



INVESTIGAÇÃO DE PARÂMETROS QUE PROVOCAM DIFERENÇAS
ENTRE REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA

Rodrigo Alves das Neves

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

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro

Março de 2017

INVESTIGAÇÃO DE PARÂMETROS QUE PROVOCAM DIFERENÇAS ENTRE
REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA

Rodrigo Alves das Neves

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

Examinada por:

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Dr. Jorge Luiz de Araujo Jardim, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2017

Neves, Rodrigo Alves das

Investigação de parâmetros que provocam diferenças entre regiões de segurança estática e dinâmica / Rodrigo Alves das Neves. - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XVIII, 164 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 150 - 153

1. Avaliação de Segurança. 2. Fluxo de Potência. 3. Estabilidade Eletromecânica. 4. Análise de Múltiplos Cenários. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Dedico este trabalho a minha amada esposa
Marilia e aos meus pais Ricardo e Deborah.*

Agradecimentos

A Deus por ser tão bom comigo, mesmo sendo eu pecador e tão imperfeito.

À Coppe – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação pela oportunidade de realizar o curso de mestrado e, em especial, aos professores do Programa de Engenharia Elétrica que me ajudaram a ser um engenheiro mais qualificado para servir à sociedade brasileira.

À minha orientadora Carmen Lucia Tancredo Borges pelos ensinamentos no curso de mestrado e por toda a paciência e dedicação demonstradas durante as etapas de desenvolvimento dessa dissertação.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS por possibilitar a minha participação e por fornecer um ambiente propício ao desenvolvimento dessa dissertação.

Aos engenheiros do ONS: Roberto Vieira da Mota Gomes, André Snaider, Pedro Henrique Lourenço dos Santos, Leandro Dehon Penna, Luiz Claudio de Araujo Ferreira, Jayme Darriba Macêdo e Marcelo Martinho Pestana, pelo apoio e pelo incentivo durante todo o mestrado.

Ao Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim, responsável pelo desenvolvimento da ferramenta utilizada neste trabalho, pela disponibilização do programa ORGANON que foi utilizado nessa dissertação.

À minha amada esposa Marília Pimentel Fernandes das Neves por acreditar em mim e me incentivar a não desistir dos meus sonhos bem como lutar por eles com todas as minhas forças.

Aos meus pais, Ricardo Cesar Fernandes das Neves e Deborah Alves das Neves, pelo exemplo de amor, luta, dignidade, caráter e honestidade.

Ao meu irmão Rafael Alves das Neves, pelo companheirismo, compreensão, sempre demonstrados de forma excepcional, e sem a menor dúvida de ser um dos maiores exemplos de vida para mim.

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

INVESTIGAÇÃO DE PARÂMETROS QUE PROVOCAM DIFERENÇAS ENTRE REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA

Rodrigo Alves das Neves

Março/2017

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho tem por objetivo avaliar de forma comparativa os parâmetros que causam diferenças entre as regiões de segurança estática e dinâmica. Ambas as metodologias são utilizadas por diversas ferramentas tanto no ambiente de planejamento quanto na operação em tempo real. A comparação entre os resultados das regiões estática e dinâmica tem o propósito de determinar se uma delas pode ser tomada sempre como a análise mais restritiva.

Nessa dissertação foram estudadas as variações da modelagem da carga, dos patamares de carga, dos modelos dos geradores e dos tipos de eventos aplicados ao modelo de rede New England, substituindo os seus geradores originais por geradores do sistema brasileiro.

Essa análise foi realizada com o aplicativo computacional ORGANON, que é capaz de avaliar de forma integrada o comportamento estático e dinâmico de sistemas de potência através de regiões de segurança.

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

INVESTIGATION OF PARAMETERS CAUSING DIFFERENCES BETWEEN
STATIC AND DYNAMIC SECURITY REGIONS

Rodrigo Alves das Neves

March/2017

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

This study aims to evaluate comparatively the parameters that cause differences between static and dynamic security regions. Both methodologies are used by various tools in the planning environment and in real-time operation. A comparison between the results of static and dynamic regions is intended to determine if one of them can always be taken as the most restrictive analysis.

