmente, é possível obter uma relação entre a matriz A e sua correspondente matriz de autovalores Λ :

$$\Phi^{-1} \cdot A \cdot \Phi = \Lambda \quad (4.34)$$

De modo geral, as variáveis de estado são acopladas umas às outras e a taxa de variação de cada uma no tempo é uma combinação linear das demais. Com o intuito de eliminar este acoplamento e facilitar o estudo do comportamento de um sistema com autovalores distintos, considera-se um novo vetor de variáveis de estado z , que se relaciona com o antigo na forma:

$$\Delta x = \Phi \cdot z \quad (4.35)$$

Considerando um estado de movimento livre (sem entradas) do tipo $\dot{\Delta x} = A \cdot \Delta x$, obtém-se:

$$\Phi \cdot \dot{z} = A \cdot \Phi \cdot z \quad (4.36)$$

Esta nova equação de estado pode ser escrita na forma:

$$\dot{z} = \Phi^{-1} A \cdot \Phi \cdot z \quad (4.37)$$

Logo, a partir da equação (4.34) vem:

$$\dot{z} = \Lambda z \quad (4.38)$$

Com isto, evidencia-se a importância da diagonalização da matriz de estados A , para a forma Λ , a qual permite o desacoplamento das variáveis, facilitando a interpretação e análise do problema.

Retornando à variável de interesse Δx , pode-se escrever a resposta no tempo do sistema linearizado de equações (4.19):

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^n \phi_i c_i e^{\lambda_i t} \quad (4.39)$$

sendo que,

- c_i corresponde ao produto escalar $c_i = \psi_i \Delta x(0)$;
- ψ_i são os autovetores à esquerda da matriz A ;
- $\Delta x(0)$ é a condição inicial do sistema;
- ϕ_i são os autovetores à direita associados à matriz A ;
- λ_i são os autovalores da matriz A .

Percebe-se, que a resposta no tempo do movimento livre de um sistema dinâmico pode ser dada em função dos autovalores e dos autovetores à direita e à esquerda da matriz de estados A . Nesta resposta no tempo, nota-se a importância dos autovalores, sendo os responsáveis pela dinâmica da solução, uma vez que esta resposta é uma combinação linear dos n modos dinâmicos, que correspondem aos autovalores. Por meio dos modos (autovalores) pode-se determinar a estabilidade a pequenos sinais do sistema. Os autovalores podem ser do tipo:

- **Autovalores reais:** correspondem aos modos não oscilatórios. Sendo o autovalor real e negativo, a resposta no tempo se caracteriza por uma exponencial decrescente, caracterizando a estabilidade. No caso de um autovalor real positivo, o sistema apresenta instabilidade por meio de uma exponencial crescente;
- **Autovalores complexos:** ocorrem em pares conjugados e cada par corresponde a um modo de oscilação. A parte real corresponde ao decaimento da resposta enquanto a parte imaginária constitui a frequência de oscilação. Supondo um autovalor do tipo:

$$\lambda = \sigma + j\omega \quad (4.40)$$

tem-se, de maneira análoga aos autovalores reais, σ positivo indica instabilidade, enquanto que negativo indica um sistema estável. A frequência de oscilação é dada por:

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (4.41)$$

e o amortecimento, que mostra o decaimento da amplitude de oscilação, é obtido por meio de:

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (4.42)$$

4.3.5 Mode-shape

A partir da equação (4.35), observa-se que o autovetor à direita apresenta uma relação direta entre o vetor de variáveis original x e o vetor de variáveis transformado z , que, por sua vez, pela equação (4.38), possui uma resposta dinâmica direta, pelo fato da matriz A ser uma matriz diagonal. Desta forma, a análise dos autovetores à direita permite analisar o comportamento de todas as variáveis de estado do sistema quando um determinado modo é excitado. O grau de

atividade associado à variável de estado x_k , para um dado modo i , é dado pelo elemento ϕ_{ki} do autovetor à direita ϕ_i .

Basicamente, o *mode-shape* corresponde à visualização gráfica do diagrama formado pela amplitude e fase do elemento ϕ_{ki} da matriz de autovetores à direita, relacionado a um dado modo i , ao se analisar um mesmo tipo de variável de saída (por exemplo, velocidade angular, tensão, ângulo delta etc). Assim, ao se atentar para os desvios de velocidade angular dos rotores da máquina de um sistema, frente à oscilação de um modo, tem-se o que se denomina *mode-shape* de velocidade.

Os principais modos de oscilação presentes no SEP são os: eletromecânicos, de controle (relacionados ao ajuste inadequado dos controles do sistema) e torcionais (devido à interação no conjunto turbina-rotor do gerador).

Os modos eletromecânicos possuem alta influência nos estados de velocidade e ângulo do rotor das máquinas. Estes modos são classificados em:

- **Modos intraplanta:** referem-se às oscilações entre as unidades geradoras de uma mesma usina, possuindo frequências maiores que 3 Hz;
- **Modos locais:** são associados às oscilações de um conjunto de unidades geradoras de uma usina em relação ao restante do sistema. Possuem frequências na ordem de 0,8 a 2 Hz;
- **Modos interárea:** são associados às oscilações de várias usinas de uma região contra máquinas de outra parte do sistema. Possuem frequências na faixa de 0,1 a 0,8 Hz.

4.3.6 Fatores de Participação

Como visto na seção anterior, os autovetores de um sistema mostram a intensidade da relação das variáveis de estado com os modos de oscilação. No entanto, os elementos dos autovetores à direita e à esquerda são dependentes das unidades associadas a cada variável de estado do problema. De maneira que, a utilização direta dessa relação pode levar a distorções na análise.

Uma alternativa para resolver esse problema é a utilização dos fatores de participação. Trata-se de uma ferramenta para análise da relação entre as variáveis de estado e os modos do sistema pela combinação dos autovetores à direita e à esquerda. Os fatores de participação são elementos da matriz de participação, que é apresentada a seguir:

$$P = [p_1 \ p_2 \ \dots \ p_n] \quad (4.43)$$

sendo:

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i}\psi_{i1} \\ \Phi_{2i}\psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni}\psi_{in} \end{bmatrix} \quad (4.44)$$

Desta forma, cada fator de participação p_{ki} mede a participação relativa da k -ésima variável de estado no i -ésimo modo. O efeito da multiplicação dos elementos dos autovetores à direita e à esquerda é que o fator de participação torna-se adimensional.

No estudo de estabilidade a pequenos sinais, os fatores de participação possuem um papel de destaque, visto que eles são capazes de identificar a natureza dos modos de oscilação, como por exemplo, os modos eletromecânicos. Além disso, por meio deles é possível determinar quais variáveis de estado possuem papel determinante no comportamento de um dado modo do sistema.

4.3.7 Análise Modal no Auxílio à Divisão de Grupos para Região de Segurança

Os modos eletromecânicos presentes em um sistema são caracterizados pelos autovalores com maior fator de participação das variáveis de velocidade angular (WW) ou de ângulo delta (DELT) da máquina síncrona. Estes modos ocorrem, normalmente, na faixa de 0,1 a 3,0 Hz. Além disso, o número de modos eletromecânicos é numericamente igual ao número de geradores modelados dinamicamente menos um (SEVILLANO, 2005).

O *mode-shape* foi utilizado, neste trabalho, para determinação dos grupos de geração, por conter informações dinâmicas importantes do sistema e mostrar como as máquinas oscilam entre si. Por meio do módulo do *mode-shape* identifica-se o grau de influência de determinada máquina e por

intermédio do ângulo distingue-se o conjunto de geradores que interagem entre si. Para sistemas interligados, especificamente nos modos eletromecânicos com frequências na faixa relacionada aos modos interárea, percebe-se um comportamento antagônico das unidades geradoras de áreas distintas. Já para sistemas de pequeno porte, os modos eletromecânicos locais mostram oscilações entre máquinas eletricamente próximas.

Fez-se uso do programa Pacdyn (CEPEL, 2009), que por meio do método QR, calcula os autovalores e autovetores do sistema. O mesmo Pacdyn fornece o *mode-shape* associado ao modo e à variável desejada.

5 RESULTADOS

5.1 Considerações Iniciais

As técnicas apresentadas no Capítulo 4 serão agora aplicadas a três sistemas para definição dos três grupos geradores a serem utilizados na RS.

O primeiro sistema testado é o New England de 39 barras que representa o equivalente de um sistema real. Os outros dois são os sistemas-teste brasileiro de 65 e de 107 barras, que foram propostos por Alves (2007) e tiveram como origem o SEB, preservando sempre que possível características e particularidades do mesmo, visando uma representação fiel do comportamento de uma dada porção do sistema. Os dados empregados na criação destes sistemas-teste foram definidos por similaridade de topologia extraídos do SEB, além de uma relação verossímil dos respectivos parâmetros elétricos e as condições operativas a que o sistema elétrico nacional está sujeito.

5.2 Sistema New England

O sistema New England apresentado na Figura 5.1 possui 10 unidades geradoras e 39 barras, das quais a 39 é uma barra infinita, representando um equivalente de parte do sistema, e também a barra swing. Os dados da rede elétrica encontram-se no Anexo B. A Tabela 5.1 mostra a distribuição de geração pelas unidades geradoras que supre o montante de carga de 6150,5 MW e 1408,9 Mvar.

Tabela 5.1 – Dados de geração das unidades geradoras do sistema New England

Barra	Nome	Geração de Potência Ativa (MW)			Geração de Potência Reativa (Mvar)		
		Pg	Pmin	Pmax	Qg	Qmin	Qmax
30	Gerador # 30	250	0	300	146,34	-999	999
31	Gerador # 31	573,2	0	612	207,07	-999	999
32	Gerador # 32	650	0	765	205,3	-999	999
33	Gerador # 33	632	0	700	108,56	-999	999
34	Gerador # 34	508	0	613	166,49	-999	999
35	Gerador # 35	650	0	798	209,3	-999	999
36	Gerador # 36	560	0	660	102,1	-999	999
37	Gerador # 37	540	0	660	0,41	-999	999
38	Gerador # 38	830	0	1151	23,02	-999	999
39	Gerador # 39	1000	0	10000	87,43	-999	999
Total		6193,2	0	16259	1256,02	-9990	9990

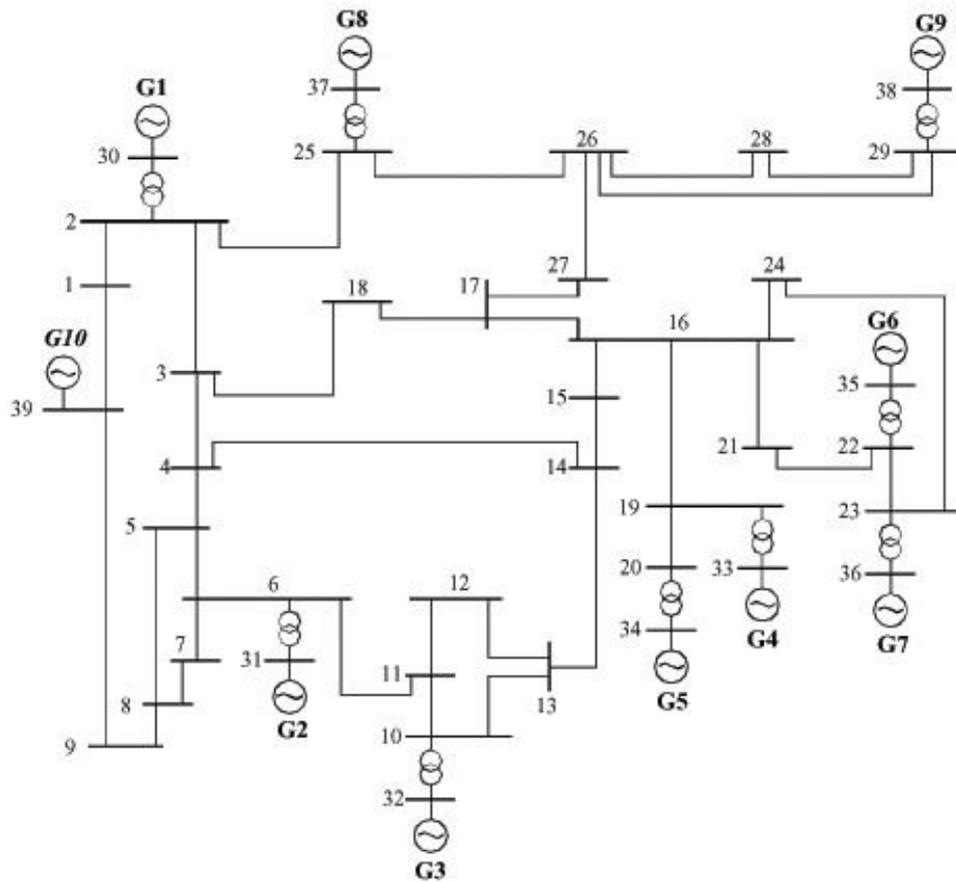


Figura 5.1 – Diagrama unifilar do sistema New England

5.2.1 Análise de Sensibilidade

A Tabela 5.2 mostra o resultado da aplicação da análise de sensibilidade $\frac{dPf}{dPg}$ ao sistema New England. Os dados da tabela representam os valores estimados de variação dos fluxos nos circuitos, dado um incremento de 100 MW em cada unidade geradora. Desta maneira, cada coluna da tabela retrata uma análise de sensibilidade, em que a potência gerada na unidade em questão é a variável de controle. As linhas da tabela são os circuitos e representam as variáveis dependentes. Os algarismos em verde indicam um aumento nos fluxos de potência dos circuitos, enquanto os algarismos vermelhos indicam uma diminuição nesses fluxos. As células são preenchidas com estas mesmas cores quando o valor estimado supera em módulo 2 MW, indicando os circuitos sensíveis à modificação na potência ativa gerada das usinas. Analisando

os dados não é possível verificar nenhum padrão de comportamento nos circuitos em relação às usinas. Isto pode ser explicado pela topologia do sistema, que por apresentar uma rede malhada, não possui uma divisão clara de áreas com comportamentos distintos. Desta forma, a análise de sensibilidade não indica nenhuma divisão possível de grupo para a RS.

Tabela 5.2 – Valores estimados da análise de sensibilidade para o sistema New England

De	Para	GER 30	GER 31	GER 32	GER 33	GER 34	GER 35	GER 36	GER 37	GER 38
1	2	61,61	40,36	42,5	50,08	50,2	50,48	50,23	58,22	53,93
1	39	61,61	40,36	42,5	50,08	50,2	50,48	50,23	58,22	53,93
2	3	30,68	-32,71	-33,8	-32,56	-32,65	-32,82	-32,65	20,46	-5,62
2	25	-7,25	7,96	9,03	17,9	17,93	18,04	17,96	79,13	48,72
2	30	100	0	0	0	0	0	0	0	0
3	4	26,02	-27,49	-25,68	7,09	7,11	7,15	7,11	23,63	19,21
3	18	-4,38	4,94	7,83	39,38	39,49	39,7	39,5	3,34	24,79
4	5	-25,27	24,53	3,15	-25,22	-25,29	-25,42	-25,29	-24,61	-25,04
4	14	-0,71	2,92	22,5	18,14	18,19	18,29	18,19	1,01	5,85
5	6	-4,02	51,95	31,06	0,45	0,45	0,45	0,46	-3,51	-2,43
5	8	21,31	27,36	27,9	25,73	25,8	25,94	25,81	21,17	22,67
6	7	16,54	31,91	28,45	20,97	21,03	21,14	21,04	16,53	17,95
6	11	12,51	-16,04	59,57	21,43	21,48	21,6	21,5	13,02	15,53
6	31	0	100	0	0	0	0	0	0	0
7	8	16,46	31,74	28,3	20,87	20,92	21,03	20,93	16,45	17,86
8	9	37,65	30,46	27,56	17,98	18,1	18,36	18,12	9,03	11,94
9	39	37,66	30,11	27,21	17,63	17,75	18	17,77	8,67	11,59
10	11	11,49	-14,7	59,13	19,68	19,72	19,83	19,74	11,96	14,26
10	13	-11,49	14,7	40,87	-19,68	-19,72	-19,83	-19,74	-11,96	-14,26
10	32	0	0	100	0	0	0	0	0	0
12	11	-1,12	1,43	-0,89	-1,91	-1,92	-1,93	-1,92	-1,16	-1,39
12	13	1,12	-1,43	0,89	1,91	1,92	1,93	1,92	1,16	1,39
13	14	-12,58	16,11	39,89	-21,54	-21,59	-21,72	-21,61	-13,09	-15,61
14	15	-11,81	13,09	17,09	-25,97	-25,87	-25,66	-25,85	-14,04	-21,41
15	16	11,79	-13,07	-17,07	39,59	39,69	39,91	39,71	14,02	21,38
16	17	-11,86	13,12	17,12	57,95	58,09	58,42	58,14	-14,11	-21,51
16	19	0	0	0	97,76	98	-0,02	-0,03	0	-0,01
16	21	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,02	63,62	51,49	-0,01	-0,01
16	24	0	0	0	0	0	34,93	46,58	0	0
17	18	-4,4	4,96	7,86	39,51	39,61	39,82	39,62	3,35	24,86
17	27	-7,42	8,13	9,22	18,29	18,33	18,44	18,36	-9,58	19,31
19	20	0	0	0	0,01	-99,33	0,01	0,01	0	0
19	33	0	0	0	99,09	0	0	0	0	0
20	34	0	0	0	-0,01	99,08	-0,01	-0,01	0	0
21	22	0	-0,01	-0,01	-0,02	-0,02	63,94	51,75	-0,01	-0,01
22	23	0	0	0	0	0	35,47	-33,4	0	0
22	35	0	0	0	0	0	100	0	0	0
23	24	0	0	0	0,01	0,01	35,45	47,27	0	0,01
23	36	0	0	0	0	0	-0,01	99,49	0	0
25	26	7,5	-8,21	-9,31	-18,48	-18,51	-18,63	-18,55	17,61	-50,36
25	37	0	0	0	0	0	0	0	99,39	0
26	27	7,47	-8,17	-9,27	-18,39	-18,43	-18,54	-18,46	17,54	46,6
26	28	0,01	0	0	0	0	0	0,01	0	48,46
26	29	0	0	0	0	0	0	0	0	48,3
28	29	0	0	0	0	0	0	0	0	49
29	38	0	0	0	0	0	0	0	0	98,73

5.2.2 Análise Modal

Para a análise modal, foram representadas dinamicamente as máquinas síncronas e os reguladores de tensão conforme Tabela B.5 do Anexo B. A representação desses elementos foi baseada em Passaro (2013).

Por possuir 10 máquinas, o sistema New England possui nove modos eletromecânicos. Estes autovalores são mostrados na Tabela 5.3 em ordem crescente de amortecimento. Os modos representados por células verdes são os locais, enquanto que o modo em azul é o interárea. Verifica-se que todos eles apresentam baixo amortecimento, com valores menores que 15%. Os *mode-shapes* de velocidade dos primeiros seis modos eletromecânicos são exibidos nas Tabelas 5.4 e 5.5. Os módulos cuja participação é considerada relevante foram destacados. Os destaques em azul e vermelho mostram a oscilação entre as máquinas, a partir da fase do autovetor à direita de cada um deles.

Tabela 5.3 – Modos eletromecânicos do sistema New England

Modos	Autovalor		Frequência (Hz)	Amortecimento (%)	Fator de Participação
	Real	Imaginário			
1	-0,2388	5,74	0,9136	4,1573	DELT Gerador 38
2	-0,139	3,2419	0,516	4,2827	DELT Gerador 38
3	-0,4669	7,8736	1,2531	5,9189	WW Gerador 34
4	-0,4376	6,4432	1,0255	6,7761	DELT Gerador 32
5	-0,9769	11,197	1,782	8,6921	WW Gerador 35
6	-0,8593	9,8357	1,5654	8,7037	WW Gerador 31
7	-1,008	11,049	1,7584	9,0858	WW Gerador 34
8	-1,1525	10,573	1,6828	10,836	DELT Gerador 37
9	-1,1439	9,0642	1,4426	12,521	DELT Gerador 30

Verifica-se pela Tabela 5.4 que o modo interárea 2 não apresenta oscilação entre os geradores, tendo todas as máquinas em um mesmo sentido. Este fato pode ser explicado pelo sistema New England ser de médio porte e malhado, o que acaba não apresentando distinção de áreas.

Analisando os modos locais do sistema, verifica-se que a melhor divisão de grupos pela análise modal é a seguinte:

- **Grupo 1:** Geradores 30 e 37;
- **Grupo 2:** Geradores 38, 35 e 36;
- **Grupo 3:** Geradores 31, 32, 33 e 34.

Tabela 5.4 – *Mode-shape* dos modos 1, 2 e 3

Gerador	Modo 1		Modo 2		Modo 3	
	Módulo	Fase (°)	Módulo	Fase (°)	Módulo	Fase (°)
Gerador # 30	0,00928	-141,14	0,6142	-2,5240	0,2925	-32,735
Gerador # 31	0,2185	-177,98	0,6023	-0,9743	0,1213	-26,799
Gerador # 32	0,4574	173,93	0,7425	-1,6238	0,2998	-177,36
Gerador # 33	0,2911	-172,7	0,8288	-0,4824	0,8889	4,3196
Gerador # 34	0,3058	-174,54	0,8413	-1,0405	1,0000	0,0000
Gerador # 35	0,3343	-174,42	0,8344	-0,5222	0,1408	-13,131
Gerador # 36	0,691	-176,93	1,0000	0,0000	0,5882	-177,62
Gerador # 37	0,05065	-6,9256	0,6288	-0,5710	0,2152	-11,388
Gerador # 38	1,0000	0,0000	0,9721	0,3605	0,1463	172,21

Tabela 5.5 – *Mode-shape* dos modos 4, 5 e 6

Gerador	Modo 4		Modo 5		Modo 6	
	Módulo	Fase (°)	Módulo	Fase (°)	Módulo	Fase (°)
Gerador # 30	0,06333	10,032	0,01719	62,268	0,3671	198,74
Gerador # 31	0,3134	10,528	0,08704	-176,05	1,0000	0,0000
Gerador # 32	1,0000	0,0000	0,01211	-169,74	0,1534	178,78
Gerador # 33	0,1108	171,34	0,5453	166,23	0,07928	145,05
Gerador # 34	0,1185	169,19	0,2887	-22,826	0,1197	134,15
Gerador # 35	0,2318	-179,58	1,0000	0,0000	0,0646	330,08
Gerador # 36	0,7621	-178,42	0,1775	-173,12	0,03256	152,01
Gerador # 37	0,04224	20,959	0,2144	-173,64	0,2669	276,66
Gerador # 38	0,0445	-127,79	0,00594	-176,16	0,02811	100,71

Apesar do modo 1 apresentar uma oscilação das máquinas 35 e 36 em relação ao gerador 38, percebe-se pela análise dos modos 3, 4 e 5 que as máquinas 35 e 36 possuem comportamento oposto em relação às unidades 31, 32, 33 e 34. Sendo assim, devem pertencer a grupos distintos. O modo 6 mostra uma oscilação entre a unidade 30 e a 31, com isto, a usina 37 se une a 30 pela proximidade topológica e formam o outro grupo.

A Figura 5.2 mostra o nomograma G1 x G2 da Região de Segurança Dinâmica para esta definição de grupo proposta. A contingência considerada foi um curto-circuito na barra 28, por

meio da aplicação de um reator shunt com eliminação após 100ms por meio da abertura da linha de transmissão entre as barras 28 e 29. Nota-se que a partir de um determinado valor, o aumento no despacho das máquinas do G2, ocasiona a instabilidade do sistema, representada pelas direções com um círculo. Isto se deve à localização da falta, que se trata de uma das linhas de transmissão responsável pelo escoamento da geração da unidade geradora 38, pertencente ao grupo 2.

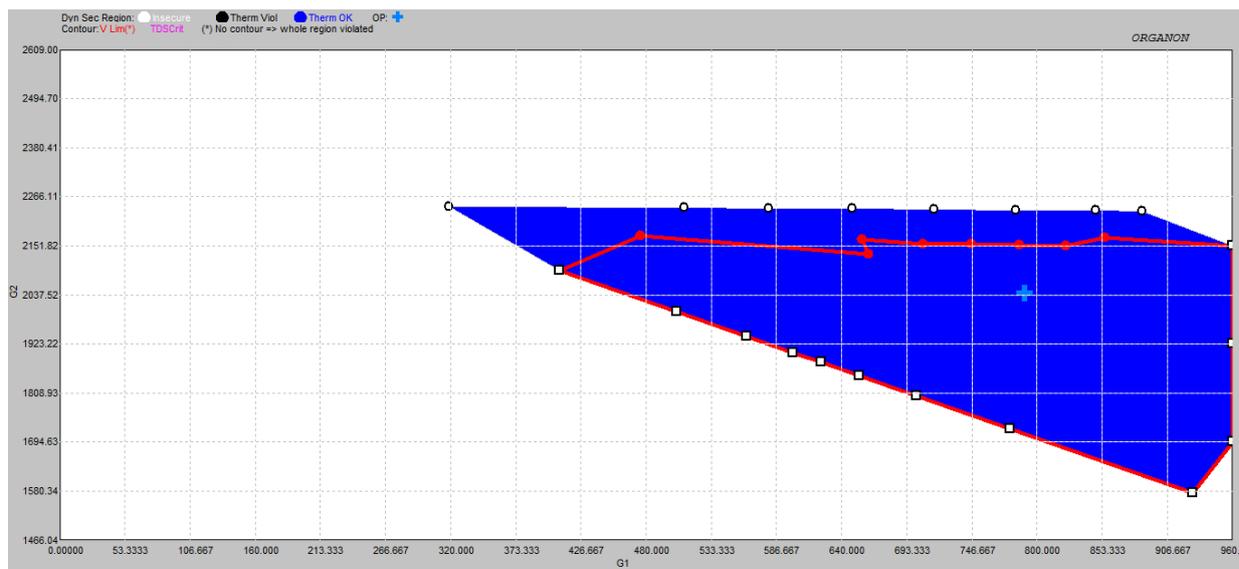


Figura 5.2 – Nomograma G1 x G2 da RSD do sistema New England

A análise de sensibilidade aplicada ao sistema New England não auxiliou na divisão de grupos para a RS. Da mesma maneira, o modo eletromecânico relacionado à interação entre áreas também não. Isto pode ser explicado pelo médio porte do sistema, que impossibilita a divisão de áreas com comportamento distinto. No entanto, os modos locais permitiram visualizar oscilações entre máquinas que auxiliaram na divisão das usinas em três grupos de geração.

5.3 Sistema-Teste de 65 Barras

Na Figura 5.3 é apresentado o diagrama unifilar do sistema-teste de 65 barras, que representa uma porção da região Sul com as redes de 230 kV e 500 kV, mais a rede de 500 kV da região Sudeste do Brasil, formando um sistema interligado. Este sistema-teste está dividido em dois subsistemas denominados de área Sul e área Sudeste, conectados eletricamente por dois longos circuitos em 500 kV, ligando a subestação de Bateias no Sul à subestação de Campinas no Sudeste, com a subestação de Ibiúna, que possui um compensador síncrono, entre elas.

Este sistema possui uma distribuição de forma equilibrada da capacidade total de geração, sendo 8.946,2 MW gerados na região Sudeste e 8.912 MW na região Sul. Além disso, ocorre um equilíbrio também na distribuição das cargas, sendo 4.398 MW no Sudeste e 5.689,1 MW no Sul. A distribuição da geração para o caso-base escolhido está representada na Tabela 5.6. Os valores de geração máxima e mínima em cada máquina são referentes ao número mínimo de máquinas capaz de suprir a geração de potência ativa e reativa do ponto de operação. A barra swing deste sistema é a de G. B. Munhoz (800). A Tabela 5.7 apresenta um resumo entre as áreas do sistema, indicando geração, carga, perda e exportação de cada região. Observa-se que para o ponto de operação em questão, a região Sul exporta um montante de potência ativa ao Sudeste na ordem de 475 MW. Demais dados da rede elétrica deste sistema encontram-se no Anexo C.

Tabela 5.6 – Dados de geração das unidades geradoras do sistema-teste de 65 barras

Barra	Nome	Potência Ativa (MW)			Potência Reativa (Mvar)		
		Pg	Pmin	Pmax	Qg	Qmin	Qmax
18	Itumbiara	800	800	1520	-326,04	-364	400
20	Marimbondo	750	550	930	-258,69	-400	400
48	Ibiúna	0	0	0	-614,34	-810	900
300	Emborcação	600	570	894	-226,44	-330	294
301	Jaguara	250	240	300	-85,9	-105	105
302	Nova Ponte	350	330	510	-145,95	-150	150
303	São Simão	550	540	840	-224,09	-300	300
500	Água Vermelha	700	500	930,8	-54,5	-360	360
800	G. B. Munhoz	1052,59	720	1255,5	8,67	-600	600
808	Salto Caxias	1150	940	1240	47,94	-600	600
810	Salto Segredo	1200	720	1260	-155,5	-400	532
904	Itá	700	510	870	-228,16	-285	285
915	Machadinho	600	520	760	-203,45	-344	310
919	Salto Osório	700	480	728	149,65	-148	220
925	Salto Santiago	950	660	1065	14,21	-330	315
Total		10352,59	8080	13103,3	-2302,59	-5526	5771

Tabela 5.7 – Dados das áreas do sistema-teste de 65 barras

Área	Geração		Carga		Perdas		Exportação	
	(MW)	(Mvar)	(MW)	(Mvar)	(MW)	(Mvar)	(MW)	(Mvar)
Sudeste	4000	-1935,95	4398	1021	76,18	-2484,21	-474,18	-472,73
Sul	6352,59	-366,64	5689,1	1439,6	186,21	-1204,78	477,28	-489,84
Total	10352,59	-2302,59	10087,1	2460,6	262,39	-3688,99		

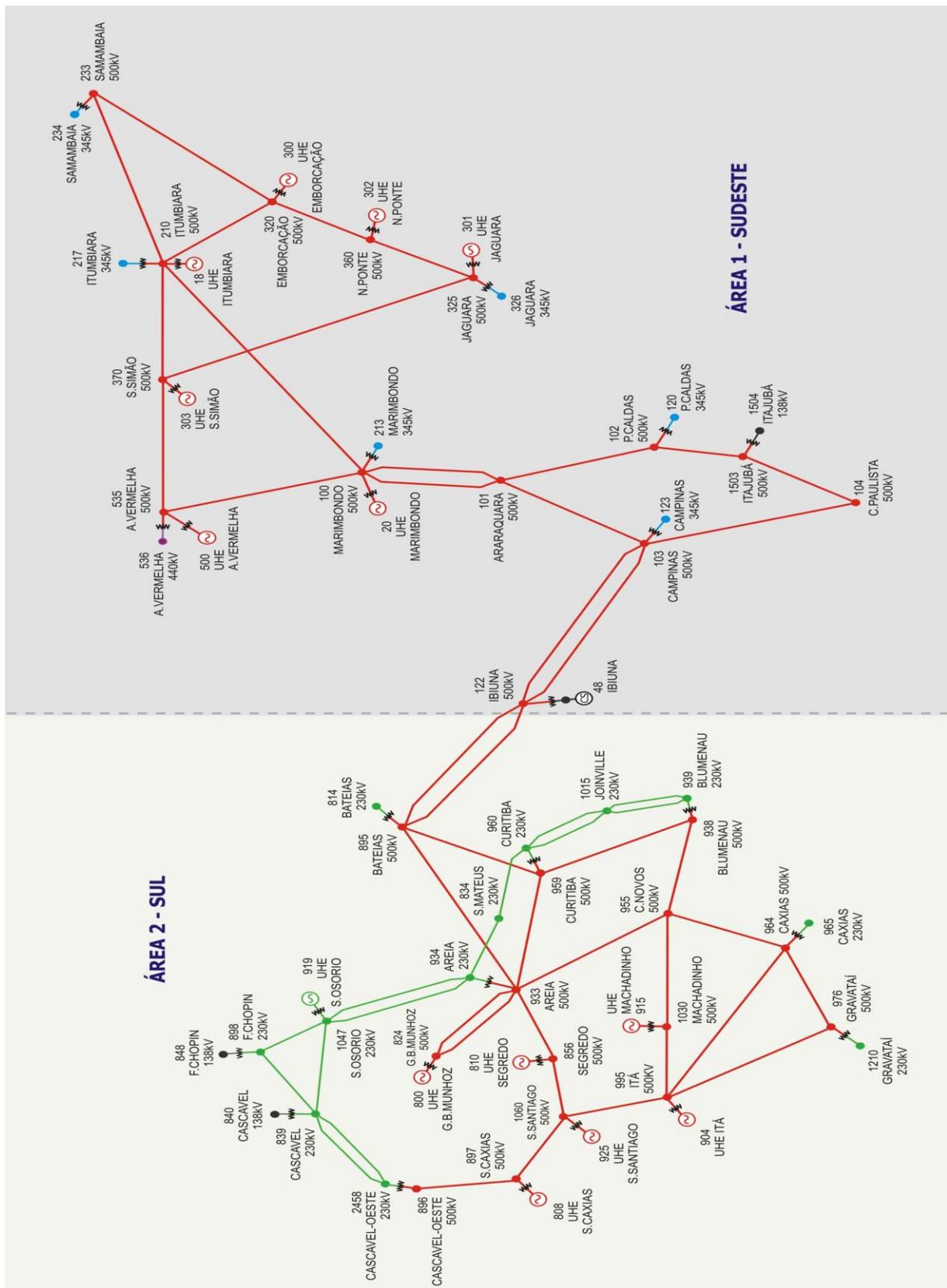


Figura 5.3 – Diagrama unifilar do sistema-teste brasileiro de 65 barras

5.3.1 Análise de Sensibilidade

Inicialmente, é realizada a análise de sensibilidade que indica os geradores que influenciam da mesma forma nos circuitos da rede elétrica. Do mesmo modo que no sistema New England, as grandezas das Tabelas 5.8 e 5.9 se referem aos valores estimados de variação nos fluxos dos circuitos, dado um incremento de 100 MW em cada usina do sistema. Além disso, as células preenchidas em verde indicam um aumento no fluxo de potência do circuito, enquanto as preenchidas em vermelho indicam uma diminuição nesses fluxos quando o valor estimado supera em módulo 2 MW, indicando os circuitos sensíveis à modificação na potência ativa gerada das usinas. As linhas da Tabela 5.8 referem-se aos circuitos da região Sudeste e as da Tabela 5.9 representam os da região Sul.

Tabela 5.8 – Valores estimados da análise de sensibilidade nos circuitos da região Sudeste (sistema-teste de 65 barras)

De	Para	SUDESTE							SUL					
		GER18	GER20	GER300	GER301	GER302	GER303	GER500	GER808	GER810	GER904	GER915	GER919	GER925
100	20 #1	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100	101 #1	48,9	49,8	48,5	48,4	48,3	48,7	49,1	0	0	0	0	0	0
100	101 #2	49,3	50,2	48,9	48,7	48,7	49	49,5	0	0	0	0	0	0
100	210 #1	64,5	-0,1	60,3	53,8	57,1	43,1	27,5	0	0	0	0	0	0
100	213 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100	535 #1	33,6	0,1	37	43,3	39,8	54,6	71	0	0	0	0	0	0
101	102 #1	19,6	20,1	19,4	19,3	19,3	19,5	19,7	0	0	0	-0,1	0	0
101	103 #1	75,9	77,2	75,3	75,1	75	75,6	76,2	0	0	0	0	0	0
102	120 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
102	1503 #1	19	19,5	18,8	18,8	18,7	18,9	19,1	0	0	0	0	0	0
103	123 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
104	103 #1	-18,5	-19,1	-18,4	-18,3	-18,3	-18,5	-18,6	0	0	0	0	0	0
104	1503 #1	18,5	19,1	18,4	18,3	18,3	18,5	18,6	0	0	0	0	0	0
122	48 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
122	103 #1	-46,7	-47,6	-46,3	-46,2	-46,1	-46,5	-46,9	0	0	0	0	0	0
122	103 #2	-46,7	-47,6	-46,3	-46,2	-46,1	-46,5	-46,9	0	0	0	0	0	0
210	18 #1	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
210	217 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
210	217 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
210	370 #1	-27,3	-0,1	-16,4	2,5	-7,7	35	22,4	0	0	0	0	0	0
233	210 #1	1,1	-0,1	-14,9	-10	-12,6	-1,9	-1,2	-0,1	0	0	0	-0,1	0
233	320 #1	-1,1	0,1	14,9	10	12,6	1,9	1,2	0,1	0	0	0	0,1	0
234	233 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
234	233 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
320	210 #1	-5,8	-0,1	63,2	42,5	53,6	7,1	4,5	0	0	0	0	0	0
320	300 #1	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
320	360 #1	-7	0	-21,5	52,7	66,5	9	5,7	0	0	0	0	0	0
325	301 #1	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
325	326 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
325	326 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
325	360 #1	7	0	21,6	-52,9	33,2	-9	-5,7	0	0	0	0	0	0
325	370 #1	7	0	21,6	47,1	33,2	-9	-5,7	0	0	0	0	0	0
360	302 #1	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0
370	303 #1	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0
370	535 #1	34,4	0,1	37,9	44,3	40,7	55,8	-28,2	0	0	0	0	0	0
535	500 #1	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0
536	535 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1503	1504 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 5.9 – Valores estimados da análise de sensibilidade nos circuitos da região Sul (sistema-teste de 65 barras)

De	Para	SUDESTE							SUL					
		GER18	GER20	GER300	GER301	GER302	GER303	GER500	GER808	GER810	GER904	GER915	GER919	GER925
814	895 #1	-0,4	-0,5	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	0,1	0,1	0	-0,1	0,2	0,1
814	895 #2	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	0,1	0,1	-0,1	-0,1	0,2	0,1
824	800 #1	-100	-102	-99,2	-99	-98,8	-99,6	-100,5	-95,5	-97,9	-100,6	-101,2	-90,8	-96,8
824	933 #1	-50,4	-51,4	-49,9	-49,8	-49,7	-50,1	-50,6	-48,1	-49,3	-50,7	-50,9	-45,7	-48,7
824	933 #2	-49,6	-50,6	-49,2	-49	-49	-49,3	-49,8	-47,3	-48,5	-49,9	-50,1	-45	-48
834	934 #1	-3,8	-3,9	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	0,4	0,1	-0,8	-1	1,8	0,1
839	840 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
839	840 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
839	898 #1	0	0	0	0	0	0	0	-5,8	-1,4	-1,5	-1,1	24,8	-2,8
839	1047 #1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-5,9	-1,4	-1,4	-1	25,5	-2,8
839	2458 #1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-5,6	-1,3	-1,4	-1	24,2	-2,7
839	2458 #2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-6	-1,4	-1,5	-1,1	26,1	-2,9
856	810 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0
856	933 #1	6,3	6,4	6,2	6,2	6,2	6,2	6,3	67,1	86,8	40,3	30,2	38	72,4
856	1060 #1	6,3	6,4	6,2	6,2	6,2	6,2	6,3	67,1	-13,2	40,3	30,2	38	72,4
895	122 #1	-47,2	-48,2	-46,8	-46,7	-46,7	-47	-47,4	0,1	0,1	0	0	0,1	0,1
895	122 #2	-47,2	-48,2	-46,8	-46,7	-46,7	-47	-47,4	0,1	0,1	0	0	0,1	0,1
896	897 #1	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	11,6	2,7	2,9	2,1	-50,3	5,6
897	808 #1	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0
898	848 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
898	1047 #1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-5,9	-1,4	-1,4	-1	25,4	-2,8
933	895 #1	-44,8	-45,7	-44,5	-44,4	-44,3	-44,6	-45	-2,4	-1,3	-7,1	-8,3	-2	-2,5
933	955 #1	-11,8	-12	-11,7	-11,6	-11,6	-11,7	-11,8	-14,2	-7,6	-42,9	-51,3	-8,4	-15,3
933	959 #1	-33,4	-34	-33,1	-33	-33	-33,2	-33,5	-2,8	-1,5	-7,7	-9,1	-2,4	-2,9
934	933 #1	-3,3	-3,4	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-10,7	-2,6	-3,4	-2,8	-7,3	-5,3
934	1047 #1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	5,4	1,3	1,3	1	21,4	2,6
934	1047 #2	0	0	0	0	0	0	0	5,4	1,3	1,3	1	21,4	2,6
938	955 #1	-16,5	-16,9	-16,4	-16,3	-16,3	-16,4	-16,6	4,6	2,5	14,5	17,2	2,5	5
938	959 #1	14,9	15,2	14,7	14,7	14,7	14,8	14,9	-4,1	-2,2	-12,5	-14,8	-2,4	-4,4
939	938 #1	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	-1,2	0,3	0,2	0,6	0,7	0,2	0,3
939	938 #2	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	0,4	0,2	0,7	0,8	0,3	0,4
939	938 #3	-2,1	-2,2	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	-2,1	0,7	0,4	0,6	0,6	0,7	0,6
939	1015 #1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	-0,3	-0,2	-1	-1,2	-0,1	-0,3
939	1015 #2	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	-0,3	-0,2	-1	-1,2	-0,1	-0,3
955	964 #1	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	-4,8	-2,6	-15,1	-2,1	-2,8	-5,2
959	895 #1	18,3	19,4	17,9	17,8	17,7	18,1	18,6	2,4	1,3	6,7	7,9	2	2,5
960	834 #1	-3,6	-3,7	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	-3,6	0,4	0,1	-0,7	-0,9	1,7	0,1
960	959 #1	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	-0,3	-0,1	-0,8	-0,9	-0,7	-0,2
960	959 #2	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	-0,2	-0,1	-0,8	-0,9	-0,6	-0,2
960	1015 #1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	-0,2	-0,1	-1	-1,2	0	-0,3
960	1015 #2	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	-0,3	-0,1	-1	-1,2	-0,1	-0,3
964	976 #1	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	-1,8	-1	-5,7	-0,8	-1,1	-2
965	964 #1	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	0,3	0,2	-0,1	-0,1	0,3	0,3
965	964 #2	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	0,3	0,2	-0,1	-0,1	0,3	0,3
976	995 #1	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	-0,7	1,8	1	5,6	0,8	1,1	2
995	904 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,8	0	0	0
995	964 #1	-1	-1,1	-1	-1	-1	-1	-1	3,1	1,7	9,4	1,3	1,9	3,4
995	1030 #1	-4,1	-4,2	-4,1	-4	-4	-4,1	-4,1	14,1	7,5	42,6	-33,5	8,1	15,2
995	1060 #1	-5,9	-6	-5,8	-5,8	-5,8	-5,9	-5,9	19,1	10,3	-42	-31,4	11,2	20,6
1030	915 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0
1030	955 #1	-4	-4,1	-4	-4	-4	-4	-4	14,1	7,5	42,5	66,6	8,2	15,2
1047	919 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,7	0
1060	897 #1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	87,3	-2,7	-2,8	-2,1	49,8	-5,6
1060	925 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99,8
2458	896 #1	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	12	2,8	2,8	2	-49,1	5,7

Da análise da Tabela 5.8, nota-se que um incremento de geração nas usinas da área Sul, colunas 10 a 15, não sensibiliza nenhum circuito da área Sudeste, o que evidencia a separação elétrica entre essas duas regiões. Já, uma variação nas máquinas do Sudeste, implica em alteração no perfil dos fluxos dos circuitos desta mesma região de maneira similar em todas as linhas e transformadores.

Analisando a Tabela 5.9, é possível verificar que praticamente todas as linhas de transmissão do Sudeste sofrem uma variação em seus fluxos, mas em muitos casos com valores muito pequenos de sensibilidade, indicando uma distância elétrica considerável entre o circuito e o gerador em questão. Apesar dessas pequenas variações nos fluxos em muitos circuitos, percebe-se uma mudança de comportamento a partir da coluna 10 (mudança das máquinas da área Sudeste para as do Sul), o que indica uma alteração na influência dos geradores de cada região sobre os circuitos.

Nas células em destaque da Tabela 5.9, percebe-se como a geração da barra swing (800) é alterada pela análise de sensibilidade. Em todos os casos, o incremento de 100 MW na geração das usinas implica em uma diminuição em torno de 100 MW do fluxo no transformador 800-824 e um decréscimo, em torno de 50 MW, nos dois circuitos que conectam a alta do transformador (824) ao sistema de 500 kV da região Sul na subestação de Areia (933).

Nota-se, portanto, da análise de sensibilidade para o sistema-teste de 65 barras, uma conexão entre os geradores do Sudeste assim como entre as máquinas da região Sul. Deste modo, têm-se dois grupos bem definidos a ser dividido o sistema. Como para análise da RS necessita-se de 3 grupos geradores, há a necessidade de subdividir uma dessas áreas em duas. Ressalta-se, porém, que qualquer subdivisão da região Sul ou da Sudeste não acarretará em visualização inadequada da RS, pois as usinas desses sistemas possuem a mesma influência em praticamente todos os circuitos de sua região.

5.3.2 Análise Modal

O sistema-teste de 65 barras possui sete unidades geradoras no Sul e sete no Sudeste, além de um compensador síncrono. A Tabela C.5 do Anexo C contém os modelos da representação dinâmica das máquinas síncronas e de seus controladores e foi baseada nos dados encontrados em Alves (2007). A Tabela 5.10 apresenta os 14 modos eletromecânicos do sistema em ordem decrescente

de frequência. As células em verde representam os modos locais com frequências entre 0,8 e 2 Hz, enquanto as células em azul equivalem aos modos interárea com frequência entre 0,1 e 0,8 Hz.

Tabela 5.10 – Modos eletromecânicos do sistema-teste brasileiro de 65 barras

Modos	Autovalor		Frequência (Hz)	Amortecimento (%)	Fator de Participação
	Real	Imaginário			
1	-3,793	12,412	1,9754	29,225	DELTA IBIUNA 48
2	-2,1992	10,332	1,6444	20,819	WW SSANTIAGO 925
3	-3,517	9,1584	1,4576	35,85	WW N.PONTE 302
4	-3,2295	8,849	1,4084	34,284	WW SSEGREDO 810
5	-1,9092	7,9026	1,2577	23,484	DELTA A.VERMELHA 500
6	-1,645	7,8962	1,2567	20,395	DELTA JAGUARA 301
7	-1,2149	7,8407	1,2479	15,312	WW SOSORIO 919
8	-2,3611	7,8223	1,245	28,896	DELTA SCAXIAS 808
9	-2,7575	6,7802	1,0791	37,674	DELTA MARIMBONDO 20
10	-1,1227	6,6307	1,0553	16,694	DELTA ITA 904
11	-1,0887	6,285	1,0003	17,069	DELTA MACHADINHO 915
12	-1,4308	5,6974	0,9068	24,356	WW S.SIMAO 303
13	-5,8803	4,0144	0,6389	82,589	WW SSEGREDO 810
14	-0,3184	2,6532	0,4223	11,913	DELTA ITUMBIARA 18

Por se tratar de um sistema de grande porte, espera-se que a análise modal auxilie na divisão de grupos, mas, desta vez, relacionada aos modos interárea e não aos locais, como no sistema New England. Dentre os modos interárea, que são aqueles em que ocorrem oscilações entre áreas distintas do sistema, verifica-se que o 14 possui o menor amortecimento. Este modo possui maior fator de participação da variável ângulo delta (DELTA) da máquina de Itumbiara (18). A Figura 5.4 mostra o *mode-shape* de velocidade relacionado a este modo, enquanto a Figura 5.5 retrata o histograma referente a este *mode-shape*.

Percebe-se claramente o comportamento oposto entre das máquinas da região Sul em relação às da Sudeste. O módulo dos elementos do autovetor à direita relacionados à variável de estado em questão identifica o grau de influência de determinada unidade geradora, desta forma, pelo histograma da Figura 5.5, nota-se que todas as máquinas possuem influência relevante neste modo de oscilação, exceção feita ao compensador síncrono da barra de Ibiúna (48). Por intermédio do ângulo do *mode-shape* identifica-se o conjunto de usinas que interagem entre si, pela Figura 5.4 destaca-se o acoplamento entre as máquinas do Sul em oposição ao existente

entre as máquinas do Sudeste. O compensador síncrono possui um comportamento diferente dos geradores de sua região, a Sudeste. Isto se deve à sua localização na interligação entre as duas áreas. No entanto, este fato não afetará a escolha de grupos para a Região de Segurança, visto que compensadores síncronos não entram em nenhum, por não gerarem potência ativa.