In this dissertation it was studied the change of load modeling, the load levels, the dynamic models of generators and the type of events applied to the network model New England, replacing its original generators by the Brazilian system generators.

This analysis was performed using the computer application ORGANON, which is capable of evaluating in an integrated environment static and dynamic behavior of the system through security regions.

Índice

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Considerações iniciais.....	1
1.2	Contextualização do trabalho.....	3
1.3	Motivação	9
1.4	Estrutura da dissertação	11
2	SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA	13
2.1	Conceitos aplicados	13
2.2	Fluxo de potência.....	13
2.3	Fluxo de potência continuado	26
2.4	Estabilidade.....	34
2.5	Análise de segurança	40
3	CONSTRUÇÃO DA REGIÃO DE SEGURANÇA	45
3.1	Ferramenta utilizada	45
3.2	Região de segurança	45
3.3	Criando uma região de segurança	52
4	CASO BASE E CRIAÇÃO DE CENÁRIOS PARA ESTUDOS.....	58
4.1	Caso base e adaptações realizadas	58
4.2	Determinação das áreas de monitoração.....	60
4.3	Determinação dos eventos	62
4.4	Determinação dos grupos de redespacho de geração.....	63
4.5	Modelagem da carga	66
4.6	Direções utilizadas	67
4.7	Organização do processo comparativo	67

5	INFLUÊNCIA DA MODELAGEM DA CARGA NAS REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA	69
5.1	Análise da malha sul	69
5.2	Análise da malha central	95
6	INFLUÊNCIA DOS DEMAIS PARÂMETROS NAS REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA	115
6.1	Variação de patamares de carga.....	115
6.2	Variação dos modelos dos geradores.....	125
6.3	Variação dos tipos de eventos.....	135
6.4	Consolidação dos resultados	141
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	145
7.1	Conclusões	145
7.2	Trabalhos futuros	148
8	BIBLIOGRAFIA	150
9	ANEXO A Parâmetros da rede utilizada.....	154
9.1	A.1 Parâmetros de rede	154
9.2	A.2 Parâmetros dos geradores	156

Lista de Figuras

Figura 1 - Integrantes do GO15 [3]	1
Figura 2 - Diagrama de integração eletroenergética do SIN (fonte: ONS < www.ons.org.br >, Outubro 2016)	2
Figura 3 - Estrutura da ramificação dos fenômenos de estabilidade [10]	4
Figura 4 - Nomograma de segurança com suas fronteiras e limites [3,4]	7
Figura 5 - Versão atual do DSA Tools [11].....	7
Figura 6 - Ferramenta Quikstab [7]	8
Figura 7 - Mosaico com a exploração de uma contingência em um ponto inseguro	9
Figura 8 - Mosaico com a sala de controle do COSR-SE e as telas do ORGANON	10
Figura 9 - Parâmetros do modelo pi-equivalente de uma linha de transmissão	15
Figura 10 - Modelo do transformador de dois enrolamentos	16
Figura 11 - Modelo do transformador de dois enrolamentos com tap ajustável em carga	16
Figura 12 - Modelo de representação de um reator de barra	17
Figura 13 - Modelo de representação de um banco de capacitores	18
Figura 14 - Modelo de representação de uma carga	18
Figura 15 - Modelo de representação de um gerador	19
Figura 16 - Representação das correntes no nó elétrico	19
Figura 17 - Esquema de distribuição de fluxos de potência	21
Figura 18 - Sistema simplificado de duas barras	26
Figura 19 - Determinação gráfica do ponto de máximo carregamento na curva P-V	28
Figura 20 - Etapas do fluxo de potência continuado	29
Figura 21 - Orientação oposta de torques na máquina síncrona.....	35
Figura 22 - Representação da máquina síncrona com seus reguladores.....	39
Figura 23 - Redespacho de geração apenas entre dois grupos	47
Figura 24 - Plano definido pelos grupos de redespacho de geração.....	47
Figura 25 - Caminho percorrido em uma direção.....	48
Figura 26 - Nomograma exemplo do ORGANON.....	49
Figura 27 - Exemplo de região de segurança dinâmica.....	51