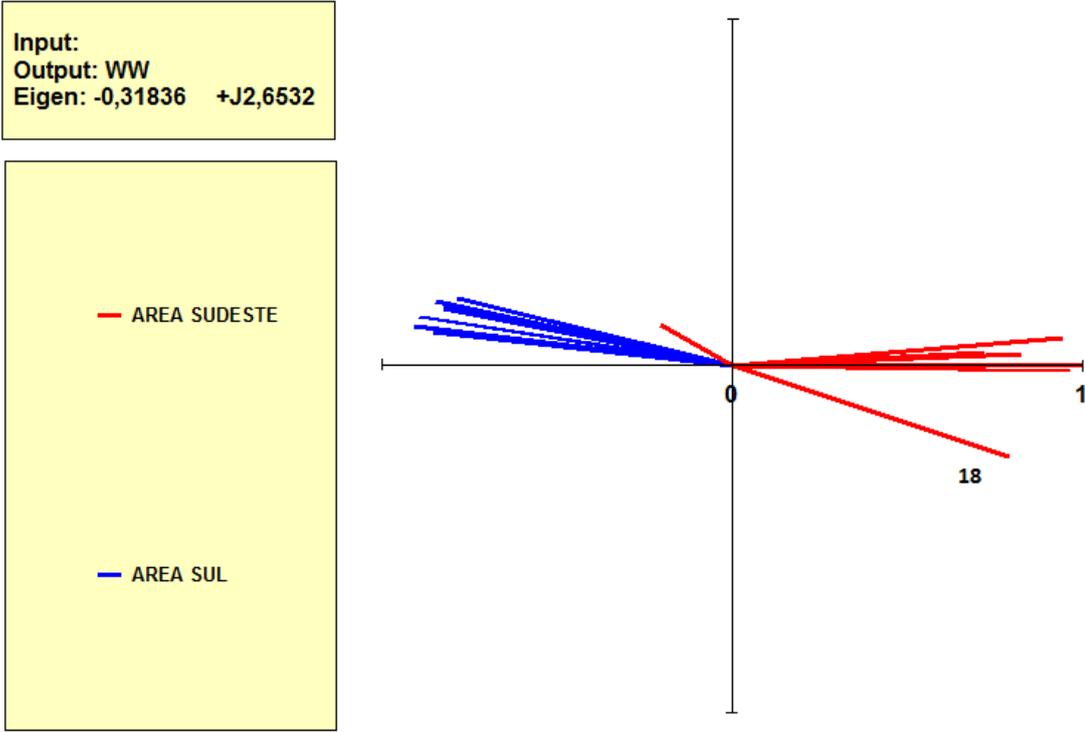


Figura 5.4 – *Mode-shape* de velocidade do modo 14

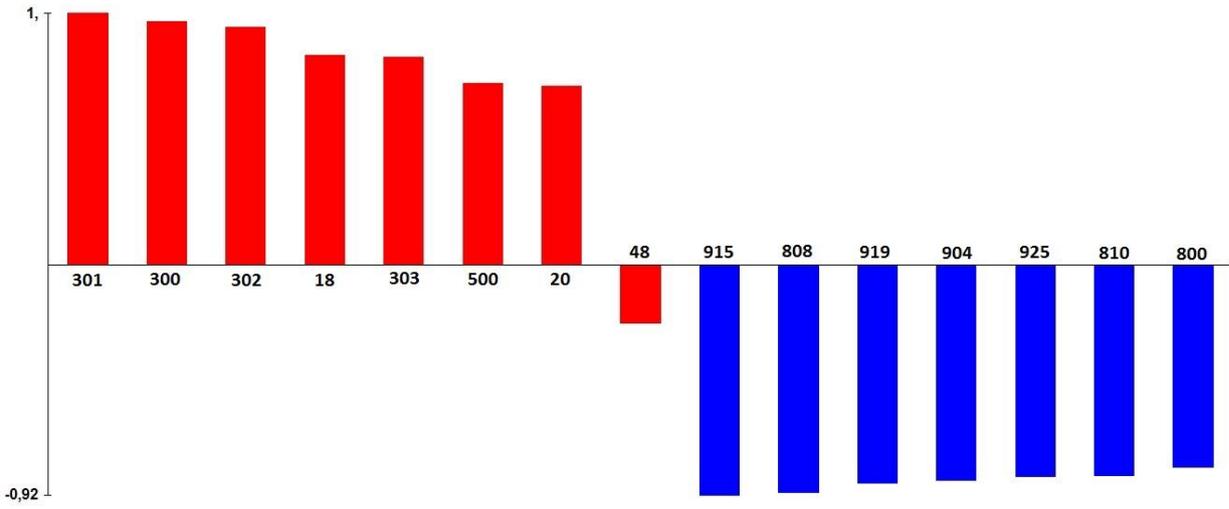


Figura 5.5 – Histograma de velocidade referente ao *mode-shape* do modo 14

Tanto a análise de sensibilidade quanto a modal evidenciaram forte conexão entre as duas áreas do sistema. Com o intuito de se avaliar este sistema pela RS, necessita-se de uma subdivisão de uma das duas áreas. A seguir, como exemplo, são apresentadas possíveis divisões da Região Sudeste.

5.3.3 Divisão da Região Sudeste

Sendo necessária a subdivisão de uma das regiões, optou-se pela utilização da simulação no domínio do tempo, pois esta permite uma reprodução mais fiel do comportamento dinâmico do sistema quando submetido a perturbações.

Inicialmente, teve-se a ideia de dividir uma das áreas do sistema baseado no ângulo delta das máquinas. A Figura 5.6 apresenta o comportamento desta variável na ocorrência da abertura de um dos circuitos que interligam as duas regiões do sistema. Uma divisão possível seria a de unir os geradores que possuem ângulos internos próximos em relação ao centro de inércia do sistema. No entanto, esta possível separação não se tornou adequada por ser diretamente relacionada ao despacho das usinas. A Figura 5.7 apresenta o mesmo comportamento do ângulo delta, considerando a mesma ocorrência, mas com mudança no despacho das máquinas, para atender a mesma carga. Tomou-se o cuidado de alterar a distribuição de geração de forma a não alterar o intercâmbio de potência entre as regiões.

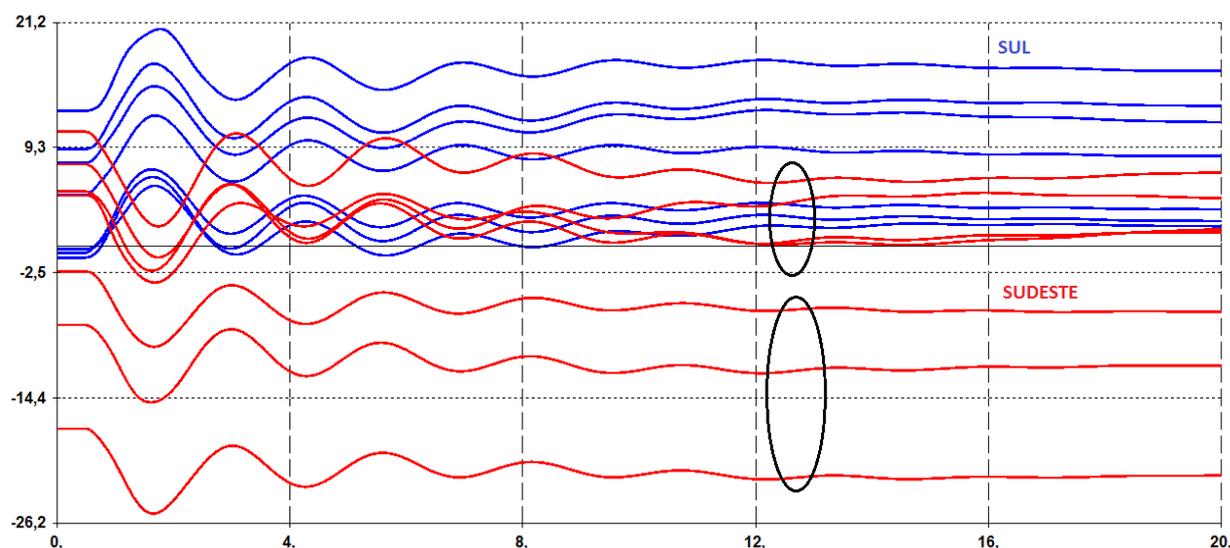


Figura 5.6 – Ângulo delta das máquinas para o caso-base

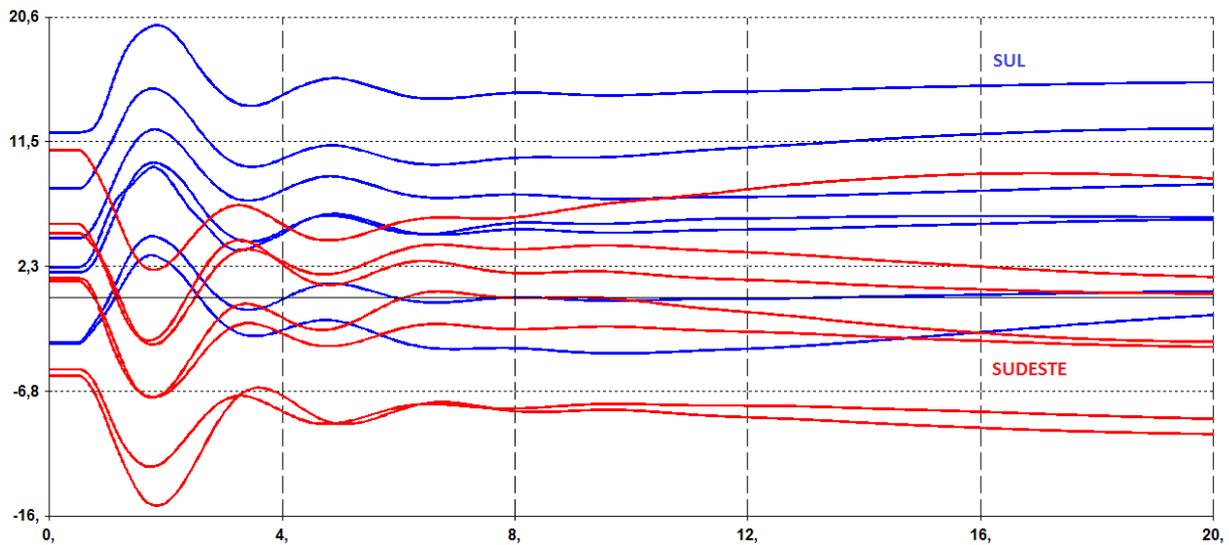


Figura 5.7 – Ângulo delta das máquinas com alteração no despacho em relação ao caso-base

Bacia Hidrográfica

Do ponto de vista energético, é interessante reunir em um mesmo grupo de geração unidades que pertençam a uma mesma bacia hidrográfica, pois ao aumentar a geração de uma usina é possível também o aumento da geração nas usinas à jusante. A visualização de uma parte das bacias hidrográficas da região Sudeste pode ser vista na Figura 5.8.

Nota-se que algumas usinas do sistema-teste de 65 barras pertencem à Bacia do Grande, enquanto as outras pertencem à Bacia do Paranaíba. Uma divisão de grupos geradores para a RS, baseada na divisão da área Sudeste por bacias hidrográficas, ficaria:

- **Grupo 1 (Bacia Do Paranaíba):** Itumbiara (18), Emborcação (300), Nova Ponte (302) e São Simão (303);
- **Grupo 2 (Bacia Do Grande):** Marimbondo (20), Jaguará (301) e Água Vermelha (500);
- **Grupo 3:** Região Sul.

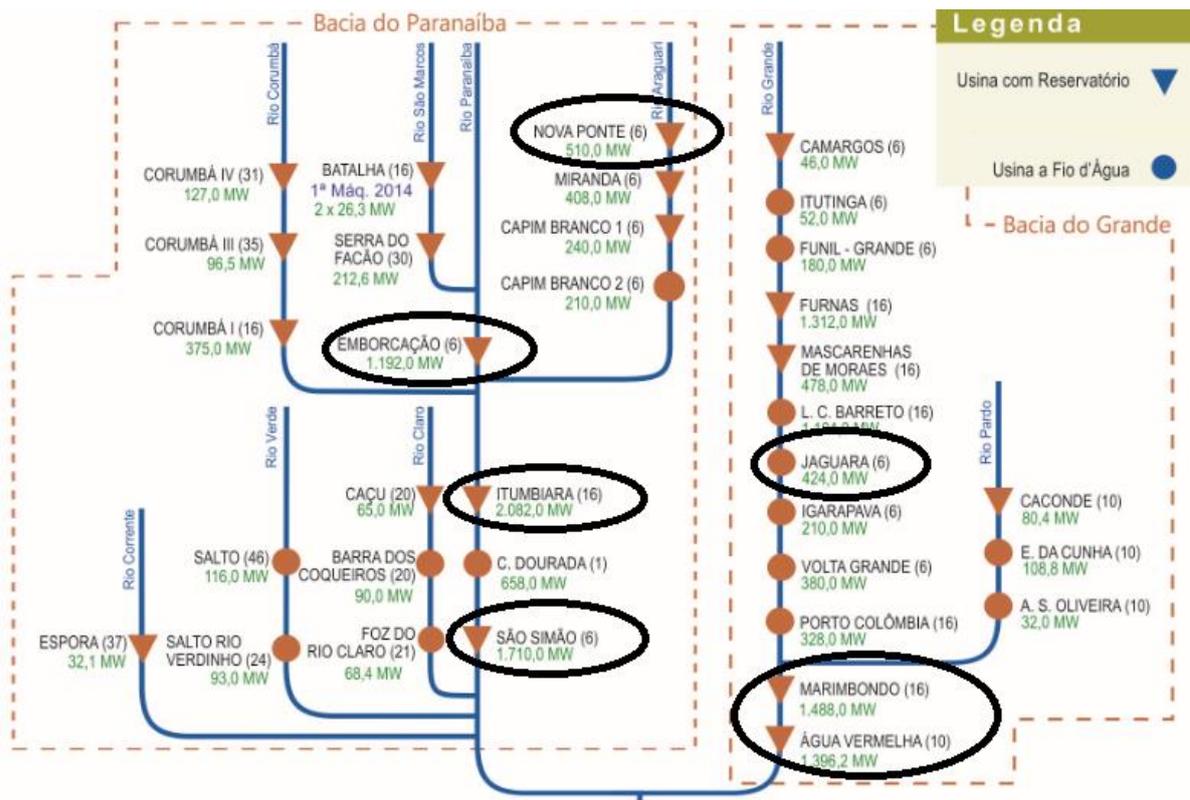


Figura 5.8 – Bacias hidrográficas de uma porção do Sudeste
 Fonte: (ONS, 2015)

Energia Cinética

Outra possível divisão dos geradores da região Sudeste pode ser baseada na energia cinética das máquinas. A Figura 5.9 mostra o comportamento da energia cinética das unidades do Sudeste na ocorrência da abertura de um dos circuitos de interligação entre as duas áreas do sistema. Percebe-se que as unidades 20 e 500 acumulam energia cinética após o distúrbio mais lentamente em relação aos outros geradores. Ressalta-se que não há relação direta com o valor da constante de tempo de inércia das máquinas.

De modo que, uma divisão de grupos para RS, baseada na energia cinética das máquinas, seria:

- **Grupo 1:** Itumbiara (18), Emborcação (300), Jaguará (301), Nova Ponte (302) e São Simão (303);
- **Grupo 2:** Marimbondo (20) e Água Vermelha (500);
- **Grupo 3:** Região Sul.

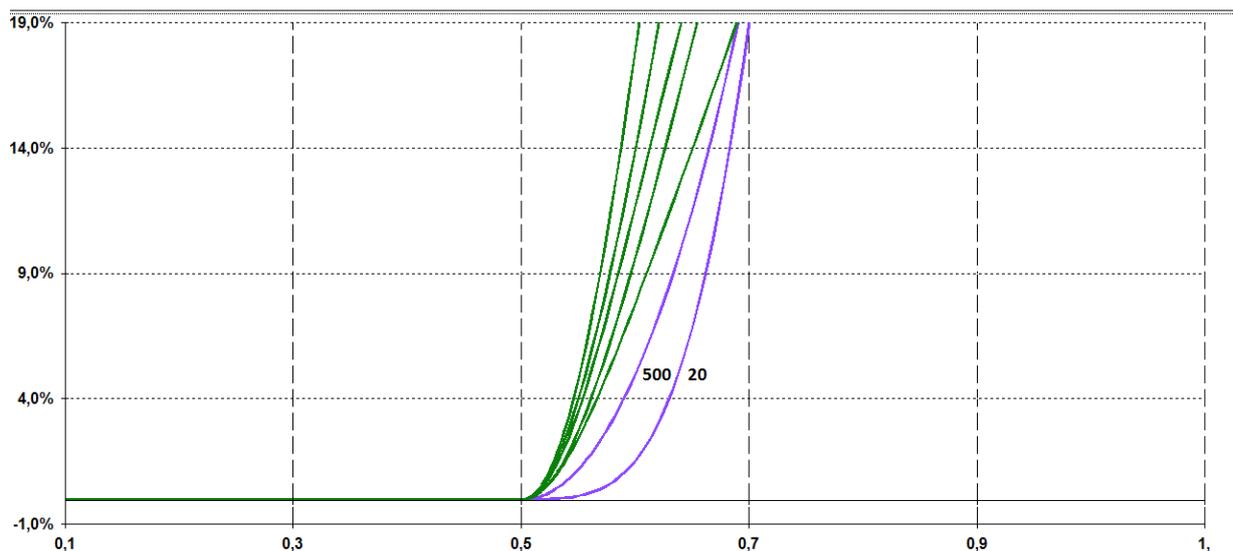


Figura 5.9 – Energia cinética das máquinas do Sudeste

Mode-shape

Pela análise da Figura 5.4, é possível ainda outra divisão baseada no *mode-shape* de velocidade do modo interárea de menor amortecimento. Há um gerador do Sudeste que está um pouco deslocado dos demais em relação ao ângulo do autovetor à direita deste modo. Esta máquina representa a usina de Itumbiara (18). Sendo assim, pode-se considerar outra divisão de grupos para a RS, obtendo:

- **Grupo 1:** Itumbiara (18);
- **Grupo 2:** Marimbondo (20), Emborcação (300), Jaguará (301), Nova Ponte (302), São Simão (303) e Água Vermelha (500);
- **Grupo 3:** Região Sul.

A partir destas três opções de divisão de geradores da região Sudeste, pode-se realizar a Região de Segurança com as respectivas seleções de grupos. Cada RS retrata uma possibilidade de visão para avaliação de segurança em torno de um ponto de operação. As Figuras 5.10, 5.11 e 5.12 representam, respectivamente, os nomogramas G1 x G2, G1 x G3 e G2 x G3 da RSD, comparando os três casos sugeridos de divisão das máquinas do Sudeste. O evento considerado

foi um curto-circuito na barra de Ibiúna (122) com eliminação da falta pela abertura do circuito que conecta esta barra com Bateias (895).

Os pontos extremos das regiões representam os pontos DS_OUT da RSD que indicam o limite de segurança dinâmica. Visualizando-se a Figura 5.10, constata-se que as regiões de segurança coincidem em muitas direções, isto ocorre por se relacionarem com a área Sul, que é comum em todos os casos propostos.

Os pontos que coincidem caracterizam duas retas horizontais em relação ao eixo G3 nas Figuras 5.11 e 5.12. As direções que formam a reta superior possuem código “Generation Limit” indicando que o Sul alcançou o limite máximo de geração ativa. Por sua vez, a reta inferior de G3 em relação ao caso-base possui código “Nose Limit” apontando uma limitação da capacidade de transmissão (ponta do nariz).

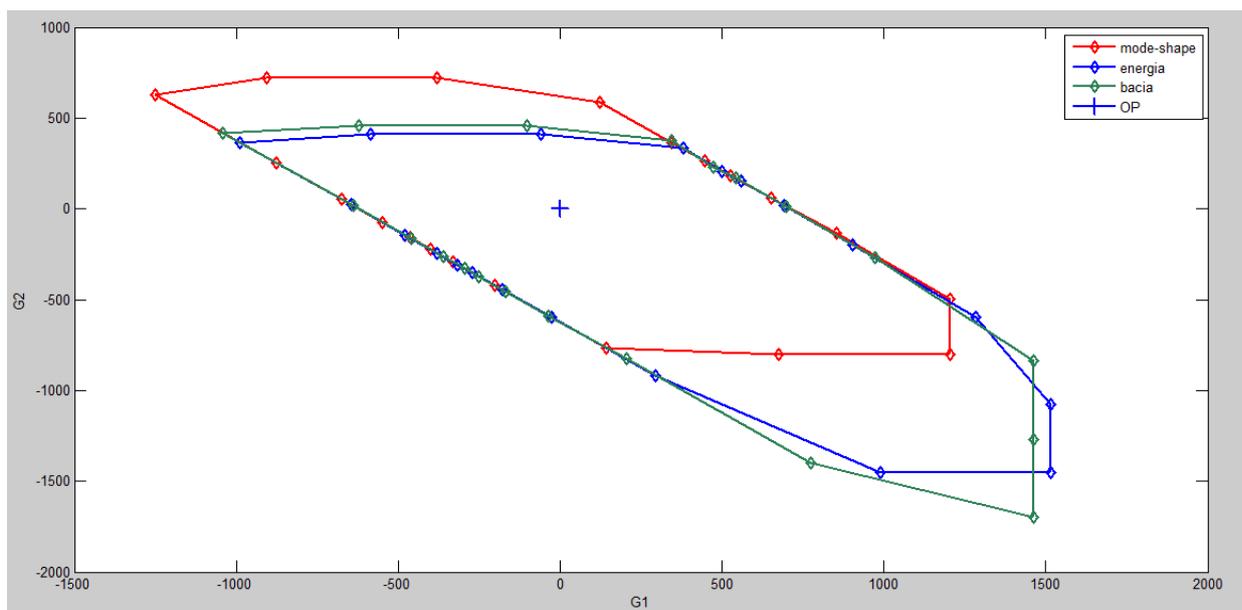


Figura 5.10 – Nomograma G1 x G2 da RSD para as três sugestões de grupos

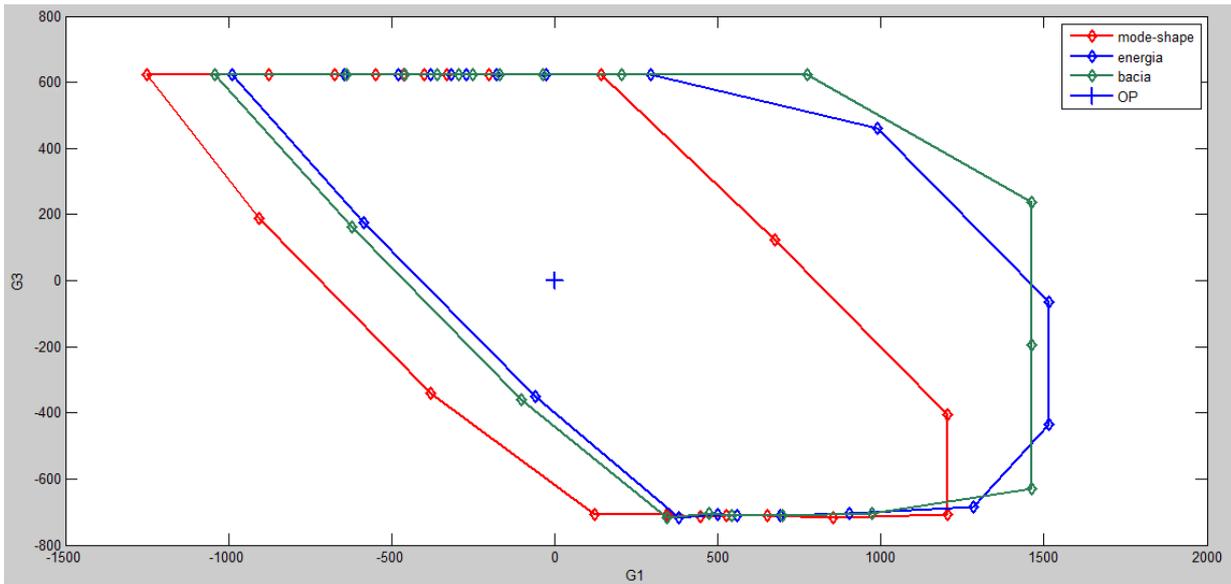


Figura 5.11 – Nomograma G1 x G3 da RSD para as três sugestões de grupos

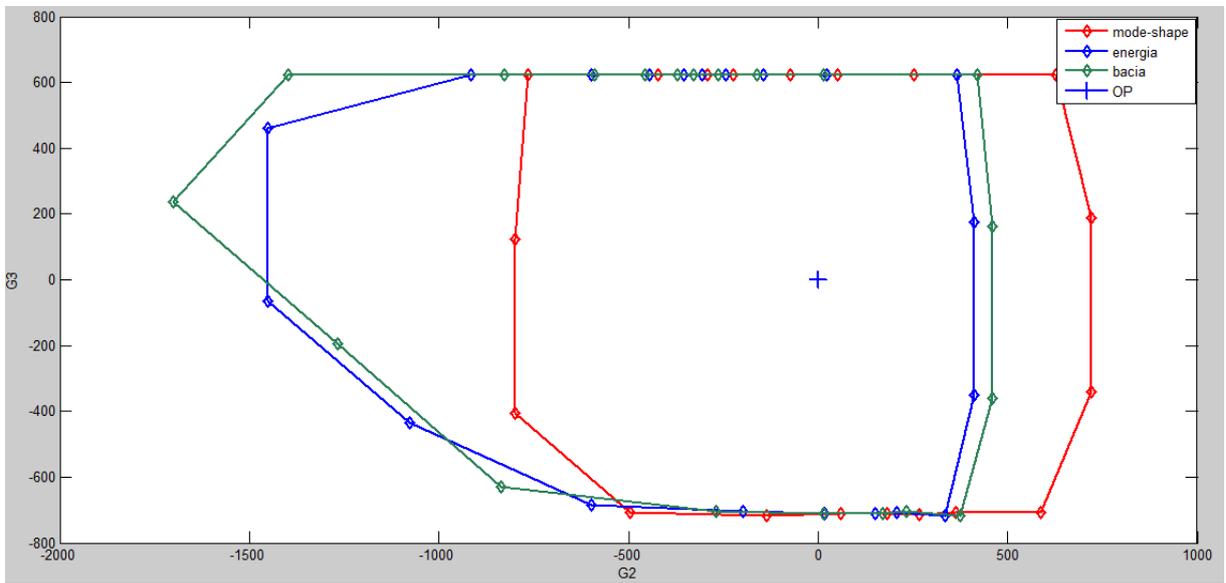


Figura 5.12 – Nomograma G2 x G3 da RSD para as três sugestões de grupos

A análise de sensibilidade e a modal mostraram o forte acoplamento entre as duas áreas do sistema-teste de 65 barras. Ambas as técnicas indicaram que as máquinas de cada região devem pertencer a um grupo. No entanto, a RS precisa, necessariamente, de uma divisão em três porções do sistema. Desta maneira, foram propostos estudos para se dividir uma das duas áreas. Essas proposições se basearam no melhor aproveitamento energético pelas bacias hidrográficas e pelo comportamento dinâmico dos geradores, como nos casos da energia cinética e do *mode-shape*. No entanto, o objetivo de representar as divisões de grupos propostas no mesmo gráfico, não se relaciona com a escolha da região que apresente a maior área segura de operação. Apenas se destacam as possibilidades de visualização da RS para um mesmo sistema e uma mesma condição operacional. Destaca-se que como forma de subsídio para a tomada decisão pode-se utilizar a interseção destas três técnicas.

5.4 Sistema-Teste 107 Barras

O sistema-teste de 107 barras, que tem seu diagrama unifilar apresentado na Figura 5.13, abrange o sistema de 65 barras, com apenas um circuito entre as subestações de Campinas e Ibiúna, acrescido das usinas e linhas de transmissão em 345 kV da região Sudeste, além da inclusão da rede do Mato Grosso em 230 kV. Este sistema-teste está dividido em três áreas denominadas Sul, Sudeste e Mato Grosso e, por contemplar regiões importantes do SEB, oferece a capacidade de realização de intercâmbios energéticos entre as regiões, otimizando a operação das usinas frente à sazonalidade presente no sistema brasileiro. Os dados da rede elétrica deste sistema encontram-se no Anexo D.

Este sistema possui capacidade total de geração de 22.080 MW para suprir uma carga total de 12.681,7 MW. A Tabela 5.11 mostra a distribuição da geração para o caso-base escolhido. Os valores de geração máxima e mínima em cada unidade são referentes ao número mínimo de máquinas capaz de suprir a potência ativa e reativa do ponto de operação. A barra swing deste sistema é a de Itumbiara (18). Um resumo das áreas é representado na Tabela 5.12. Verifica-se que o Sul exporta cerca de 610 MW ao Sudeste, que por sua vez, exporta 308 MW ao Mato Grosso.

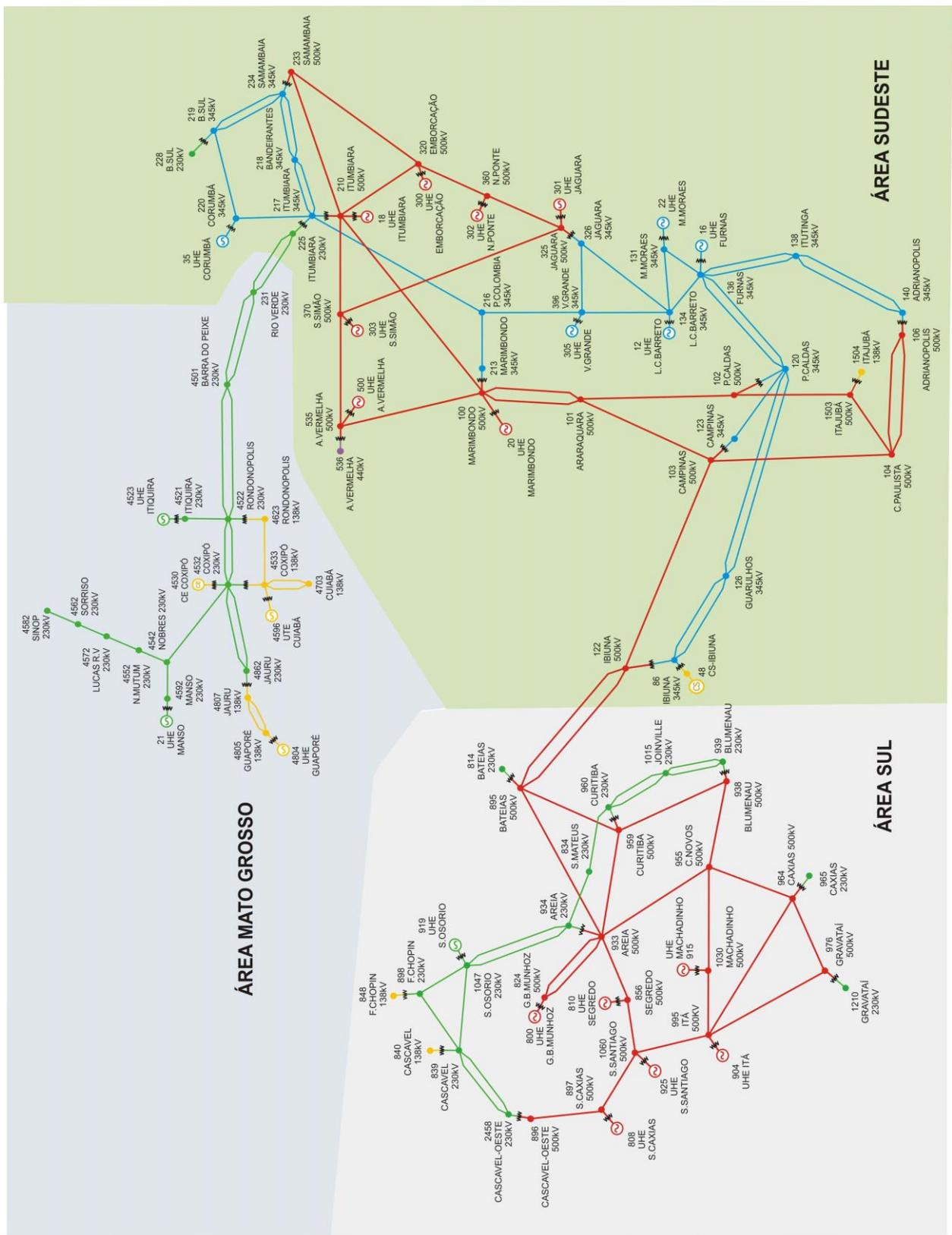


Figura 5.13 – Diagrama unifilar do sistema-teste brasileiro de 107 barras

Tabela 5.11 – Dados de geração das unidades geradoras do sistema-teste de 107 barras

Barra	Nome	Potência Ativa (MW)			Potência Reativa (Mvar)		
		Pg	Pmin	Pmax	Qg	Qmin	Qmax
12	L. C. Barreto	400	360	552	-190,67	-270	210
16	Furnas	700	500	820	-134,16	-450	300
18	Itumbiara	1051,54	1000	1900	-389,14	-455	500
20	Marimbondo	700	550	930	-337,23	-400	400
21	Manso	140	84	162	-21,62	-60	63
22	M. de Moraes	150	90	162	-18,85	-60	63
35	Corumbá	200	78	254	-48,84	-120	120
48	Ibiúna	0	0	0	-456,76	-540	600
300	Emborcação	650	570	894	-186,45	-330	294
301	Jaguara	350	320	400	-121,92	-140	140
302	Nova Ponte	400	330	510	-123,28	-150	150
303	São Simão	600	540	840	-259,24	-300	300
305	Volta Grande	300	300	380	-56,97	-120	120
500	Água Vermelha	550	375	698,1	-127,2	-270	270
800	G. B. Munhoz	1100	720	1255,5	139,47	-600	600
808	Salto Caxias	1150	940	1240	113,48	-600	600
810	Salto Segredo	1200	720	1260	-71,42	-400	532
904	Itá	700	510	870	-235,89	-285	285
915	Machadinho	700	520	760	-109,01	-344	310
919	Salto Osório	700	480	728	88,63	-148	220
925	Salto Santiago	950	660	1065	73,17	-330	315
4523	Itiquira	50	0	60,8	-8,15	-42,2	30,4
4596	Cuiabá	230	0	320	-27,16	-160	160
4804	Guaporé	50	0	82,8	-16,48	-57,6	39,6
Total		13021,5	9647	16144,2	-2525,7	-6631,8	6622

Tabela 5.12 – Dados das áreas do sistema-teste de 107 barras

Área	Geração		Carga		Perdas		Exportação	
	(MW)	(Mvar)	(MW)	(Mvar)	(MW)	(Mvar)	(MW)	(Mvar)
Sudeste	6051,54	-2450,7	6237	1964,2	102,14	-4516,7	-287,6	-348,3
Sul	6500	-1,57	5689,1	1439,6	198,32	-716,11	612,58	-618,39
Mato Grosso	470	-73,41	755,6	193,61	22,41	-414,89	-308,01	43,39
Total	13021,5	-2525,7	12681,7	3597,41	322,87	-5647,7		

5.4.1 Análise de Sensibilidade

As Tabelas 5.13, 5.14 e 5.15 apresentam os valores estimados da análise de sensibilidade para as regiões Mato Grosso, Sudeste e Sul, respectivamente. Cada coluna representa uma análise de sensibilidade, sendo a usina da região em questão a variável controlada. Não foi possível expor as tabelas com todos os geradores do sistema para os circuitos de cada região, como anteriormente, pela impossibilidade de visualização dos dados. No entanto, as tabelas completas encontram-se no Anexo D. Os preenchimentos das células seguem a mesma metodologia utilizada para o sistema-teste de 65 barras.

As Tabelas 5.13, 5.14 e 5.15 apresentam os valores estimados mais relevantes da análise de sensibilidade, pois mostram a forte influência dos geradores de uma dada área em seus circuitos. No entanto, pela visualização das Tabelas D.6, D.7 e D.8 do Anexo D, é possível visualizar a mudança de comportamento entre as regiões do sistema. Ao se analisar a Tabela D.6, nas colunas referentes às trocas de regiões, percebe-se uma mudança no comportamento das usinas que caracteriza uma divisão clara entre as três áreas do sistema.

Tabela 5.13 – Valores estimados da análise de sensibilidade da região Mato Grosso (sistema-teste de 107 barras)

Para	MATO GROSSO			
	4523	4596	4804	21
4501 #1	-47,6	-49,9	-50,1	-48,1
4501 #2	-64,2	-67	-67,3	-64,8
4522 #1	-38,5	-40,3	-40,5	-39
4522 #2	-65,8	-68,8	-69,1	-66,5
4523 #1	100	0	0	0
4521 #1	98,6	0	0	0
4532 #1	-1,2	-43,9	-45,2	-44,4
4532 #2	-1,2	-43,9	-45,2	-44,4
4623 #1	0,8	-8	-5,9	-5,7
4623 #2	0,8	-8	-5,9	-5,7
4530 #1	0	0	0	0
4533 #1	-0,6	13,4	3,8	3,7
4533 #2	-0,6	13,4	3,8	3,7
4533 #3	-0,6	13,4	3,8	3,7
4542 #1	0,1	0,2	0,2	96,8
4596 #1	0	100	0	0
4552 #1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,1
4572 #1	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1
4572 #1	0	-0,1	-0,1	0
4582 #1	0	-0,1	-0,1	0
21 #1	0	0	0	100
4542 #1	0	0	0	100
4533 #1	1,5	1,9	-2,3	-2,6
4533 #1	0	0	0	0
4533 #2	0	0	0	0
4804 #1	0	0	100	0
4807 #1	0	0	50	0
4807 #2	0	0	50	0
4532 #1	0	0	-30,2	0
4532 #2	0	0	-30,2	0
4807 #1	0	0,1	-60,2	0

Tabela 5.14 – Valores estimados da análise de sensibilidade da região Sudeste
(sistema-teste de 107 barras)

De	Para	SUDESTE										
		GER12	GER16	GER20	GER22	GER35	GER300	GER301	GER302	GER303	GER305	GER500
100	20 #1	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0
100	101 #1	-10,6	-21,1	4,7	-12,8	-0,5	-1,9	-5,4	-3,5	0,1	-5,9	1,8
100	101 #2	-10,6	-21,2	4,8	-12,9	-0,5	-1,9	-5,4	-3,5	0,1	-5,9	1,8
100	210 #1	-26,1	-34,2	-51,6	-27,7	-3,3	-6,8	-18,8	-12,2	-19,3	-26,2	-31
100	213 #1	-10,6	-3,3	14,5	-9	-3,2	-2,7	-7	-4,6	2,6	-21,6	7
100	535 #1	-5,7	-11,4	-24,5	-6,9	-0,9	0,3	1	0,6	22,1	-7,2	41,6
101	102 #1	-10,8	-21,6	4,8	-13,1	-0,5	-1,9	-5,5	-3,5	0,1	-6	1,8
101	103 #1	-10	-20	4,4	-12,1	-0,5	-1,8	-5,1	-3,3	0,1	-5,6	1,7
102	120 #1	8,6	17,1	-3,8	10,5	0,4	1,6	4,4	2,8	-0,1	4,8	-1,4
102	1503 #1	-2,1	-4,2	0,9	-2,5	-0,1	-0,4	-1,1	-0,7	0	-1,2	0,3
103	123 #1	-3,5	-6,9	1,6	-4,2	-0,1	-0,6	-1,8	-1,1	0,1	-1,9	0,6
104	103 #1	-2,7	-5,6	1,3	-3,3	-0,1	-0,5	-1,4	-0,9	0,1	-1,5	0,5
104	1503 #1	-2	-4,1	0,9	-2,4	0	-0,3	-1	-0,6	0,1	-1,1	0,4
106	140 #1	-2,3	-4,7	1	-2,8	-0,1	-0,4	-1,2	-0,8	0	-1,3	0,4
106	140 #2	-2,5	-5,1	1,1	-3,1	-0,1	-0,5	-1,3	-0,8	0	-1,4	0,4
122	103 #1	3,6	7,1	-1,5	4,3	0,2	0,7	1,8	1,2	0	2	-0,5
131	22 #1	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0
134	12 #1	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
134	131 #1	10,5	-28,4	-4,7	-75,7	0,4	1,9	5,4	3,4	-0,1	5,8	-1,8
134	396 #1	-19,7	-14,1	0	-18,4	1,1	-2,1	-6,3	-4	-1,4	21,8	-0,9
136	16 #1	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
136	120 #1	8,1	16	-3,6	9,8	0,3	1,4	4,1	2,6	-0,1	4,5	-1,4
136	120 #2	8,1	16	-3,6	9,8	0,3	1,4	4,1	2,6	-0,1	4,5	-1,4
136	131 #1	10,3	-27,7	-4,6	24	0,5	1,8	5,3	3,4	-0,1	5,7	-1,7
136	134 #1	11	-29,8	-5	1,8	0,4	1,9	5,6	3,6	-0,2	6,1	-1,9
136	138 #1	2,5	5,1	-1,2	3	0,1	0,4	1,2	0,8	-0,1	1,4	-0,5
136	138 #2	2,7	5,4	-1,1	3,2	0,2	0,5	1,4	0,9	0	1,5	-0,4
210	18 #1	-98,7	-100,6	-100,2	-98,8	-100	-99	-98,7	-98,6	-99,4	-98,6	-99,6
210	217 #1	-9,4	-8,5	-5,7	-9,2	-36,1	-5,8	-7,5	-6,5	-3,4	-12,4	-4,3
210	217 #2	-9,4	-8,5	-5,7	-9,2	-36,1	-5,8	-7,5	-6,5	-3,4	-12,4	-4,3
210	370 #1	23,1	23,8	24,4	23,2	2,8	8,8	25,1	16,1	60,5	21	47,3
213	216 #1	10,6	3,3	-14,5	9	3,2	2,7	7	4,6	-2,6	21,6	-7
216	396 #1	28,5	19,5	-2,9	26,4	-2,6	6,4	19,1	12,1	3,6	47	1,2
217	216 #1	17,5	16	11,4	17,1	-5,8	3,6	11,9	7,3	6,1	24,9	8
218	234 #1	0,4	0,3	0	0,4	0,2	2,5	1	1,8	0,2	-0,1	0,1
218	234 #2	0,4	0,3	0	0,4	0,2	2,5	1	1,8	0,2	-0,1	0,1
219	234 #1	-0,3	-0,2	-0,1	-0,3	11	-1,4	-0,6	-1	-0,2	0	-0,1
219	234 #2	-0,3	-0,2	-0,1	-0,3	11	-1,4	-0,6	-1	-0,2	0	-0,1
220	35 #1	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0
220	217 #1	0,4	0,3	0	0,4	77,4	2,7	1	1,9	0,2	0	0,1
220	219 #1	-0,4	-0,3	0	-0,4	22,6	-2,7	-1	-1,9	-0,2	0	-0,1
233	210 #1	-5,2	-4,5	-2,4	-5,1	-12,7	-10,5	-6,3	-8,6	-2,1	-5	-2,2
233	320 #1	6,6	5,4	2,5	6,4	-8,7	18,4	9,4	14,2	2,9	5	2,7
320	210 #1	25,3	21,2	10,3	24,4	8,8	61,6	33,6	48,8	10,7	21,5	10,6
320	300 #1	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0
320	360 #1	32,1	26,8	12,9	30,9	-0,2	-19,5	43,3	63,4	13,6	26,7	13,3
325	301 #1	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0
325	326 #1	-24,9	-19,7	-6,3	-23,7	-0,8	5,1	15,2	9,7	1,6	-20,3	-1,3
325	326 #2	-24,9	-19,7	-6,3	-23,7	-0,8	5,1	15,2	9,7	1,6	-20,3	-1,3
325	360 #1	-32,1	-26,8	-12,8	-30,9	0,3	19,5	-43,3	36,2	-13,6	-26,7	-13,3
325	370 #1	17,5	12,4	-0,2	16,4	1,9	9,1	26,3	16,8	-17	13,8	-10,9
326	134 #1	-58,6	-44,8	-9,8	-55,5	-0,2	6	17,4	11,1	1,2	-9,7	-2,8
326	396 #1	-5,3	-5,5	2,9	-6,1	1,5	-4,3	-1,3	-6	-2,1	30,9	-0,3
360	302 #1	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0
370	303 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0
370	535 #1	-5,9	-11,6	-24,8	-7,1	-1	0,2	0,9	0,5	22,2	-7,3	-58,4
396	305 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0

Tabela 5.15 – Valores estimados da análise de sensibilidade da região Sul (sistema-teste de 107 barras)

De	Para	SUL						
		GER 800	GER 808	GER 810	GER 904	GER 915	GER 919	GER 925
814	895 #1	1,1	1,2	1,1	1	0,9	1,2	1,1
814	895 #2	1,2	1,3	1,3	1	1	1,3	1,3
824	800 #1	100	0	0	0	0	0	0
824	933 #1	50,4	0	0	0	0	0	0
824	933 #2	49,6	0	0	0	0	0	0
834	934 #1	4,8	5	4,8	3,9	3,8	6,3	4,8
839	840 #1	0	1,7	0,4	0,4	0,3	-42,1	0,8
839	840 #2	0	1,8	0,4	0,4	0,3	-44,4	0,9
839	898 #1	-0,2	-6	-1,6	-1,6	-1,2	24,6	-3
839	1047 #1	-0,2	-6,2	-1,6	-1,7	-1,3	25,3	-3,1
839	2458 #1	-0,2	-5,9	-1,6	-1,6	-1,2	24,1	-3
839	2458 #2	-0,2	-6,3	-1,6	-1,7	-1,3	25,8	-3,1
856	810 #1	0	0	100	0	0	0	0
856	933 #1	-7,7	59,7	79,4	33,1	22,9	31	65,2
856	1060 #1	-7,7	59,7	-20,6	33,1	22,9	31	65,2
895	122 #1	46,6	44,4	45,6	47	47,1	42,2	45,1
895	122 #2	46,6	44,4	45,6	47	47,1	42,2	45,1
896	897 #1	0,4	12,2	3,2	3,3	2,5	-49,9	6,1
897	808 #1	0	100	0	0	0	0	0
898	848 #1	0	0	0	0	0	0	0
898	1047 #1	-0,2	-6,2	-1,6	-1,7	-1,3	25,2	-3,1
933	895 #1	43,7	39,3	41,5	37,2	36,1	37,6	39,8
933	955 #1	11,6	-3	3,9	-31,1	-39,4	2,2	-4
933	959 #1	32,2	28	30,1	25,1	23,9	26,9	28,4
934	933 #1	3,7	-7,2	1	0,3	0,8	-19,9	-1,7
934	1047 #1	0,2	5,6	1,5	1,5	1,2	21,6	2,8
934	1047 #2	0,2	5,6	1,4	1,5	1,1	21,6	2,8
938	955 #1	17,1	20,8	19,2	31,4	34	18	21,5
938	959 #1	-15,5	-18,8	-17,4	-27,8	-30	-16,5	-19,4
939	938 #1	1,8	2,1	2	2,4	2,6	2	2,1
939	938 #2	1,7	2	1,9	2,3	2,5	1,9	2
939	938 #3	3,7	4,1	3,9	4	4,2	4	4,1
939	1015 #1	-0,7	-0,9	-0,8	-1,7	-1,9	-0,7	-1
939	1015 #2	-0,7	-0,9	-0,8	-1,7	-1,9	-0,7	-1
955	964 #1	-2,3	-6,9	-4,8	-17,2	-4,2	-5	-7,4
959	895 #1	52	51,9	52,1	58,9	60,2	49,2	52,7
960	834 #1	4,5	4,7	4,5	3,6	3,5	5,9	4,5
960	959 #1	-1,3	-1,5	-1,4	-2,2	-2,3	-1,9	-1,5
960	959 #2	-1,2	-1,5	-1,3	-2,1	-2,2	-1,8	-1,4
960	1015 #1	-0,8	-1	-0,9	-1,8	-2	-0,8	-1
960	1015 #2	-0,8	-1	-0,9	-1,9	-2,1	-0,8	-1,1
964	976 #1	-1	-2,7	-1,9	-6,5	-1,7	-1,9	-2,8
965	964 #1	1,1	1,4	1,2	0,9	1	1,3	1,3
965	964 #2	1,1	1,4	1,2	0,9	1	1,3	1,3
976	995 #1	0,9	2,7	1,9	6,4	1,7	1,9	2,8
995	904 #1	0	0	0	100	0	0	0
995	964 #1	1,5	4,4	3,1	10,7	2,7	3,2	4,7
995	1030 #1	4,5	18,3	11,9	47	-29,3	12,2	19,5
995	1060 #1	7,1	25,6	17	-35,4	-24,8	17,5	27,3
1030	915 #1	0	0	0	0	100	0	0
1030	955 #1	4,5	18,2	11,9	46,9	70,9	12,2	19,4
1047	919 #1	0	0	0	0	0	100	0
1060	897 #1	-0,4	86,8	-3,2	-3,2	-2,5	49,4	-6
1060	925 #1	0	0	0	0	0	0	100
1210	976 #1	1	1,3	1,1	0,9	0,9	1,2	1,2
1210	976 #2	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8
1210	976 #3	0,8	1	0,9	0,7	0,7	1	1
2458	896 #1	0,7	12,9	3,6	3,5	2,7	-49	6,5

5.4.2 Análise Modal

O sistema-teste de 107 barras possui 24 usinas. A Tabela D.5 do Anexo D mostra os modelos das máquinas síncronas e de seus controladores utilizados, baseados nos dados encontrados em Alves (2007). Os 23 modos eletromecânicos do sistema são apresentados na Tabela 5.16. As células em verde representam os modos locais de oscilação. Dentre os modos interárea, células em azul, o que possui o menor amortecimento é o 22. Este modo tem como maior fator de participação a variável de estado ângulo delta da unidade geradora G. B. Munhoz (800).