Figura 28 - Simulação do evento crítico: Tensão no limite da fronteira da região dinâmica e na área insegura	51
Figura 29 - Exemplo de violação não resolvida através do redespacho de geração.....	53
Figura 30 - Exemplo onde a eliminação da violação exige um redespacho específico..	53
Figura 31 - Exemplo nº1 para a determinação dos grupos de redespacho de geração ...	56
Figura 32 - Exemplo nº2 para a determinação dos grupos de redespacho de geração ...	57
Figura 33 - Modelo de rede New England com parque gerador misto.....	58
Figura 34 - Modelo de Rede New England com parque gerador térmico.....	59
Figura 35 - Determinação da área de monitoração da malha central	60
Figura 36 - Determinação da área de monitoração da malha sul.....	61
Figura 37 - Interligação centro-sul	61
Figura 38 - Delimitação da ilha sudeste	62
Figura 39 - Determinação dos grupos de redespacho de geração para a malha central .	64
Figura 40 - Determinação dos grupos de redespacho de geração para a malha sul	65
Figura 41 - Curva P-V associada com a modelagem da carga	66
Figura 42 - Orientação das direções da região de segurança.....	67
Figura 43 - Estrutura do processo de criação de cenários	68
Figura 44 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% potência constante.....	70
Figura 45 - Sumário de convergência após a contingência da LT 116-370 no ponto de operação limite da direção 10 da Figura 44.....	71
Figura 46 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% potência constante.....	73
Figura 47 - Frequências na ilha sudeste e no restante do sistema para a contingência da LT 116-370 na direção 20	74
Figura 48 - Tensões na ilha sudeste e no restante do sistema para a contingência da LT 116-370 na direção 20	74
Figura 49 - Frequências na ilha sudeste e no restante do sistema para a contingência da LT 116-370 na direção 8	75
Figura 50 - Tensões na ilha sudeste e no restante do sistema para a contingência da LT 116-370 na direção 8	75
Figura 51 - Ângulos de fase das tensões no sistema para a contingência da LT 121-536 na direção 4.....	76

Figura 52 - Módulo das tensões no sistema para a contingência da LT 121-536 na direção 4	76
Figura 53 - Ângulos de fase das tensões no sistema para a contingência da LT 116-117 na direção 14.....	77
Figura 54 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% corrente constante	78
Figura 55 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% corrente constante	80
Figura 56 - Elevação da tensão nas barras da ilha sudeste na contingência da LT 116-370 na direção 8.....	81
Figura 57 - Recuperação da frequência nas barras da ilha sudeste na contingência da LT 116-370 na direção 8	81
Figura 58 - Variação da tensão nas barras da ilha sudeste na contingência da LT 116-370 na direção 2.....	82
Figura 59 - Velocidade angular para a contingência da LT 116-117 na direção 15 em um ponto de operação seguro	83
Figura 60 - Ângulos de fase das tensões no sistema para a contingência da LT 116-117 na direção 6.....	83
Figura 61 - Ângulos de fase das tensões no sistema para a contingência da LT 121-536 na direção 6.....	84
Figura 62 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante.....	85
Figura 63 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante.....	86
Figura 64 - RSE - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% potência constante.....	88
Figura 65 - Sumário de convergência após a contingência da LT 116-370 no ponto de operação inseguro limítrofe da direção 8	88
Figura 66 - Sumário de convergência após a contingência da LT 116-117 no ponto de operação inseguro limítrofe da direção 6	89
Figura 67 - RSD - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% potência constante.....	90
Figura 68 - Ângulos de fase das tensões no sistema para a contingência da LT 121-536 na direção 5 para o parque gerador térmico	91