A análise de *mode-shape* desse modo, representada na Figura 5.14, mostra uma forte interação entre as respectivas máquinas das três áreas do sistema. Além disto, pelo histograma apresentado na Figura 5.15, verifica-se que todas as usinas participam de maneira determinante neste modo de oscilação. A Figura 5.16 mostra a forte interação dinâmica entre as três áreas do sistema-teste de 107 barras, apontando o comportamento do ângulo delta dos geradores frente à abertura de um dos circuitos de interligação entre o Sul e o Sudeste.

Tabela 5.16 – Modos eletromecânicos do sistema-teste de 107 barras

Modos	Autovalor		Frequência (Hz)	Amortecimento (%)	Fator de Participação
	Real	Imaginário			
1	-3,7041	12,79	2,0355	27,819	WW ITIQUIRA4523
2	-3,6862	12,644	2,0123	27,989	DELT IBIUNA 48
3	-2,1519	10,193	1,6223	20,655	WW SSANTIAGO 925
4	-3,5424	9,4806	1,5089	35,001	WW N.PONTE 302
5	-1,5682	9,2256	1,4683	16,758	WW CORUMBA 35
6	-18,042	9,202	1,4645	89,082	WW SSEGREDO 810
7	-3,1409	8,8962	1,4159	33,292	WW SSEGREDO 810
8	-0,9214	8,7839	1,398	10,432	DELT M.MORAES 22
9	-1,9896	8,3458	1,3283	23,189	WW JAGUARA 301
10	-1,9635	7,8978	1,257	24,127	DELT A.VERMELHA 500
11	-1,2959	7,7115	1,2273	16,572	WW SOSORIO 919
12	-1,8107	7,3375	1,1678	23,959	DELT GBMUNHOZ 800
13	-1,1557	7,1166	1,1326	16,03	DELT FURNAS 16
14	-1,2081	6,6356	1,0561	17,911	WW ITA 904
15	-1,0576	6,29	1,0011	16,582	WW MACHADINHO 915
16	-1,5863	5,9933	0,9539	25,587	WW EMBORCACAÇÃO 300
17	-2,0609	5,9011	0,9392	32,972	WW MANSO 21
18	-5,5527	5,8936	0,938	68,574	WW SSEGREDO 810
19	-0,7484	5,8885	0,9372	12,608	WW S.SIMAO 303
20	-10,72	4,645	0,7393	91,757	WW CORUMBA 35
21	-5,9054	4,0964	0,652	82,166	WW SSEGREDO 810
22	-0,3378	2,7647	0,44	12,127	DELT GBMUNHOZ 800
23	-5,1996	2,3513	0,3742	91,117	WW GUAPORE 4804

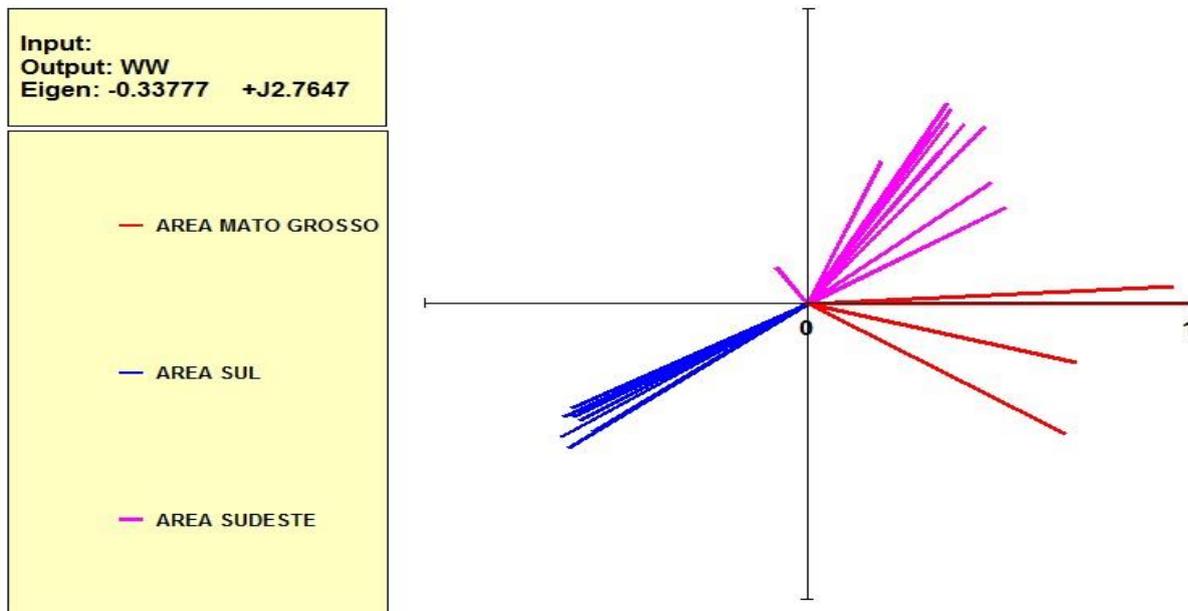


Figura 5.14 – *Mode-shape* de velocidade do modo 22

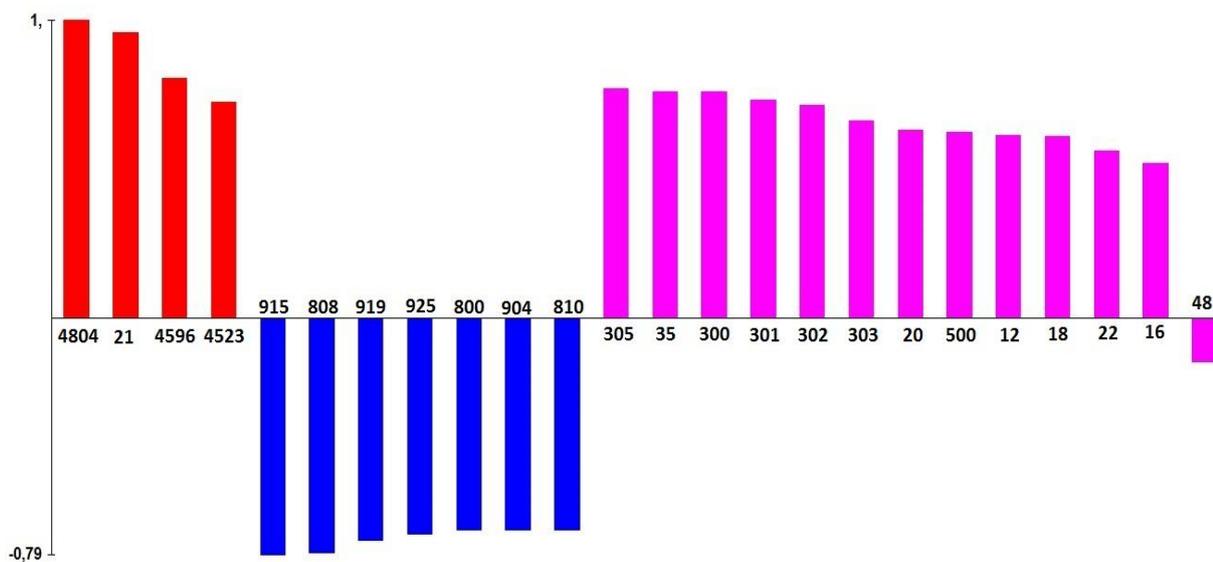


Figura 5.15 – Histograma de velocidade do modo 22

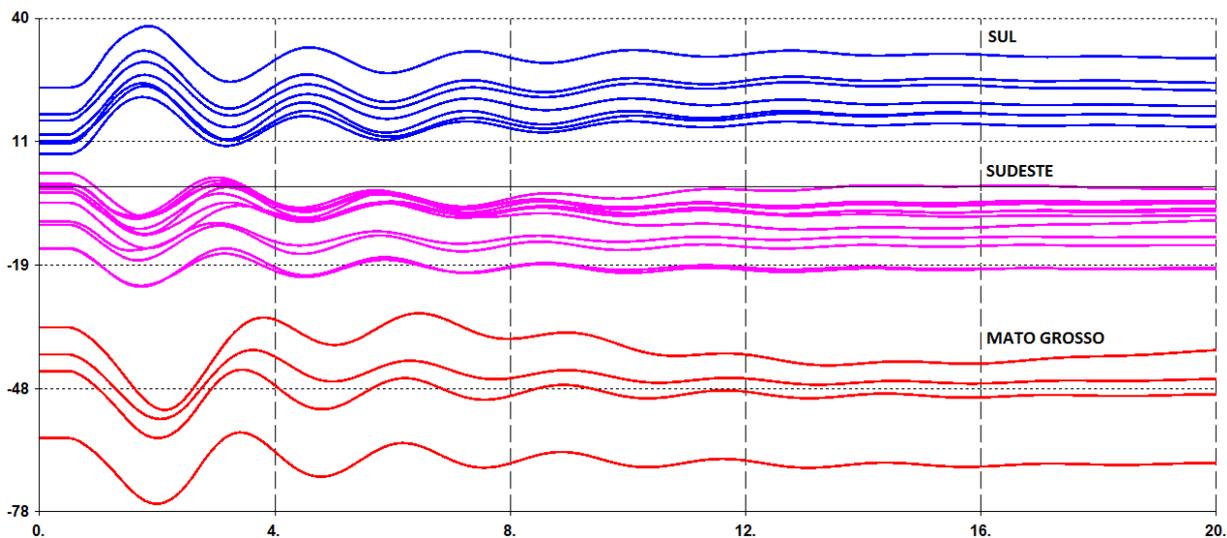


Figura 5.16 – Ângulo delta das máquinas do sistema-teste de 107 barras

Desta maneira, a divisão dos grupos de geração para Região de Segurança se torna trivial. Os seguintes grupos são propostos por meio da análise modal e de sensibilidade:

- **Grupo 1:** Geradores da região Sul;
- **Grupo 2:** Geradores da região Sudeste;
- **Grupo 3:** Geradores da região Mato Grosso.

A Figura 5.17 apresenta o nomograma G1 x G2 da RSD para esta definição de grupos. O evento considerado foi a simples abertura de um dos circuitos que interligam as regiões Sul e Sudeste.

Um fato relevante do sistema-teste 107 barras é a fragilidade existente na área Mato Grosso. Este subsistema é interligado à região Sudeste por meio de duas linhas de transmissão em 230 kV a partir da subestação Itumbiara, sendo muito dependente do recebimento de energia destas linhas de transmissão. Além do mais, a potência ativa gerada pelo Mato Grosso é bem menor quando comparada com a capacidade de geração das regiões Sul e Sudeste. Deste modo, ao alocar o Mato Grosso em um grupo de geração da RS, percebe-se, pela Figura 5.17, uma Região de Segurança “achatada” em relação a este grupo. Isso se deve à incapacidade do Mato Grosso de suprir a potência ativa nas direções em que tanto o Sul quanto o Sudeste apresentam um comportamento similar de aumento ou diminuição de geração. Considerando isto, seria plausível a preservação da geração da área Mato Grosso, não alocando este subsistema em nenhum dos grupos da RS.

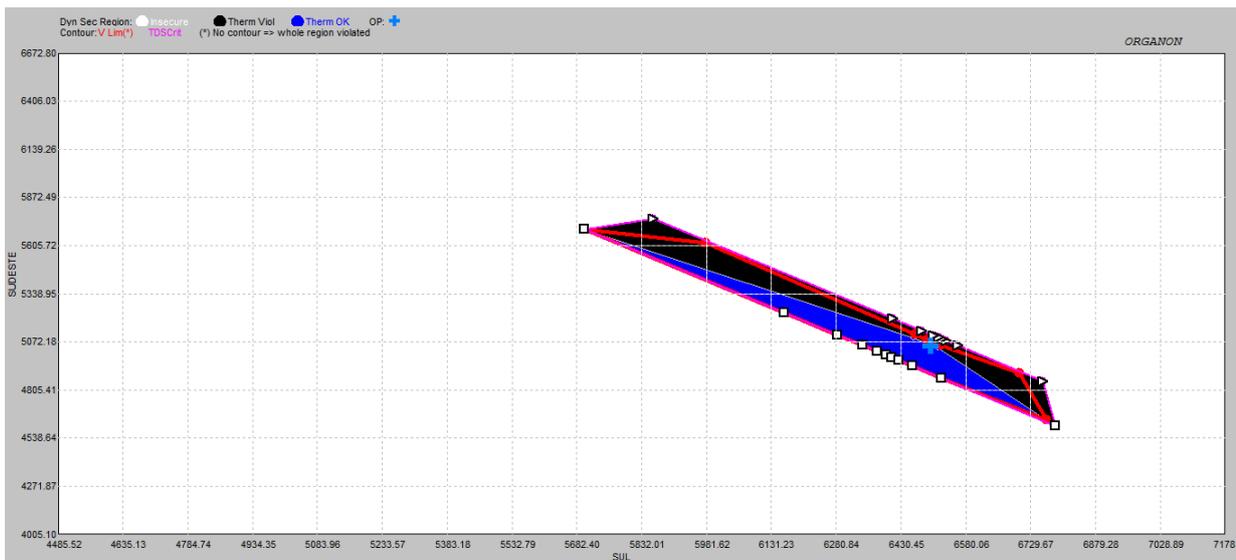


Figura 5.17 – Nomograma G1 x G2 da RSD com MT no G3

Desta forma, seria necessária a subdivisão de uma das áreas, a Sul ou a Sudeste. Apresenta-se na Figura 5.18 o nomograma G1 x G2 da RSD ao considerar uma subdivisão do Sudeste baseada nas bacias hidrográficas, exposta na Figura 5.8, que resulta em:

- **Grupo 1:** Geradores da Região Sul;
- **Grupo 2 (Bacia do Grande):** L.C. Barreto (12), Furnas (16), Marimbondo (20), M. de Moraes (22), Jaguará (301), Volta Grande (305) e Água Vermelha (500);
- **Grupo 3 (Bacia do Paranaíba):** Corumbá (35), Emborcação (300), Nova Ponte(302) e São Simão (303).

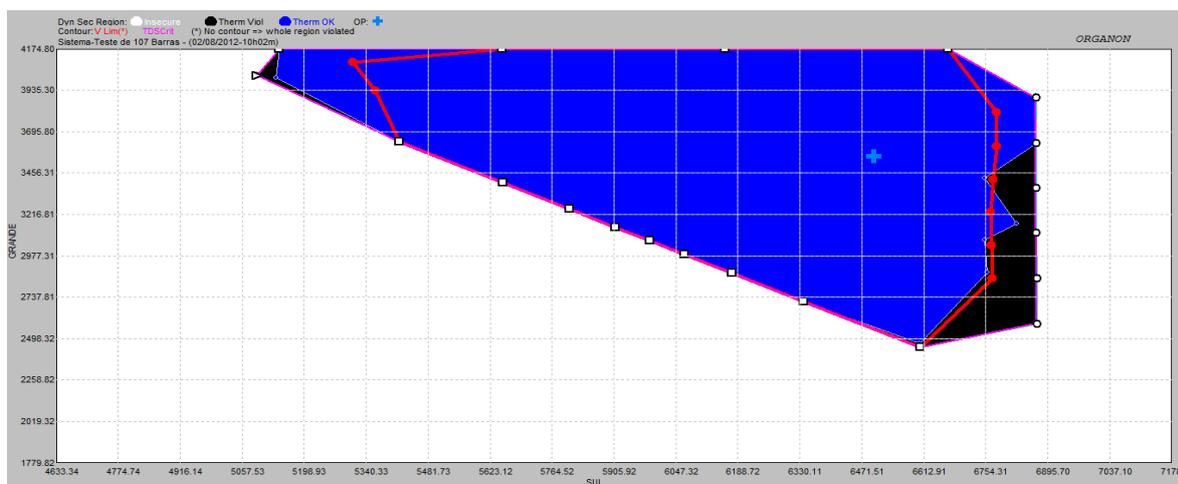


Figura 5.18 – Nomograma G1 x G2 da RSD considerando divisão do Sudeste por bacia

Observa-se pela reta vertical, à direita na RSD, que a região Sul possui um limite de potência adicional a ser exportada de 370 MW, com o sistema apresentando instabilidade a partir deste montante. A reta horizontal superior indica limite máximo de geração do Grupo 2, enquanto a reta diagonal aponta limite máximo de geração do Grupo 3.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões

A avaliação de segurança tem-se mostrado um processo imprescindível para os estudos do sistema elétrico. Esta se baseia em simulações para quantificar a vulnerabilidade do sistema na ocorrência de contingências a que este está sujeito. Inicialmente utilizada para estudos de expansão e planejamento da operação, esta análise tem sido requisitada nos últimos anos em ambiente em tempo real, devido à sua eficiência e confiabilidade na obtenção dos dados e análise dos resultados. No Brasil, este processo teve um caminho inverso em que o ONS primeiramente tem utilizado o Organon em tempo real e começa a empregá-lo para o planejamento. O Organon por meio da RS avalia a segurança operativa em torno de um ponto de operação. Trata-se de um gráfico tridimensional que, a partir da divisão em três grupos geradores, mensura, em direções radiais ao caso-base, a robustez do sistema frente a perturbações. Neste contexto, a Região de Segurança Estática examina, para cada novo ponto de operação, a violação de limites estáticos como tensão nas barras e fluxos nos circuitos e a convergência ou não do método de Newton-Raphson. Para a Região de Segurança Dinâmica faz-se uso da simulação no domínio do tempo para avaliar os mesmos critérios estáticos e também os dinâmicos, além da análise de estabilidade em cada novo estado.

Como apresentado, a divisão do sistema em três grupos geradores é uma etapa que precede a implementação gráfica da Região de Segurança. O porte do sistema a ser analisado, considerando o número de unidades geradoras, pode implicar em inúmeras possibilidades de separação do sistema em três grupos. Este trabalho utiliza uma técnica estática e outra dinâmica para propor uma definição coerente de grupos com a topologia da rede e que contemple o acoplamento dinâmico entre as máquinas, considerando seus controladores.

A análise estática de sensibilidade utilizada é a que indica como os fluxos nos circuitos se alteram devido a uma mudança no perfil de geração das usinas e está diretamente relacionada à construção da RS. Deve-se alocar em cada grupo de geração, unidades que possuam o mesmo comportamento nos fluxos de potência dos circuitos da rede elétrica evitando, assim, que ao se deslocar em uma dada direção no nomograma, haja ocultação de informação com uma máquina aumentando o fluxo em dado circuito, enquanto outra diminui. Desta forma, a análise de

sensibilidade, mais do que indicar as usinas que pertençam ao mesmo grupo, mostra quais máquinas não devem ser alocadas juntas por ocasionar em visualização inadequada da Região de Segurança.

A análise modal, baseada nas equações dinâmicas dos modelos de máquinas e de seus controladores, é utilizada por mostrar como os geradores do sistema oscilam entre si. Especificamente os modos eletromecânicos, que são os autovalores que possuem maior fator de participação relacionados à variável ângulo delta e velocidade angular, mostram em determinadas faixas de frequência, máquinas com comportamento dinâmico distinto entre áreas para sistemas interligados de grande porte, ou mesmo localmente para sistemas de pequeno e médio porte.

Para o sistema New England de 39 barras, a análise de sensibilidade não mostrou claramente comportamento distinto entre os geradores. No entanto, a análise modal, a partir dos modos eletromecânicos locais, permitiu uma divisão do sistema em três grupos coerentes dinamicamente.

Em relação ao sistema-teste brasileiro de 65 barras, tanto a análise de sensibilidade quanto a modal mostraram a forte conexão existente entre as duas áreas existentes. De modo que, é necessária uma subdivisão de uma das regiões para que se possa analisar o sistema pela RS. Foi proposta uma divisão da região Sudeste baseada em três critérios: bacia hidrográfica, análise de *mode-shape* e energia cinética, em que a interseção destas técnicas pode ser utilizada de subsídio para a tomada de decisão.

Para o sistema-teste brasileiro de 107 barras, a análise de sensibilidade e a modal evidenciaram a divisão pelas três áreas existentes: Sul, Sudeste e Mato Grosso. Esta é a melhor divisão pelos critérios estático e dinâmico. No entanto, o Mato Grosso possui pouca capacidade de geração em relação às outras duas áreas. Desta forma, foi apresentada a alternativa de manter a geração do Mato Grosso constante e dividir a área Sudeste por bacias hidrográficas.

Portanto, este trabalho não apresenta um índice que determina em qual grupo certa unidade geradora deva pertencer de maneira determinística. Na verdade, ele expõe técnicas de análise a serem realizadas no sistema para auxiliar na determinação de grupos de forma coerente. Em cada

sistema em particular, estas técnicas devem ser aplicadas para auxiliar na decisão da melhor divisão de grupos para a Região de Segurança.

6.2 Trabalhos Futuros

Com base no trabalho realizado, possíveis desdobramentos em pesquisas futuras são apresentados a seguir:

- Considerar a influência da inserção de novas unidades geradoras na definição dos grupos para a Região de Segurança;
- Avaliar como as contingências examinadas pela Região de Segurança afetam a definição de grupos baseada no comportamento dinâmico do sistema frente a estas ocorrências;
- Levar em conta o efeito do sistema de proteção na Região de Segurança;
- Analisar o efeito de ações de controle como controle remoto de tensão ou controle de tape na Região de Segurança.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALMEIDA, Felipe C. B.; FILHO, J. A. Passos; PEREIRA, José L. Rezende. **Avaliação do desempenho do controle remoto de tensão em barras de geração a partir de regiões de segurança estática.** *In: IEEE/PES T&D Latin America, 2010, São Paulo. IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America, 2010.*
- ALMEIDA, Felipe de Castro Brum. **Avaliação do desempenho de dispositivos de controle e modelagem de carga a partir de regiões de segurança estática.** Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora/MG, 2011.
- ALVES, Waschington Fernandes. **Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência.** Dissertação (Mestrado). Universidade Federal Fluminense, Niterói/RJ: 2007.
- AVILA-ROSALES, René; SADJADPOUR, Ali; GIBESCU, Madeleine (et al.). **ERCOT's implementation of on-line dynamic security assessment.** IEEE, 2003, p. 1948.
- BARBOSA, F. Maciel. **Estabilidade de sistemas elétricos de energia.** FEUP, Janeiro/2013.
- BLACKBURN, Simon. **Dicionário Oxford de Filosofia.** Rio de Janeiro: Zahar, 1997.
- BORGES, Carmen L. Tancredo. **Análise de sistemas de potência.** EE – UFRJ – Departamento de Eletrotécnica. Março/2005.
- CANIZARES, A. Claudio; ALVARADO, L. Fernando. **Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems.** IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No 1, February 1993.
- CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Programa Pacdyn – Análise de Pequenos Sinais em Sistemas de Potência – **Manual do Usuário** – Versão 9.1, 2009.
- CHAVES, Simone Bezerra. **Análise estática e dinâmica de sistemas de potência via aplicativo computacional integrado: ORGANON.** Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal Fluminense - Niterói/RJ, 2008.
- FERNANDES, Tatiane C. da C. **Aplicação de técnicas de estimação modal para análise da estabilidade a pequenas perturbações de sistema de distribuição com geração distribuída.** Dissertação (Mestrado), Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, São Carlos/SP, 2012.
- FRANCHI, L.; GAMBELUNGHE, A.; SALVATI, R. **Online dynamic security assessment at the italian independent system operator.** IEEE Bologna - PowerTech Conference, June 23-26, Bologna, Italy, 2003.

- JARDIM, Jorge L.; NETO, Carlos S.; KWASNICKI, Wes T. **Design features of a dynamic security assessment system.** IEEE, 2004.
- JARDIM, Jorge L. **Online dynamic security assessment: implementation problems and potential use of artificial intelligence.** IEEE, p. 340, 2000.
- _____ **Manual of ORGANON - User Guide**, Version 8.4, HPPA, 2000 - 2015.
- _____ **Technical Manual of ORGANON**, HPPA, 2000 - 2013.
- KUNDUR, P. **Power system stability and control.** Palo Alto: McGraw-Hill Inc.,1994.
- KUNDUR, Prabha; PASERBA, John; AJJARAPU, Venkat (*et al*). **Definition and classification of power system stability.** IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 19, NO. 2, MAY. p.1387, 2004.
- MARUJO, Diogo. **Detecção e correção de problemas relacionados ao efeito oposto no controle de tensão e potência reativa.** Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Itajubá. Itajubá/MG, 2013.
- MENDES, Pedro P. de Carvalho. **Estabilidade de sistemas elétricos.** GESIS - Grupo de Engenharia de Sistemas. Março/2006.
- MONTICELLI, Alcir José. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica.** São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- MORISON, Kip; HAMADANIZADEH, Hamid; WANG, Lei. **Dynamic security assessment tools.** IEEE. p. 282, 1999.
- MORISON, Kip; WANG, Lei; KUNDUR, Prabha. **Power system security assessment.** IEEE power & energy magazine. September/October 2004.
- MORISON, Kip; WANG, Lei; HAMADANI, Hamid. **New tools for blackout prevention.** IEEE PSCE 2006.
- NETO, Carlos S.; QUADROS, Marco A.; SANTOS, Marcelos Groetaers; JARDIM, Jorge;. **Brazilian system operator online security assessment system.** IEEE, 2010.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico - **Submódulo 11.4 - Sistemas especiais de proteção.** *In:* <<http://www.ons.org.br>>, 2009.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico - **Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos.** *In:* <<http://www.ons.org.br>>, 2011.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico – **Diagrama Esquemático das Usinas Hidroelétricas do SIN.** Horizonte 2015-2019. *In:* <<http://www.ons.org.br>>, 2015.

- PASSARO, Mauricio Campos. **Controle preditivo de estabilidade através de sensibilidade baseada em redes neurais**. Tese (Doutorado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro/RJ, 2013.
- PASSOS FILHO, João Alberto. **Representação e avaliação do desempenho de dispositivos de controle no problema de fluxo de potência**. Tese (Doutorado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2005.
- PENNA, L. D.; QUADROS, M. A.; TICOM, S.D.(*et al.*). **Utilização da ferramenta ORGANON nos processos do ONS**. In: XXI SNPTEE, Florianópolis/ SC, 2011.
- SALIM, Karen Caino de Oliveira; NETO, Carlos Alberto Silva; PASSARO, Mauricio Campos (*et al.*). **Análise de segurança do sistema elétrico brasileiro (região sul/sudeste) considerando oscilações sustentadas**. Grupo GAT. In: XXI SNPTEE, 2011.
- SANTOS, Pedro H. Lourenço. **Avaliação da Segurança em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Programa Computacional Organon**. – Projeto de Graduação de Curso UFRJ/ Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro(RJ) 2010.
- SANTOS, Pedro H. Lourenço; NETO,C.A.S.; CHAVES, S.B. **Utilização de regiões de segurança em estudos de planejamento da ampliação da rede**. In: XII SEPOPE, Rio de Janeiro/RJ, 2012.
- SARMIENTO, Hector G.; PAMPIM, Gabriela; CASTELLANOS, Rafael. **Nomograms for assistance in voltage security visualization**. IEEE, 2009.
- SAVELLI, Diego Chaves. **Síntese de sinais e escolha de estrutura de controladores de sistemas elétricos de potência interligados considerando robustez a perturbações externas**. Dissertação (Mestrado), Instituto Militar de Engenharia – Rio de Janeiro, 2007.
- SEVILLANO, Juan E. V. **Análise modal do sistema elétrico peruano**. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro/RJ, 2005.
- TAYLOR, C.W. **Power System Voltage Stability**. New York: McGraw-Hill, 1994.
- VOURNAS, C. D.; MANOS, G. A.; KABOURIS (*et al.*). **On-Line voltage security assessment of the hellenic interconnected system**. 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, Bologna, Italy. 2003.
- WANG, Lei; MORISON, Kip. **Implementation of online security assessment**. IEEE power & energy magazine, september/october 2006.
- YU, Yiping; SUN, jing; ZHENG, Guangjun (*et al.*). **On-line voltage security assessment of the Beijing power system**. DRPT2008 6-9 April Nanjing China. p. 684, 2008.
- ZAMBRONI DE SOUZA, A.C. **Tangent vector applied to voltage collapse and loss sensitivity studies**. Electric Power Systems Research, V.47, pp 65-70, 1998.

Discussion on some voltage collapse indices. Electric Power Systems Research,
V.53, pp 53-58, 2000.

ANEXOS

A. Funcionalidades do Organon

Etimologicamente, Organon se origina do termo grego ὄργανον e significa "instrumento" ou "ferramenta". Este é o nome tradicionalmente dado ao conjunto das obras lógicas do filósofo grego Aristóteles, na qual ele considera a lógica formal não como uma parte da filosofia, mas como um instrumento para toda e qualquer investigação (BLACKBURN, 1997).

O Programa Organon é uma ferramenta computacional utilizada na análise e avaliação da segurança de sistemas de potência. Ele pode ser executado para estudos de planejamento ou integrado a um Sistema Estimador de Estado e possibilita a avaliação da segurança operacional em tempo real. Combina alta performance computacional, métodos numéricos robustos e modelagem detalhada, que permitem avaliar a segurança operacional de forma confiável, precisa e rápida.

Em relação às simulações, o Organon possui representação detalhada dos modelos utilizados, garantindo assim uma fidelidade que certos programas do ambiente em tempo real não oferecem por priorizarem uma maior velocidade computacional em detrimento da precisão de simulação. A escolha dos métodos numéricos e algoritmos utilizados pelo programa foi baseada em sua robustez, pois uma ferramenta de avaliação de segurança só pode ser usada se for confiável.

Este trabalho centra as atenções para o cálculo da Região de Segurança realizada pelo Organon. No entanto, algumas ferramentas e funcionalidades do programa possuem importância para o entendimento completo deste cálculo. São elas:

- Fluxo de Potência Convencional;
- Método da Continuação;
- Simulação no Domínio do Tempo;
- Análise de Contingências;
- Processamento Distribuído.

Fluxo de Potência Convencional

O cálculo do fluxo de potência, segundo Monticelli (1983), consiste basicamente na determinação do estado da rede (tensões complexas das barras), da distribuição dos fluxos (potências ativa e reativa que circulam pelas linhas de transmissão e transformadores) e de algumas outras grandezas de interesse, como potência reativa gerada/absorvida nas barras de tensão controlada e perdas ativas nas linhas de transmissão.

A modelagem do sistema elétrico utilizada para o cálculo do fluxo de potência é estática, sendo a rede representada por um conjunto de equações e inequações algébricas (que correspondem às restrições operacionais da rede elétrica e de seus componentes). A formulação do cálculo é baseada na Lei de Kirchhoff, em que a potência gerada em uma barra menos a sua carga deve ser igual à soma dos fluxos nos ramos conectados à ela.

O Fluxo de Potência utilizado pelo Organon é o método de Newton-Raphson Completo que possui uma melhor característica de convergência. Foram utilizadas algumas técnicas com o intuito de melhorar a convergência do método de Newton (JARDIM, 2013):

- Implementação do controle do passo a cada iteração para melhorar a convergência;
- Sempre que o ajuste de tensão controlada for alterado em uma barra, as barras vizinhas a ela conectadas por baixa impedância têm suas tensões reinicializadas;
- O bom condicionamento da matriz Jacobiana é reforçado por uma abordagem de diagonalização especial;
- Cargas de potência e corrente constante são convertidas em cargas de impedância constante para níveis de tensão muito baixos (opcional);
- Todos os controles são solucionados dentro da iteração de Newton.

Método da Continuação

O método da continuação consiste na obtenção de um novo ponto de operação de um sistema elétrico após o incremento de um parâmetro do mesmo. Pode ser utilizado para alterar o nível de carga, usado de forma sobremaneira para estudos de estabilidade de tensão e cálculo do máximo carregamento, ou pode ser utilizado também para a mudança do perfil de geração das unidades geradoras do sistema. Inicialmente proposta em análise de sistemas não lineares, esta teoria se

mostrou bastante apropriada ao estudo de estabilidade de tensão (CANIZARES; ALVARADO, 1993), (ZAMBRONI DE SOUZA, 1998).

A solução se baseia em duas etapas principais, *Preditor* e *Corretor*.

Na etapa de *previsão*, a partir da solução de um fluxo de potência convencional, realiza-se uma estimativa de um novo ponto de operação. Esta estimativa é realizada na direção tangente à função no ponto de operação inicial e com um incremento de um parâmetro do sistema. Para este fim, o vetor tangente é calculado. Este vetor fornece a sensibilidade de cada variável de estado em relação ao parâmetro considerado. Como esta sensibilidade torna-se cada vez maior, na medida em que o sistema se aproxima de um ponto de bifurcação, o inverso da norma deste vetor pode ser uma boa estimativa de variação do passo. Além disso, este vetor identifica com antecedência as barras críticas do sistema e converge para o autovalor à direita associado ao autovalor nulo (ZAMBRONI DE SOUZA, 2000). O passo de *correção* consiste, basicamente, no cálculo de um fluxo de potência convencional a partir do ponto obtido na etapa anterior, considerando-se constante o parâmetro da continuação. O método de *previsão-correção* é repetido até que um ponto de bifurcação seja encontrado. A diferença entre o montante de carga associado a este ponto e ao caso-base é chamada de Margem de Carga, e define a robustez do sistema. Neste trabalho, o método da continuação é também chamado de fluxo de potência continuado.

O fluxo de potência continuado do Organon é utilizado para definir as variações de geração, proporcionando maior robustez nas análises efetuadas nas proximidades dos limites da RS. Cada patamar de variação nos grupos geradores corresponde a um passo predictor, a partir do vetor tangente.

Simulação no Domínio do Tempo

As técnicas não lineares de simulação no domínio do tempo ou da frequência, constituindo assim uma análise dinâmica, permitem uma representação mais fiel do comportamento do sistema quando submetido a distúrbios.

Na análise dinâmica do Organon é utilizado um método de integração numérica com passo e ordem de integração variáveis. Esta metodologia implica em simulações mais rápidas, precisas e

com maior robustez da análise. Assim, durante um momento em que o sistema apresenta variações bruscas, o método utiliza passos de integração menores. Enquanto, na medida em que as variações das grandezas são suaves, ocorre o aumento do passo de integração sem prejuízo à precisão da simulação.

Jardim *et al* (2004) evidencia a importância do passo variável na integração no domínio do tempo ao comparar o desempenho entre a avaliação de segurança manual e a automática. Na avaliação manual, utiliza-se um passo fixo na ferramenta de simulação no domínio do tempo, que necessita de uma análise visual das trajetórias angulares, enquanto na avaliação automática usa-se um passo variável no algoritmo de integração. Com isto, é verificado um ganho de tempo equivalente a 10 anos de evolução na tecnologia de processadores, considerando-se que a velocidade da CPU dobre a cada dois anos.

Para a análise dinâmica do Organon, todos os componentes da rede são modelados com um bom nível de detalhamento, o que permite sua utilização em simulações de curta, média e longa duração.

O modelo do sistema elétrico para a análise dinâmica é representado por um conjunto de equações algébrico-diferenciais não lineares do tipo:

$$\dot{y} = f(y, x, t) \quad (A.1)$$

$$0 = g(y, x, t) \quad (A.2)$$

onde:

y - é o vetor das variáveis de estado associadas aos modelos dinâmicos dos elementos de controle da rede (máquinas síncronas, reguladores de tensão, reguladores de velocidade, compensadores estáticos, transformadores OLTC etc);

x - é o vetor das variáveis de estado da rede elétrica (módulo e ângulo das tensões das barras não controladas do sistema);

t - é o tempo.

O Organon utiliza um método de integração “Preditor-Corretor” resultante da combinação dos métodos “Linear Multistep – LM” do tipo “Adams-Bashforth-Moulton – ABM” e “Backward

Differentiation Formulae – BDF”, para resolver o conjunto de equações algébrico-diferenciais (A.1) e (A.2).

Análise de Contingências

A análise de contingências baseia-se na simulação de uma lista de contingências definida pelo usuário para o ponto de operação do sistema. Esta análise parte de um ponto de operação convergido e pretende determinar o novo estado após a ocorrência dos eventos. A análise de contingências pode ser:

- **Estática:** as contingências são simuladas por meio do Fluxo de Potência Convencional (Newton-Raphson Completo);
- **Dinâmica:** as contingências são simuladas por meio de uma solução no domínio do tempo.

A análise estática permite determinar quais delas causam violação de limite térmico nos equipamentos ou de tensão nas barras. Os resultados desta análise são armazenados em relatórios e disponibilizados em forma de tabelas, identificando para o ponto de operação em questão violações de sobretensão, subtensão ou sobrecarga. Por sua vez, a análise dinâmica informa, pela simulação no domínio do tempo, se algum critério dinâmico de segurança foi violado.

Processamento Distribuído

Com a finalidade de atender os requisitos de desempenho, o Organon utiliza uma configuração de processamento distribuído baseado na abordagem Mestre-Escravo. O Mestre é responsável por gerar os casos-base, pela distribuição de tarefas entre os escravos, por recolher os respectivos relatórios, pela comunicação com o mundo externo e pelo armazenamento e exibição de resultados e gráficos. Já os Escravos são incumbidos de receberem tarefas do Mestre, processá-las utilizando uma ferramenta de simulação e enviarem um diagnóstico em um relatório ao Mestre (JARDIM *et al*, 2004). A Figura A.1 exemplifica esta arquitetura Mestre-Escravo.

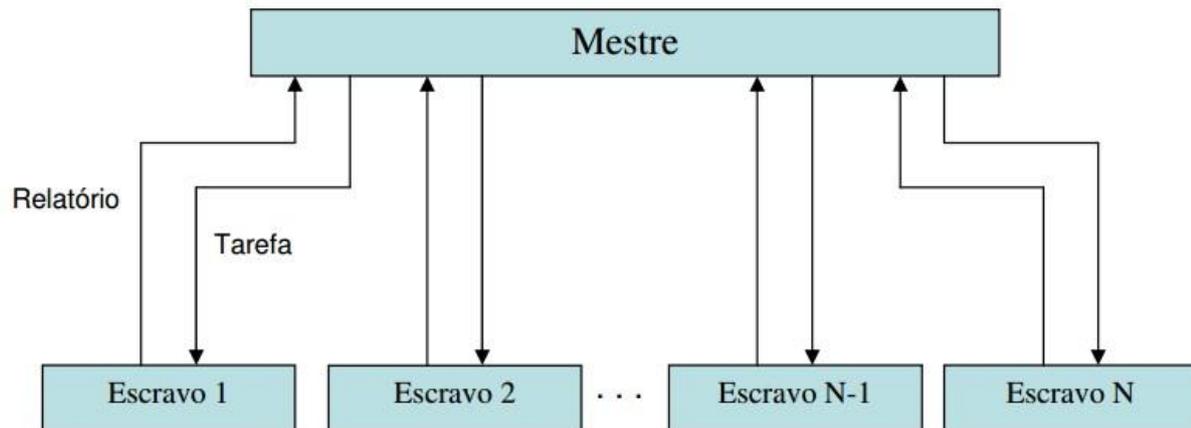


Figura A.1 – Arquitetura Mestre-Escravo do processamento distribuído
 Fonte: (CHAVES, 2008)

Preferencialmente, o processamento distribuído deve ser realizado em uma rede de computadores, no entanto, não há impeditivo de ser realizado em uma máquina apenas. Caso o sistema seja formado por apenas um computador, o Mestre e o Escravo utilizam o mesmo processador. Nessa situação, o processamento é realizado de forma sequencial, na medida em que o Mestre designa as tarefas ao Escravo, que executa cada determinação e encaminha um relatório com o resultado ao Mestre. Por outro lado, quando o sistema é formado por um conjunto de computadores, um processador é destinado ao Mestre e cada um dos demais é utilizado por um Escravo. Desta maneira, o processamento se dá de forma paralela, uma vez que ao receberem as tarefas do Mestre, cada Escravo realiza sua tarefa de forma independente dos demais. Com esta configuração, o tempo total para o Mestre obter os resultados de todas as tarefas tende a ser menor do que por um sistema composto de apenas um processador.

De modo que, no cálculo da RS em torno do caso-base, o Mestre designa uma direção e uma contingência a cada Escravo. O Escravo utiliza o fluxo de potência continuado para obter um novo ponto de operação e o fluxo de potência convencional de Newton-Raphson para obter a solução da contingência para a análise estática ou utiliza a simulação no domínio do tempo para a análise dinâmica. Ao término do processo, ou seja, ao encontrar os limites de segurança ou de geração, o Escravo envia um relatório ao Mestre e se coloca à disposição para uma nova tarefa.

B. Sistema New England

A Tabela B.1 apresenta o relatório dos dados das barras do sistema New England.

Tabela B.1 – Dados de barra do sistema New England

Barra	Nome	Tipo	Vmin (pu)	Vmax (pu)
1	BARRA-001	PQ	0.950	1.050
2	BARRA-002	PQ	0.950	1.050
3	BARRA-003	PQ	0.950	1.050
4	BARRA-004	PQ	0.950	1.050
5	BARRA-005	PQ	0.950	1.050
6	BARRA-006	PQ	0.950	1.050
7	BARRA-007	PQ	0.950	1.050
8	BARRA-008	PQ	0.950	1.050
9	BARRA-009	PQ	0.950	1.050
10	BARRA-010	PQ	0.950	1.050
11	BARRA-011	PQ	0.950	1.050
12	BARRA-012	PQ	0.950	1.050
13	BARRA-013	PQ	0.950	1.050
14	BARRA-014	PQ	0.950	1.050
15	BARRA-015	PQ	0.950	1.050
16	BARRA-016	PQ	0.950	1.050
17	BARRA-017	PQ	0.950	1.050
18	BARRA-018	PQ	0.950	1.050
19	BARRA-019	PQ	0.950	1.050
20	BARRA-020	PQ	0.950	1.050
21	BARRA-021	PQ	0.950	1.050
22	BARRA-022	PQ	0.950	1.050
23	BARRA-023	PQ	0.950	1.050
24	BARRA-024	PQ	0.950	1.050
25	BARRA-025	PQ	0.950	1.050
26	BARRA-026	PQ	0.950	1.050
27	BARRA-027	PQ	0.950	1.050
28	BARRA-028	PQ	0.950	1.050
29	BARRA-029	PQ	0.950	1.050
30	BARRA-030	PV	0.950	1.050
31	BARRA-031	PV	0.950	1.050
32	BARRA-032	PV	0.950	1.050
33	BARRA-033	PV	0.950	1.050
34	BARRA-034	PV	0.950	1.050
35	BARRA-035	PV	0.950	1.050
36	BARRA-036	PV	0.950	1.050
37	BARRA-037	PV	0.950	1.050
38	BARRA-038	PV	0.950	1.050
39	BARRA-039	SW	0.950	1.050

A Tabela B.2 mostra os valores de carga.

Tabela B.2 – Dados de carga do sistema New England

Barra	Nome	P (MW)	Q (Mvar)
3	BARRA-003	322.0	2.4
4	BARRA-004	500.0	184.0
7	BARRA-007	233.8	84.0
8	BARRA-008	522.0	176.0
12	BARRA-012	8.5	88.0
15	BARRA-015	320.0	153.0
16	BARRA-016	329.4	32.3
18	BARRA-018	158.0	30.0
20	BARRA-020	680.0	103.0
21	BARRA-021	274.0	115.0
23	BARRA-023	247.5	84.6
24	BARRA-024	308.6	-92.2
25	BARRA-025	224.0	47.2
26	BARRA-026	139.0	17.0
27	BARRA-027	281.0	75.5
28	BARRA-028	206.0	27.6
29	BARRA-029	283.5	26.9
31	BARRA-031	9.2	4.6
39	BARRA-039	1104.0	250.0

Os dados dos transformadores são apresentados na Tabela B.3.

Tabela B.3 – Dados dos transformadores do sistema New England

De	Para #Circ	R (pu)	X (pu)	Cap. (MVA)		Tape
				Normal	Emerg.	
2	30 #1	0.00000	0.01810	9999.0	9999.0	1.025
6	31 #1	0.00000	0.02500	9999.0	9999.0	1.070
10	32 #1	0.00000	0.02000	9999.0	9999.0	1.070
12	11 #1	0.00160	0.04350	9999.0	9999.0	1.006
12	13 #1	0.00160	0.04350	9999.0	9999.0	1.006
19	20 #1	0.00070	0.01380	9999.0	9999.0	1.060
19	33 #1	0.00070	0.01420	9999.0	9999.0	1.070
20	34 #1	0.00090	0.01800	9999.0	9999.0	1.009
22	35 #1	0.00000	0.01430	9999.0	9999.0	1.025
25	37 #1	0.00060	0.02320	9999.0	9999.0	1.025
29	38 #1	0.00080	0.01560	9999.0	9999.0	1.025

Na Tabela B.4 são exibidos os dados das linhas de transmissão.

Tabela B.4 – Dados das linhas de transmissão do sistema New England

De	Para #Circ	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Cap. (MVA)	
					Normal	Emerg.
1	2 # 1	0.00350	0.04110	0.69870	9999.0	9999.0
1	39 # 1	0.00100	0.02500	0.75000	9999.0	9999.0
2	3 # 1	0.00130	0.01510	0.25720	9999.0	9999.0
2	25 # 1	0.00700	0.00860	0.14600	9999.0	9999.0
3	4 # 1	0.00130	0.02130	0.22140	9999.0	9999.0
3	18 # 1	0.00110	0.01330	0.21380	9999.0	9999.0
4	5 # 1	0.00080	0.01280	0.13420	9999.0	9999.0
4	14 # 1	0.00080	0.01290	0.13820	9999.0	9999.0
5	6 # 1	0.00020	0.00260	0.04340	9999.0	9999.0
5	8 # 1	0.00080	0.01120	0.14760	9999.0	9999.0
6	7 # 1	0.00060	0.00920	0.11300	9999.0	9999.0
6	11 # 1	0.00070	0.00820	0.13890	9999.0	9999.0
7	8 # 1	0.00040	0.00460	0.07800	9999.0	9999.0
8	9 # 1	0.00230	0.03630	0.38040	9999.0	9999.0
9	39 # 1	0.00100	0.02500	1.200	9999.0	9999.0
10	11 # 1	0.00040	0.00430	0.07290	9999.0	9999.0
10	13 # 1	0.00040	0.00430	0.07290	9999.0	9999.0
13	14 # 1	0.00090	0.01010	0.17230	9999.0	9999.0
14	15 # 1	0.00180	0.02170	0.36600	9999.0	9999.0
15	16 # 1	0.00090	0.00940	0.17100	9999.0	9999.0
16	17 # 1	0.00070	0.00890	0.13420	9999.0	9999.0
16	19 # 1	0.00160	0.01950	0.30400	9999.0	9999.0
16	21 # 1	0.00080	0.01350	0.25480	9999.0	9999.0
16	24 # 1	0.00030	0.00590	0.06800	9999.0	9999.0
17	18 # 1	0.00070	0.00820	0.13190	9999.0	9999.0
17	27 # 1	0.00130	0.01730	0.32160	9999.0	9999.0
21	22 # 1	0.00080	0.01400	0.25650	9999.0	9999.0
22	23 # 1	0.00060	0.00960	0.18460	9999.0	9999.0
23	24 # 1	0.00220	0.03500	0.36100	9999.0	9999.0
23	36 # 1	0.00050	0.02720	0.00000	9999.0	9999.0
25	26 # 1	0.00320	0.03230	0.51300	9999.0	9999.0
26	27 # 1	0.00140	0.01470	0.23960	9999.0	9999.0
26	28 # 1	0.00430	0.04740	0.78020	9999.0	9999.0
26	29 # 1	0.00570	0.06250	1.029	9999.0	9999.0
28	29 # 1	0.00140	0.01510	0.24900	9999.0	9999.0

Os dados dos modelos dinâmicos utilizados no sistema New England encontram-se em Passaro (2013). Um resumo dos modelos de máquinas e seus controladores associados é exibido na Tabela B.5.

Tabela B.5 – Resumo dos geradores e controladores associados do sistema New England

Barra	Nome	Sgen	AVR	Bc	PSS	OEL	UEL	GOV
30	BARRA-030	SGEN5	AVR04	30	--	--	--	--
31	BARRA-031	SGEN5	AVR04	31	--	--	--	--
32	BARRA-032	SGEN5	AVR04	32	--	--	--	--
33	BARRA-033	SGEN5	AVR04	33	--	--	--	--
34	BARRA-034	SGEN5	AVR04	34	--	--	--	--
35	BARRA-035	SGEN5	AVR04	35	--	--	--	--
36	BARRA-036	SGEN5	AVR04	36	--	--	--	--
37	BARRA-037	SGEN5	AVR04	37	--	--	--	--
38	BARRA-038	SGEN5	AVR04	38	--	--	--	--
39	BARRA-039	SGEN1	--	0	--	--	--	--

C. Sistema-teste de 65 Barras

A Tabela C.1 mostra os dados das barras do sistema-teste de 65 barras.

Tabela C.1 – Dados de barra do sistema-teste de 65 barras

Barra	Nome	Tipo	Vmin (pu)	Vmax (pu)
18	ITUMBIAR-4GR	PV	0.950	1.050
20	MARIMBON-5GR	PV	0.950	1.050
48	IBIUNA---3CS	PV	0.950	1.050
100	MARIMBON-500	PQ	0.950	1.100
101	ARARAQUA-500	PQ	0.950	1.100
102	POCOS----500	PQ	0.950	1.100
103	CAMPINAS-500	PQ	0.950	1.100
104	C.PAULIS-500	PQ	0.950	1.100
120	P.CALDAS-345	PQ	0.950	1.070
122	IBIUNA---500	PQ	0.950	1.100
123	CAMPINAS-345	PQ	0.950	1.070
210	ITUMBIARA500	PQ	0.950	1.100
213	MARIMBON-345	PQ	0.950	1.070
217	ITUMBIARA345	PQ	0.950	1.070
233	SAMAMBAI-500	PQ	0.950	1.100
234	SAMAMBAI-345	PQ	0.950	1.070
300	EMBORCAC-3GR	PV	0.950	1.050
301	JAGUARA--3GR	PV	0.950	1.050
302	N.PONTE--3GR	PV	0.950	1.050
303	S.SIMAO--3GR	PV	0.950	1.050
320	EMBORCAC-500	PQ	0.950	1.100
325	JAGUARA--500	PQ	0.950	1.100
326	JAGUARA--345	PQ	0.950	1.070
360	NPONTE---500	PQ	0.950	1.100
370	SSIMAO---500	PQ	0.950	1.100
500	A.VERMEL-4GR	PV	0.950	1.050
535	AVERMELHA500	PQ	0.950	1.100
536	AVERMELH-440	PQ	0.950	1.070
800	GBMUNHOZ-3GR	SW	0.950	1.050
808	SCAXIAS--4GR	PV	0.950	1.050
810	SSEGREDO-4GR	PV	0.950	1.050
814	BATEIAS--230	PQ	0.950	1.050

Barra	Nome	Tipo	Vmin (pu)	Vmax (pu)
824	GBMUNHOZ-500	PQ	0.950	1.100
834	S.MATEUS-230	PQ	0.950	1.050
839	CASCAVEL-230	PQ	0.950	1.050
840	CASCAVEL-138	PQ	0.950	1.050
848	FCHOPIM--138	PQ	0.950	1.050
856	SEGREDO--500	PQ	0.950	1.100
895	BATEIAS--500	PQ	0.950	1.100
896	CASCAVELO500	PQ	0.950	1.100
897	SCAXIAS--500	PQ	0.950	1.100
898	FCHOPIM--230	PQ	0.950	1.050
904	ITA-----3GR	PV	0.950	1.050
915	MACHADIN-2GR	PV	0.950	1.050
919	SOSOR1A4-4GR	PV	0.950	1.050
925	SSANTIAG-3GR	PV	0.950	1.050
933	AREIA----500	PQ	0.950	1.100
934	AREIA----230	PQ	0.950	1.050
938	BLUMENAU-500	PQ	0.950	1.100
939	BLUMENAU-230	PQ	0.950	1.050
955	CNOVOS---500	PQ	0.950	1.100
959	CURITIBA-500	PQ	0.950	1.100
960	CURITIBA-230	PQ	0.950	1.050
964	CAXIAS---500	PQ	0.950	1.100
965	CAXIAS---230	PQ	0.950	1.050
976	GRAVATAI-500	PQ	0.950	1.100
995	ITA-----500	PQ	0.950	1.100
1015	JOINVILLE230	PQ	0.950	1.050
1030	MACHADIN-500	PQ	0.950	1.100
1047	SOSORIO--230	PQ	0.950	1.050
1060	SSANTIAG-500	PQ	0.950	1.100
1210	GRAVATAI-230	PQ	0.950	1.050
1503	ITAJUBA--500	PQ	0.950	1.100
1504	ITAJUBA--138	PQ	0.950	1.050
2458	CASCAVEL-230	PQ	0.950	1.050

A Tabela C.2 apresenta os valores de carga.

Tabela C.2 – Dados de carga do sistema-teste de 65 barras

Barra	Nome	P (MW)	Q (Mvar)
104	C.PAULIS-500	1200.0	150.0
120	P.CALDAS-345	105.0	33.0
122	IBIUNA---500	200.0	38.0
123	CAMPINAS-345	440.0	160.0
213	MARIMBON-345	75.0	25.0
217	ITUMBIARA345	454.0	48.0
234	SAMAMBAI-345	900.0	300.0
326	JAGUARA--345	214.0	74.0
536	AVERMELH-440	700.0	150.0
814	BATEIAS--230	735.4	191.0
834	S.MATEUS-230	13.4	4.2
840	CASCAVEL-138	159.0	36.0
848	FCHOPIM--138	94.0	18.0
934	AREIA----230	237.0	59.0
939	BLUMENAU-230	1149.0	53.1
960	CURITIBA-230	844.7	469.1
965	CAXIAS---230	755.6	56.2
1015	JOINVILLE230	70.0	2.0
1210	GRAVATAI-230	1228.0	425.0
1504	ITAJUBA--138	110.0	43.0
2458	CASCAVEL-230	403.0	126.0

Os dados dos transformadores são exibidos na Tabela C.3.

Tabela C.3 – Dados dos transformadores do sistema-teste de 65 barras

De	Para Circ#	R (pu)	X (pu)	Cap. (MVA)		Tape
				Normal	Emerg.	
100	20 #1	0.00000	0.01264	1520.0	1520.0	1.000
100	213 #1	0.00000	0.02357	560.0	560.0	1.000
102	120 #1	0.00000	0.02403	560.0	560.0	1.000
103	123 #1	0.00000	0.02419	560.0	560.0	1.000
122	48 #1	0.00000	0.00953	1050.0	1050.0	1.000
210	18 #1	0.00000	0.01000	2400.0	2400.0	1.000
210	217 #1	0.00000	0.01720	560.0	560.0	1.000
210	217 #2	0.00000	0.01720	560.0	560.0	1.000
234	233 #1	0.00000	0.01113	1050.0	1050.0	1.000
234	233 #2	0.00000	0.01000	1050.0	1050.0	1.000
320	300 #1	0.00000	0.01357	1200.0	1200.0	1.000

De	Para Circ#	R (pu)	X (pu)	Cap. (MVA)		Tape
				Normal	Emerg.	
325	301 #1	0.00000	0.03510	500.0	500.0	1.000
325	326 #1	0.00000	0.02160	400.0	400.0	1.000
325	326 #2	0.00000	0.02160	400.0	400.0	1.000
360	302 #1	0.00000	0.01937	537.0	537.0	1.000
370	303 #1	0.00000	0.01410	1740.0	1740.0	1.000
535	500 #1	0.00000	0.01025	1500.0	1500.0	1.000
536	535 #1	0.00000	0.01420	750.0	750.0	1.000
814	895 #1	0.00032	0.01146	600.0	600.0	0.95054
814	895 #2	0.00030	0.01165	600.0	600.0	0.95054
824	800 #1	0.00000	0.01120	1676.0	1676.0	1.024
839	840 #1	0.00000	0.06640	150.0	150.0	1.001
839	840 #2	0.00000	0.06290	150.0	150.0	1.001
856	810 #1	0.00000	0.01050	1260.0	1260.0	1.000
897	808 #1	0.00000	0.01020	1344.0	1344.0	1.024
898	848 #1	0.00000	0.06360	150.0	150.0	1.000
934	933 #1	0.00031	0.01207	672.0	672.0	0.95191
939	938 #1	0.00031	0.01150	672.0	672.0	0.93659
939	938 #2	0.00032	0.01163	672.0	672.0	0.93659
939	938 #3	0.00000	0.01277	672.0	672.0	0.93659
960	959 #1	0.00032	0.01163	672.0	672.0	0.97240
960	959 #2	0.00031	0.01166	672.0	672.0	0.97240
965	964 #1	0.00020	0.01211	672.0	672.0	0.93670
965	964 #2	0.00020	0.01233	672.0	672.0	0.93670
995	904 #1	0.00012	0.01538	1625.0	1625.0	1.000
1030	915 #1	0.00000	0.02065	1254.0	1254.0	1.000
1047	919 #1	0.00024	0.01702	788.0	788.0	1.025
1060	925 #1	0.00011	0.01515	1402.0	1402.0	1.024
1210	976 #1	0.00030	0.01219	672.0	672.0	0.97025
1210	976 #2	0.00039	0.01138	672.0	672.0	0.97025
1210	976 #3	0.00036	0.01217	672.0	672.0	0.97025
1503	1504 #1	0.00000	0.05200	300.0	300.0	0.98240
2458	896 #1	0.00000	0.01270	600.0	600.0	0.96771

A Tabela C.4 exibe os valores referentes às linhas de transmissão.

Tabela C.4 – Dados das linhas de transmissão do sistema-teste de 65 barras

De	Para Circ#	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Cap. (MVA)	
					Normal	Emerg.
100	101 # 1	0.00172	0.02720	2.314	1665.0	1665.0
100	101 # 2	0.00171	0.02700	2.302	1665.0	1665.0
100	210 # 1	0.00209	0.02935	2.546	1732.0	1732.0
100	535 # 1	0.00153	0.02400	2.038	1665.0	1665.0
101	102 # 1	0.00156	0.02460	2.085	1665.0	1665.0
101	103 # 1	0.00152	0.02390	2.026	1665.0	1665.0
102	1503 # 1	0.00110	0.01910	1.618	1665.0	1665.0
104	103 # 1	0.00196	0.03100	2.649	1665.0	1665.0
104	1503 # 1	0.00050	0.00820	0.693	1665.0	1665.0
122	103 # 1	0.00105	0.01619	1.363	1665.0	1665.0
122	103 # 2	0.00105	0.01619	1.363	1665.0	1665.0
210	370 # 1	0.00147	0.02320	1.966	1665.0	1665.0
233	210 # 1	0.00280	0.03990	3.553	2598.0	2598.0
233	320 # 1	0.00270	0.03870	3.440	2598.0	2598.0
320	210 # 1	0.00125	0.01937	1.499	1948.0	1948.0
320	360 # 1	0.00082	0.01256	0.989	2078.0	2078.0
325	360 # 1	0.00100	0.01519	1.196	2251.0	2251.0
325	370 # 1	0.00280	0.04840	4.195	2205.0	2205.0
370	535 # 1	0.00093	0.01376	1.123	2205.0	2205.0
824	933 # 1	0.00010	0.00124	0.152	2182.0	2182.0
824	933 # 2	0.00010	0.00126	0.154	2182.0	2182.0
834	934 # 1	0.02444	0.12652	0.217	359.0	359.0
839	898 # 1	0.01130	0.06990	0.126	189.0	189.0
839	1047 # 1	0.01220	0.07690	0.138	189.0	189.0
839	2458 # 1	0.00220	0.01090	0.018	319.0	319.0
839	2458 # 2	0.00170	0.01030	0.020	356.0	356.0
856	933 # 1	0.00052	0.00654	0.804	2273.0	2273.0
856	1060 # 1	0.00056	0.00697	0.857	2182.0	2182.0
895	122 # 1	0.00308	0.03958	4.448	1299.0	1299.0
895	122 # 2	0.00308	0.03958	4.448	1299.0	1299.0
896	897 # 1	0.00050	0.00730	0.780	1637.0	1637.0
898	1047 # 1	0.00150	0.00890	0.016	324.0	324.0
933	895 # 1	0.00200	0.02550	3.127	2110.0	2110.0
933	955 # 1	0.00162	0.02048	2.501	2110.0	2110.0
933	959 # 1	0.00200	0.02690	3.364	2182.0	2182.0
934	1047 # 1	0.03045	0.15738	0.271	319.0	319.0
934	1047 # 2	0.03041	0.15718	0.270	319.0	319.0
938	955 # 1	0.00256	0.02922	3.604	2037.0	2037.0

De	Para Circ#	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Cap. (MVA)	
					Normal	Emerg.
938	959 # 1	0.00127	0.01603	1.958	1266.0	1266.0
939	1015 # 1	0.01271	0.06562	0.113	306.0	306.0
939	1015 # 2	0.01283	0.06564	0.115	306.0	306.0
955	964 # 1	0.00188	0.02347	2.872	1688.0	1688.0
959	895 # 1	0.00050	0.00440	0.475	2110.0	2110.0
960	834 # 1	0.02210	0.11475	0.196	319.0	319.0
960	1015 # 1	0.01892	0.09776	0.165	319.0	319.0
960	1015 # 2	0.01895	0.09704	0.170	319.0	319.0
964	976 # 1	0.00073	0.00916	1.121	1688.0	1688.0
976	995 # 1	0.00282	0.03852	4.937	1688.0	1688.0
995	964 # 1	0.00164	0.03034	3.548	2182.0	2182.0
995	1030 # 1	0.00073	0.00920	1.122	2182.0	2182.0
995	1060 # 1	0.00172	0.02170	2.651	2110.0	2110.0
1030	955 # 1	0.00047	0.00590	0.718	2182.0	2182.0
1060	897 # 1	0.00076	0.01171	1.245	2370.0	2370.0

Os dados dos modelos dinâmicos utilizados no sistema-teste de 65 barras encontram-se em Alves (2007). Um resumo dos modelos de máquinas e seus controladores associados, é exibido na Tabela C.5.

Tabela C.5 – Resumo dos geradores e controladores associados do sistema-teste de 65 barras

Barra	Nome	Sgen	AVR	Bc	PSS	OEL	UEL	GOV
18	ITUMBIAR-4GR	SGEN4	AVR03	18	PSS01	--	--	GOV03
20	MARIMBON-5GR	SGEN4	AVR07	20	PSS06	OEL02	--	GOV03
48	IBIUNA---3CS	SGEN4	AVR07	48	--	OEL02	--	--
300	EMBORCAC-3GR	SGEN4	AVR28	300	PSS06	--	--	GOV01
301	JAGUARA--3GR	SGEN4	AVR04	301	--	--	--	GOV03
302	N.PONTE--3GR	SGEN4	AVR28	302	PSS06	--	--	GOV01
303	S.SIMAO--3GR	SGEN4	AVR02	303	PSS06	--	--	GOV03
500	A.VERMEL-4GR	SGEN4	AVR03	500	PSS06	--	--	GOV13
800	GBMUNHOZ-3GR	SGEN4	AVR03	800	PSS01	--	--	GOV03
808	SCAXIAS--4GR	SGEN4	AVR03	808	PSS06	--	--	GOV03
810	SSEGREDO-4GR	SGEN4	AVR03	810	PSS06	--	--	GOV03
904	ITA-----3GR	SGEN4	AVR03	904	PSS08	OEL02	--	GOV06
915	MACHADIN-2GR	SGEN4	AVR07	915	PSS06	OEL02	--	GOV06
919	SOSOR1A4-4GR	SGEN4	AVR02	919	PSS06	--	--	GOV03
925	SSANTIAG-3GR	SGEN4	AVR02	925	PSS01	--	--	GOV03

D. Sistema-teste de 107 Barras

A Tabela D.1 mostra os dados de barra do sistema-teste de 107 barras.

Tabela D.1 – Dados de barra do sistema-teste de 107 barras

Barra	Nome	Tipo	Vmin (pu)	Vmax (pu)
12	LCBARRET-4GR	PV	0.950	1.050
16	FURNAS---5GR	PV	0.950	1.050
18	ITUMBIAR-6GR	SW	0.950	1.050
20	MARIMBON-5GR	PV	0.950	1.050
21	MANSO----3GR	PV	0.950	1.050
22	M.MOR.A--3GR	PV	0.950	1.050
35	CORUMBA--2GR	PV	0.950	1.050
48	IBIUNA---4CS	PV	0.950	1.050
86	IBIUNA---345	PQ	0.950	1.070
100	MARIMBON-500	PQ	0.950	1.100
101	ARARAQUA-500	PQ	0.950	1.100
102	POCOS----500	PQ	0.950	1.100
103	CAMPINAS-500	PQ	0.950	1.100
104	C.PAULIS-500	PQ	0.950	1.100
106	ADRIANO--500	PQ	0.950	1.100
120	P.CALDAS-345	PQ	0.950	1.070
122	IBIUNA---500	PQ	0.950	1.100
123	CAMPINAS-345	PQ	0.950	1.070
126	GUARULHOS345	PQ	0.950	1.070
131	M.MORAES-345	PQ	0.950	1.070
134	LBARRETO-345	PQ	0.950	1.070
136	FURNAS---345	PQ	0.950	1.070
138	ITUTINGA-345	PQ	0.950	1.070
140	ADRIANO--345	PQ	0.950	1.070
210	ITUMBIARA500	PQ	0.950	1.100
213	MARIMBON-345	PQ	0.950	1.070
216	PCOLOMBIA345	PQ	0.950	1.070
217	ITUMBIARA345	PQ	0.950	1.070
218	BANDEIRA-345	PQ	0.950	1.070
219	B.SUL----345	PQ	0.950	1.070
220	CORUMBA--345	PQ	0.950	1.070
225	ITUMBIARA230	PQ	0.950	1.070
228	B.SUL----230	PQ	0.950	1.070
231	R.VERDE-230	PQ	0.950	1.070
233	SAMAMBAI-500	PQ	0.950	1.100
234	SAMAMBAI-345	PQ	0.950	1.070

Barra	Nome	Tipo	Vmin (pu)	Vmax (pu)
300	EMBORCAC-3GR	PV	0.950	1.050
301	JAGUARA--4GR	PV	0.950	1.050
302	N.PONTE--3GR	PV	0.950	1.050
303	S.SIMAO--4GR	PV	0.950	1.050
305	V.GRANDE-4GR	PV	0.950	1.050
320	EMBORCAC-500	PQ	0.950	1.100
325	JAGUARA--500	PQ	0.950	1.100
326	JAGUARA--345	PQ	0.950	1.070
360	NPONTE---500	PQ	0.950	1.100
370	SSIMAO---500	PQ	0.950	1.100
396	VGRANDE--345	PQ	0.950	1.070
500	A.VERMEL-4GR	PV	0.950	1.050
535	AVERMELHA500	PQ	0.950	1.100
536	AVERMELH-440	PQ	0.950	1.080
800	GBMUNHOZ-2GR	PV	0.950	1.050
808	SCAXIAS--4GR	PV	0.950	1.050
810	SSEGREDO-4GR	PV	0.950	1.050
814	BATEIAS--230	PQ	0.950	1.070
824	GBMUNHOZ-500	PQ	0.950	1.100
834	S.MATEUS-230	PQ	0.950	1.070
839	CASCAVEL-230	PQ	0.950	1.070
840	CASCAVEL-138	PQ	0.950	1.050
848	FCHOPIIM--138	PQ	0.950	1.050
856	SEGREDO--500	PQ	0.950	1.100
895	BATEIAS--500	PQ	0.950	1.100
896	CASCAVELO500	PQ	0.950	1.100
897	SCAXIAS--500	PQ	0.950	1.100
898	FCHOPIIM--230	PQ	0.950	1.070
904	ITA-----4GR	PV	0.950	1.050
915	MACHADIN-2GR	PV	0.950	1.050
919	SOSOR1A4-4GR	PV	0.950	1.050
925	SSANTIAG-3GR	PV	0.950	1.050
933	AREIA----500	PQ	0.950	1.100
934	AREIA----230	PQ	0.950	1.070
938	BLUMENAU-500	PQ	0.950	1.100
939	BLUMENAU-230	PQ	0.950	1.070
955	CNOVOS---500	PQ	0.950	1.100
959	CURITIBA-500	PQ	0.950	1.100
960	CURITIBA-230	PQ	0.950	1.070
964	CAXIAS---500	PQ	0.950	1.100
965	CAXIAS---230	PQ	0.950	1.070
976	GRAVATAI-500	PQ	0.950	1.100

Barra	Nome	Tipo	Vmin (pu)	Vmax (pu)
995	ITA-----500	PQ	0.950	1.100
1015	JOINVILLE230	PQ	0.950	1.070
1030	MACHADIN-500	PQ	0.950	1.100
1047	SOSORIO--230	PQ	0.950	1.070
1060	SSANTIAG-500	PQ	0.950	1.100
1210	GRAVATAI-230	PQ	0.950	1.070
1503	ITAJUBA--500	PQ	0.950	1.100
1504	ITAJUBA--138	PQ	0.950	1.050
2458	CASCAVEL-230	PQ	0.950	1.070
4501	B.PEIXE--230	PQ	0.950	1.070
4521	ITIQUIRA-230	PQ	0.950	1.070
4522	RONDONOP-230	PQ	0.950	1.070
4523	ITIQUIR--2GR	PV	0.950	1.050
4530	COXIPO-CE-12	PQ	0.950	1.050
4532	COXIPO-230	PQ	0.950	1.070
4533	COXIPO-138	PQ	0.950	1.050
4542	NOBRES-230	PQ	0.950	1.070
4552	N.MUTUM-230	PQ	0.950	1.070
4562	SORRISO-230	PQ	0.950	1.070
4572	LUCAS-RV230	PQ	0.950	1.070
4582	SINOP-230	PQ	0.950	1.070
4592	MANSO-230	PQ	0.950	1.070
4596	CBA--GAS-2GR	PV	0.950	1.050
4623	RONDONOP-138	PQ	0.950	1.050
4703	CUIABA-138	PQ	0.950	1.050
4804	GUAPORE--2GR	PV	0.950	1.050
4805	GUAPORE--138	PQ	0.950	1.050
4807	JAURU-138	PQ	0.950	1.050
4862	JAURU-230	PQ	0.950	1.070

Na Tabela D.2 são apresentados os valores de carga.

Tabela D.2 – Dados de carga do sistema-teste de 107 barras

Barra	Nome	P (MW)	Q (Mvar)
86	IBIUNA---345	66.0	1.2
104	C.PAULIS-500	910.0	235.0
120	P.CALDAS-345	180.0	90.0
122	IBIUNA---500	200.0	38.0
123	CAMPINAS-345	450.0	175.0
126	GUARULHOS345	290.0	95.0
136	FURNAS---345	54.0	23.0
138	ITUTINGA-345	72.0	34.0
140	ADRIANO--345	700.0	250.0
213	MARIMBON-345	93.0	39.0
216	PCOLOMBIA345	53.0	25.0
217	ITUMBIARA345	364.0	58.0
218	BANDEIRA-345	600.0	200.0
228	B.SUL----230	86.0	34.0
231	R.VERDE-230	89.7	31.9
234	SAMAMBAI-345	1000.0	350.0
326	JAGUARA--345	274.0	104.0
536	AVERMELH-440	700.0	150.0
814	BATEIAS--230	735.4	191.0
834	S.MATEUS-230	13.4	4.2
840	CASCAVEL-138	159.0	36.0
848	FCHOPIM--138	94.0	18.0
934	AREIA----230	237.0	59.0
939	BLUMENAU-230	1149.0	53.1
960	CURITIBA-230	844.7	469.1
965	CAXIAS---230	755.6	56.2
1015	JOINVILLE230	70.0	2.0
1210	GRAVATAI-230	1228.0	425.0
1504	ITAJUBA--138	145.0	63.0
2458	CASCAVEL-230	403.0	126.0
4501	B.PEIXE--230	31.4	7.1
4533	COXIPO-138	75.4	16.1
4552	N.MUTUM-230	12.6	1.2
4562	SORRISO-230	23.8	7.4
4572	LUCAS-RV230	18.0	6.4
4582	SINOP-230	65.5	16.7
4623	RONDONOP-138	128.2	40.8
4703	CUIABA-138	182.1	29.8
4807	JAURU-138	128.9	36.3

A Tabela D.3 mostra os dados dos transformadores.

Tabela D.3 – Dados dos transformadores do sistema-teste de 107 barras

De	Para Circ#	R (pu)	X (pu)	Cap. (MVA)		Tape
				Normal	Emerg.	
86	48 #1	0.00000	0.00715	1050.0	1050.0	1.000
86	122 #1	0.00000	0.01913	750.0	750.0	1.000
86	122 #2	0.00000	0.01913	750.0	750.0	1.000
100	20 #1	0.00000	0.01264	1520.0	1520.0	1.000
100	213 #1	0.00000	0.02357	560.0	560.0	1.000
102	120 #1	0.00000	0.02403	560.0	560.0	1.000
103	123 #1	0.00000	0.02419	560.0	560.0	1.000
106	140 #1	0.00000	0.02923	560.0	560.0	1.000
106	140 #2	0.00000	0.02668	560.0	560.0	1.000
131	22 #1	0.00000	0.08833	378.0	378.0	1.000
134	12 #1	0.00000	0.01335	1136.0	1136.0	0.99900
136	16 #1	0.00000	0.01536	1280.0	1280.0	1.000
210	18 #1	0.00000	0.00667	2400.0	2400.0	1.000
210	217 #1	0.00000	0.01720	560.0	560.0	1.000
210	217 #2	0.00000	0.01720	560.0	560.0	1.000
220	35 #1	0.00000	0.04497	417.0	417.0	1.025
225	217 #1	0.00000	0.02721	225.0	225.0	0.95000
225	217 #2	0.00000	0.02938	560.0	560.0	0.95000
228	219 #1	0.00000	0.03595	225.0	225.0	1.000
234	233 #1	0.00000	0.01113	1050.0	1050.0	1.000
234	233 #2	0.00000	0.01000	1050.0	1050.0	1.000
320	300 #1	0.00000	0.01357	1200.0	1200.0	1.000
325	301 #1	0.00000	0.02632	500.0	500.0	1.000
325	326 #1	0.00000	0.02160	400.0	400.0	1.000
325	326 #2	0.00000	0.02160	400.0	400.0	1.000
360	302 #1	0.00000	0.01937	537.0	537.0	1.000
370	303 #1	0.00000	0.01058	1740.0	1740.0	1.000
396	305 #1	0.00000	0.02200	450.0	450.0	1.025
535	500 #1	0.00000	0.01025	1500.0	1500.0	1.000
536	535 #1	0.00000	0.01533	700.0	700.0	1.000
536	535 #2	0.00000	0.01420	750.0	750.0	1.000
814	895 #1	0.00032	0.01146	600.0	600.0	0.96949
814	895 #2	0.00030	0.01165	600.0	600.0	0.96949
824	800 #1	0.00000	0.01680	1676.0	1676.0	1.024
839	840 #1	0.00000	0.06640	150.0	150.0	0.88100
839	840 #2	0.00000	0.06290	150.0	150.0	0.88100
856	810 #1	0.00000	0.01050	1260.0	1260.0	1.000
897	808 #1	0.00000	0.01020	1344.0	1344.0	1.024

De	Para Circ#	R (pu)	X (pu)	Cap. (MVA)		Tape
				Normal	Emerg.	
898	848 #1	0.00000	0.06360	150.0	150.0	1.000
934	933 #1	0.00031	0.01207	672.0	672.0	0.97654
939	938 #1	0.00031	0.01150	672.0	672.0	0.96203
939	938 #2	0.00032	0.01163	672.0	672.0	0.96203
939	938 #3	0.00000	0.01277	672.0	672.0	0.96203
960	959 #1	0.00032	0.01163	672.0	672.0	0.99607
960	959 #2	0.00031	0.01166	672.0	672.0	0.99607
965	964 #1	0.00020	0.01211	672.0	672.0	0.96865
965	964 #2	0.00020	0.01233	672.0	672.0	0.96865
995	904 #1	0.00000	0.01154	1625.0	1625.0	1.000
1030	915 #1	0.00000	0.02065	1254.0	1254.0	1.000
1047	919 #1	0.00000	0.01702	788.0	788.0	1.025
1060	925 #1	0.00000	0.01515	1402.0	1402.0	1.024
1210	976 #1	0.00030	0.01219	672.0	672.0	1.007
1210	976 #2	0.00039	0.01138	672.0	672.0	1.007
1210	976 #3	0.00036	0.01217	672.0	672.0	1.007
1503	1504 #1	0.00000	0.05200	300.0	300.0	0.99860
2458	896 #1	0.00000	0.01270	600.0	600.0	0.99216
4521	4523 #1	0.00000	0.20710	9999.0	9999.0	1.000
4522	4623 #1	0.00000	0.07950	100.0	100.0	1.000
4522	4623 #2	0.00000	0.07950	100.0	100.0	1.000
4532	4530 #1	0.00000	0.14300	9999.0	9999.0	1.000
4532	4533 #1	0.00000	0.08600	100.0	100.0	1.000
4532	4533 #2	0.00000	0.08600	100.0	100.0	1.000
4532	4533 #3	0.00000	0.08600	100.0	100.0	1.000
4533	4596 #1	0.00000	0.03764	9999.0	9999.0	1.000
4592	21 #1	0.00000	0.06400	9999.0	9999.0	1.000
4805	4804 #1	0.00000	0.13333	138.0	138.0	1.000
4862	4807 #1	0.00000	0.04050	300.0	300.0	1.000

Os dados das linhas de transmissão são exibidos na Tabela D.4.

Tabela D.4 – Dados das linhas de transmissão do sistema-teste de 107 barras

De	Para Circ#	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Cap. (MVA)	
					Normal	Emerg.
100	101 # 1	0.00172	0.02720	2.314	1665.0	1665.0
100	101 # 2	0.00171	0.02700	2.302	1665.0	1665.0
100	210 # 1	0.00209	0.02935	2.546	1732.0	1732.0
100	535 # 1	0.00153	0.02400	2.038	1665.0	1665.0
101	102 # 1	0.00156	0.02460	2.085	1665.0	1665.0
101	103 # 1	0.00152	0.02390	2.026	1665.0	1665.0
102	1503 # 1	0.00110	0.01910	1.618	1665.0	1665.0
104	103 # 1	0.00196	0.03100	2.649	1665.0	1665.0
104	1503 # 1	0.00050	0.00820	0.693	1665.0	1665.0
106	104 # 1	0.00152	0.02390	2.027	1665.0	1665.0
106	104 # 2	0.00152	0.02390	2.031	1665.0	1665.0
122	103 # 1	0.00105	0.01619	1.363	1665.0	1665.0
123	120 # 1	0.00359	0.03945	0.666	598.0	598.0
126	86 # 1	0.00109	0.01826	0.511	1532.0	1532.0
126	86 # 2	0.00109	0.01824	0.511	1532.0	1532.0
126	120 # 1	0.00600	0.05950	0.928	598.0	598.0
126	120 # 2	0.00606	0.06020	0.938	598.0	598.0
134	131 # 1	0.00092	0.01010	0.169	717.0	717.0
134	396 # 1	0.00320	0.03509	0.592	699.0	699.0
136	120 # 1	0.00436	0.04300	0.660	598.0	598.0
136	120 # 2	0.00436	0.04300	0.666	598.0	598.0
136	131 # 1	0.00348	0.03420	0.528	717.0	717.0
136	134 # 1	0.00375	0.04130	0.699	598.0	598.0
136	138 # 1	0.00649	0.06460	1.008	728.0	728.0
136	138 # 2	0.00558	0.06190	1.057	766.0	766.0
140	138 # 1	0.00652	0.06500	1.014	728.0	728.0
140	138 # 2	0.00558	0.06190	1.057	766.0	766.0
210	370 # 1	0.00147	0.02320	1.966	1665.0	1665.0
213	216 # 1	0.00219	0.02420	0.407	598.0	598.0
216	396 # 1	0.00129	0.01414	0.237	699.0	699.0
217	216 # 1	0.00565	0.06248	1.067	717.0	717.0
217	218 # 1	0.00507	0.05610	0.956	766.0	766.0
217	218 # 2	0.00507	0.05610	0.956	766.0	766.0
218	234 # 1	0.00430	0.04799	0.822	639.0	639.0
218	234 # 2	0.00430	0.04799	0.822	639.0	639.0
219	234 # 1	0.00035	0.00433	0.073	639.0	639.0
219	234 # 2	0.00035	0.00433	0.073	639.0	639.0
220	217 # 1	0.00226	0.02396	0.432	766.0	766.0

De	Para Circ#	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Cap. (MVA)	
					Normal	Emerg.
220	219 # 1	0.00726	0.07704	1.380	766.0	766.0
225	231 # 1	0.04100	0.19760	0.360	197.0	197.0
225	231 # 2	0.01270	0.13620	0.494	197.0	197.0
231	4501 # 1	0.04510	0.21690	0.402	197.0	197.0
231	4501 # 2	0.01490	0.16090	0.554	197.0	197.0
233	210 # 1	0.00280	0.03990	3.553	2598.0	2598.0
233	320 # 1	0.00270	0.03870	3.440	2598.0	2598.0
320	210 # 1	0.00125	0.01937	1.499	1948.0	1948.0
320	360 # 1	0.00082	0.01256	0.989	2078.0	2078.0
325	360 # 1	0.00100	0.01519	1.196	2251.0	2251.0
325	370 # 1	0.00280	0.04840	4.195	2205.0	2205.0
326	134 # 1	0.00070	0.00760	0.122	860.0	860.0
326	396 # 1	0.00240	0.02740	0.454	623.0	623.0
370	535 # 1	0.00093	0.01376	1.123	2205.0	2205.0
824	933 # 1	0.00010	0.00124	0.152	2182.0	2182.0
824	933 # 2	0.00010	0.00126	0.154	2182.0	2182.0
834	934 # 1	0.02444	0.12652	0.217	359.0	359.0
839	898 # 1	0.01130	0.06990	0.126	189.0	189.0
839	1047 # 1	0.01220	0.07690	0.138	189.0	189.0
839	2458 # 1	0.00220	0.01090	0.018	319.0	319.0
839	2458 # 2	0.00170	0.01030	0.020	356.0	356.0
856	933 # 1	0.00052	0.00654	0.804	2273.0	2273.0
856	1060 # 1	0.00056	0.00697	0.857	2182.0	2182.0
895	122 # 1	0.00308	0.03958	4.448	1299.0	1299.0
895	122 # 2	0.00308	0.03958	4.448	1299.0	1299.0
896	897 # 1	0.00050	0.00730	0.780	1637.0	1637.0
898	1047 # 1	0.00150	0.00890	0.016	324.0	324.0
933	895 # 1	0.00200	0.02550	3.127	2110.0	2110.0
933	955 # 1	0.00162	0.02048	2.501	2110.0	2110.0
933	959 # 1	0.00200	0.02690	3.364	2182.0	2182.0
934	1047 # 1	0.03045	0.15738	0.271	319.0	319.0
934	1047 # 2	0.03041	0.15718	0.270	319.0	319.0
938	955 # 1	0.00256	0.02922	3.604	2037.0	2037.0
938	959 # 1	0.00127	0.01603	1.958	1266.0	1266.0
939	1015 # 1	0.01271	0.06562	0.113	306.0	306.0
939	1015 # 2	0.01283	0.06564	0.115	306.0	306.0
955	964 # 1	0.00188	0.02347	2.872	1688.0	1688.0
959	895 # 1	0.00050	0.00440	0.475	2110.0	2110.0
960	834 # 1	0.02210	0.11475	0.196	319.0	319.0
960	1015 # 1	0.01892	0.09776	0.168	319.0	319.0
960	1015 # 2	0.01895	0.09704	0.170	319.0	319.0

De	Para Circ#	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Cap. (MVA)	
					Normal	Emerg.
964	976 # 1	0.00073	0.00916	1.121	1688.0	1688.0
976	995 # 1	0.00282	0.03852	4.937	1688.0	1688.0
995	964 # 1	0.00164	0.03034	3.548	2182.0	2182.0
995	1030 # 1	0.00073	0.00920	1.122	2182.0	2182.0
995	1060 # 1	0.00172	0.02170	2.651	2110.0	2110.0
1030	955 # 1	0.00047	0.00590	0.718	2182.0	2182.0
1060	897 # 1	0.00076	0.01171	1.245	2370.0	2370.0
4501	4522 # 1	0.03760	0.20680	0.356	287.0	287.0
4501	4522 # 2	0.01640	0.12460	0.615	239.0	239.0
4522	4521 # 1	0.01530	0.07600	0.142	200.0	200.0
4522	4532 # 1	0.03250	0.17920	0.327	287.0	287.0
4522	4532 # 2	0.03250	0.17920	0.327	287.0	287.0
4532	4542 # 1	0.01620	0.09680	0.191	150.0	150.0
4542	4552 # 1	0.01830	0.10930	0.186	150.0	150.0
4552	4572 # 1	0.01400	0.08380	0.170	150.0	150.0
4562	4572 # 1	0.00940	0.05590	0.106	150.0	150.0
4562	4582 # 1	0.01240	0.07380	0.132	150.0	150.0
4592	4542 # 1	0.01000	0.06170	0.126	239.0	239.0
4623	4533 # 1	0.17060	0.45500	0.113	100.0	100.0
4703	4533 # 1	0.00900	0.02310	0.005	100.0	100.0
4703	4533 # 2	0.00900	0.02310	0.005	100.0	100.0
4805	4807 # 1	0.03089	0.08134	0.020	86.0	86.0
4805	4807 # 2	0.03089	0.08134	0.020	86.0	86.0
4862	4532 # 1	0.02570	0.23680	0.974	556.0	556.0
4862	4532 # 2	0.02570	0.23680	0.974	556.0	556.0

Assim como no sistema-teste de 65 barras, os dados dos modelos dinâmicos utilizados no sistema-teste de 107 barras encontram-se em Alves (2007). Um resumo dos modelos de máquinas e seus controladores associados é exibido na Tabela D.5.

Tabela D.5 – Resumo dos geradores e controladores associados do sistema-teste de 107 barras

Barra	Nome	Sgen	AVR	Bc	PSS	OEL	UEL	GOV
12	LCBARRET-4GR	SGEN4	AVR04	12	--	--	--	GOV03
16	FURNAS---5GR	SGEN4	AVR04	16	--	--	--	GOV03
18	ITUMBIAR-6GR	SGEN4	AVR03	18	PSS01	--	--	GOV03
20	MARIMBON-5GR	SGEN4	AVR07	20	PSS06	OEL02	--	GOV03
21	MANSO----3GR	SGEN4	AVR07	21	PSS06	OEL02	--	GOV13
22	M.MOR.A--3GR	SGEN4	AVR04	22	--	--	--	GOV03
35	CORUMBA--2GR	SGEN4	AVR03	35	PSS06	--	--	GOV03
48	IBIUNA---4CS	SGEN4	AVR07	86	--	OEL02	--	--
300	EMBORCAC-3GR	SGEN4	AVR28	300	PSS06	--	--	GOV01
301	JAGUARA--4GR	SGEN4	AVR04	301	--	--	--	GOV03
302	N.PONTE--3GR	SGEN4	AVR28	302	PSS06	--	--	GOV01
303	S.SIMAO--4GR	SGEN4	AVR02	303	PSS06	--	--	GOV03
305	V.GRANDE-4GR	SGEN4	AVR07	305	PSS01	--	--	GOV03
500	A.VERMEL-4GR	SGEN4	AVR03	500	PSS06	--	--	GOV13
800	GBMUNHOZ-2GR	SGEN4	AVR03	800	PSS01	--	--	GOV03
808	SCAXIAS--4GR	SGEN4	AVR03	808	PSS06	--	--	GOV03
810	SSEGREDO-4GR	SGEN4	AVR03	810	PSS06	--	--	GOV03
904	ITA-----4GR	SGEN4	AVR03	904	PSS08	OEL02	--	GOV06
915	MACHADIN-2GR	SGEN4	AVR07	915	PSS06	OEL02	--	GOV06
919	SOSOR1A4-4GR	SGEN4	AVR02	919	PSS06	--	--	GOV03
925	SSANTIAG-3GR	SGEN4	AVR02	925	PSS01	--	--	GOV03
4596	CBA--GAS-2GR	SGEN5	AVR07	4596	PSS06	OEL02	--	GOV11
4804	GUAPORE--2GR	SGEN4	AVR07	4804	PSS06	OEL02	--	GOV13
4523	ITIQUEIR--2GR	SGEN4	AVR07	4523	PSS01	OEL02	--	GOV06

Tabela D.7 – Valores estimados da análise de sensibilidade nos circuitos da região Sul (sistema-teste de 107 barras)

De	Para	SUDESTE										SUL						MATOGROSSO					
		GER12	GER16	GER20	GER22	GER35	GER300	GER301	GER302	GER303	GER305	GER500	800	808	810	904	915	919	925	4523	4596	4804	21
814	895 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,1	1,2	1,1	1	0,9	1,2	1,1	0	0	0	0
814	895 #2	0	-0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,2	1,3	1,3	1	1	1,3	1,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
824	800 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
824	933 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
824	933 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
834	934 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,8	5	4,8	3,9	3,8	6,3	4,8	0	0	0	0
839	840 #1	0	-0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,7	0,4	0,4	0,3	-4,2	0,8	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	
839	840 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,8	0,4	0,4	0,3	-4,4	0,9	0	0	0	0	
839	898 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	-6	-2	-2	-1	2,5	-3	0	0	0	0
839	1047 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	-6	-2	-2	-1	2,5	-3	0	0	0	0
839	2458 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	-6	-2	-2	-1	2,4	-3	0	0	0	0
839	2458 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	-6	-2	-2	-1	2,6	-3	0	0	0	0
856	810 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
856	933 #1	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8	60	79	33	23	31	65	0,1	0,1	0,1	0,1
856	1060 #1	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-8	60	-21	33	23	31	65	0,1	0,1	0,1	0,1
895	122 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,7	4,4	4,6	4,7	4,7	4,2	4,5	0	0	0	0
895	122 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,7	4,4	4,6	4,7	4,7	4,2	4,5	0	0	0	0
896	897 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	1,2	3,2	3,3	2,5	-5,0	6,1	0	0	0	0
897	808 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
898	848 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
898	1047 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	-6	-2	-2	-1	2,5	-3	0	0	0	0
933	895 #1	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,4	3,9	4,2	3,7	3,6	3,8	4,0	0,1	0,1	0,1	0,1
933	955 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,2	-3	3,9	-3,1	-3,9	2,2	-4	0	0	0	0
933	959 #1	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,2	2,8	3,0	2,5	2,4	2,7	2,8	0,1	0,1	0,1	0,1
934	933 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,7	-7	1	0,3	0,8	-2,0	-2	0	0	0	0
934	1047 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	5,6	1,5	1,5	1,2	2,2	2,8	0	0	0	0
934	1047 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	5,6	1,4	1,5	1,1	2,2	2,8	0	0	0	0
938	955 #1	0	-0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,7	2,1	1,9	3,1	3,4	1,8	2,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
938	959 #1	0	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,6	-1,9	-1,7	-2,8	-3,0	-1,7	-1,9	0,1	0,1	0,1	0,1
939	938 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,8	2,1	2	2,4	2,6	2	2,1	0	0	0	0
939	938 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,7	2	1,9	2,3	2,5	1,9	2	0	0	0	0
939	938 #3	0	-0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,7	4,1	3,9	4	4,2	4	4,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
939	1015 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-2	-2	-1	-1	0	0	0	0
939	1015 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-2	-2	-1	-1	0	0	0	0
955	964 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-7	-5	-1,7	-4	-5	-7	0	0	0	0
959	895 #1	0	-0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,2	5,2	5,2	5,9	6,0	4,9	5,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
960	834 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,5	4,7	4,5	3,6	3,5	5,9	4,5	0	0	0	0
960	959 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-2	-1	-2	-2	-2	-2	0	0	0	0
960	959 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-2	-1	-2	-2	-2	-1	0	0	0	0
960	1015 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-2	-2	-1	-1	0	0	0	0
960	1015 #2	-0,1	-0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-2	-2	-1	-1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
964	976 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-3	-2	-7	-2	-2	-3	0	0	0	0
965	964 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,1	1,4	1,2	0,9	1	1,3	1,3	0	0	0	0
965	964 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,1	1,4	1,2	0,9	1	1,3	1,3	0	0	0	0
976	995 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,9	2,7	1,9	6,4	1,7	1,9	2,8	0	0	0	0
995	904 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0
995	964 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,5	4,4	3,1	1,1	2,7	3,2	4,7	0	0	0	0
995	1030 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,5	1,8	1,2	4,7	-2,9	1,2	2,0	0	0	0	0
995	1060 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7,1	2,6	1,7	-3,5	-2,5	1,8	2,7	0	0	0	0
1030	915 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0
1030	955 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,5	1,8	1,2	4,7	7,1	1,2	1,9	0	0	0	0
1047	919 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0
1060	897 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0	8,7	-3	-3	-3	4,9	-6	0	0	0	0
1060	925 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0
1210	976 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1,3	1,1	0,9	0,9	1,2	1,2	0	0	0	0
1210	976 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,7	0,8	0,7	0,6	0,6	0,8	0,8	0	0	0	0
1210	976 #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8	1	0,9	0,7	0,7	1	1	0	0	0	0
2458	896 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,7	1,3	3,6	3,5	2,7	-4,9	6,5	0	0	0	0

Tabela D.8 – Valores estimados da análise de sensibilidade nos circuitos da região Mato Grosso (sistema-teste de 107 barras)

De	Para	SUDES TE										SUL							MATOGROSSO				
		GER12	GER16	GER20	GER22	GER35	GER300	GER301	GER302	GER303	GER305	GER500	800	808	810	904	915	919	925	4523	4596	4804	21
231	4501 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-47,6	-49,9	-50,1	-48
231	4501 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-64,2	-67	-67,3	-65
4501	4522 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-38,5	-40,3	-40,5	-39
4501	4522 #2	0,1	0	0	0,1	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	-65,8	-68,8	-69,1	-67
4521	4523 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	0
4522	4521 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98,6	0	0	0
4522	4532 #1	0	0	0	0	-0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,2	-43,9	-45,2	-44
4522	4532 #2	0	0	0	0	-0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,2	-43,9	-45,2	-44
4522	4623 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8	-8	-5,9	-5,7
4522	4623 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8	-8	-5,9	-5,7
4532	4530 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4532	4533 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,6	13,4	3,8	3,7
4532	4533 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,6	13,4	3,8	3,7
4532	4533 #3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,6	13,4	3,8	3,7
4532	4542 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,2	0,2	97
4533	4596 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0
4542	4552 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,1	-0,2	-0,3	-0,1
4552	4572 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1
4562	4572 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,1	-0,1	0
4562	4582 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,1	-0,1	0
4592	21 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
4592	4542 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
4623	4533 #1	-0,1	0	-0,1	-0,1	0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0	0	0	0	0	0	0	0	1,5	1,9	-2,3	-2,6
4703	4533 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4703	4533 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4805	4804 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0
4805	4807 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0
4805	4807 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0
4862	4532 #1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-30,2	0
4862	4532 #2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-30,2	0