Figura 69 - RSE - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% corrente constante	92
Figura 70 - RSD - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% corrente constante	93
Figura 71 - Variação da tensão nas barras da ilha sudeste para a contingência da LT 116-370 aplicada no ponto de operação inseguro limítrofe da na direção 9	93
Figura 72 - RSE - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% impedância constante.....	94
Figura 73 - RSD - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% impedância constante.....	95
Figura 74 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% potência constante.....	96
Figura 75 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% potência constante.....	98
Figura 76 - Ângulos de fase das tensões para a contingência dupla da LT 103-104 e da LT 103-118 na direção 14 – abertura angular positiva.....	99
Figura 77 - Ângulos de fase das tensões para a contingência dupla da LT 103-104 e da LT 103-118 na direção 14 – abertura angular negativa.....	100
Figura 78 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% corrente constante	100
Figura 79 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% corrente constante	102
Figura 80 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante.....	103
Figura 81 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante desconsiderando a perda simples da LT 116-117	104
Figura 82 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante.....	105
Figura 83 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante desconsiderando a perda simples da LT 116-117	106
Figura 84 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% potência constante	107
Figura 85 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% potência constante	108

Figura 86 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% corrente constante.....	110
Figura 87 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% corrente constante.....	111
Figura 88 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% impedância constante	112
Figura 89 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% impedância constante	113
Figura 90 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga nominal - 100% potência constante.....	115
Figura 91 - Sequência das interações para a contingência da LT 116-370 na direção 6 da Figura 90.....	116
Figura 92 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar carga nominal - 100% potência constante.....	117
Figura 93 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 116-117 na direção 14	118
Figura 94 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 121-536 na direção 3	119
Figura 95 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga mínima - 100% potência constante.....	119
Figura 96 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga mínima - 100% potência constante.....	120
Figura 97 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga leve - 100% impedância constante.....	121
Figura 98 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga leve - 100% impedância constante.....	122
Figura 99 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 116-117 na direção 1	122
Figura 100 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga mínima - 100% impedância constante	123
Figura 101 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga mínima - 100% impedância constante	124
Figura 102 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% potência constante.....	125

Figura 103 - RSE - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% potência constante.....	125
Figura 104 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% potência constante.....	126
Figura 105 - RSD - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% potência constante.....	127
Figura 106 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% potência constante – retiradas as contingências simples da LT 116-370, da LT 116-117 e da LT 121-536	128
Figura 107 - RSD - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% potência constante – retiradas as contingências simples da LT 116-370, da LT 116-117 e da LT 121-536	128
Figura 108 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 114-115 na direção 16 da Figura 107	129
Figura 109 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 114-115 na direção 16 da Figura 106	129
Figura 110 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% potência constante.....	130
Figura 111 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% potência constante	130
Figura 112 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% potência constante.....	131
Figura 113 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% potência constante	131
Figura 114 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% impedância constante.....	132
Figura 115 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% impedância constante	133
Figura 116 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% impedância constante.....	133
Figura 117 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% impedância constante	134
Figura 118 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga leve - 100% impedância constante.....	135

Figura 119 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga leve - 100% impedância constante - retirada a contingência da LT 116-370 da lista de eventos	136
Figura 120 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga leve - 100% impedância constante.....	136
Figura 121 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga leve - 100% impedância constante - retirada a contingência da LT 116-370 da lista de eventos	137
Figura 122 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 121-536 na direção 1 da Figura 121	137
Figura 123 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga nominal - 100% potência constante	138
Figura 124 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga nominal - 100% potência constante – retiradas as perdas duplas da lista de eventos.....	139
Figura 125 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga nominal - 100% potência constante	140
Figura 126 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga nominal - 100% potência constante – retiradas as perdas duplas da lista de eventos.....	140
Figura 127 Diagrama esquemático da conexão da UHE Furnas	156
Figura 128 Diagrama esquemático da conexão da UHE Marimbondo	156
Figura 129 Diagrama esquemático da conexão da UHE Emborcação	157
Figura 130 Diagrama esquemático da conexão da UHE Nova Ponte	157
Figura 131 Diagrama esquemático da conexão da UHE Ilha Solteira	158
Figura 132 Diagrama esquemático da conexão da UHE Porto Primavera.....	158
Figura 133 Diagrama esquemático da conexão da UTE Mario Lago	159
Figura 134 Diagrama esquemático da conexão da UTE Norte Fluminense	160
Figura 135 Diagrama esquemático da conexão da UTE Santa Cruz.....	160
Figura 136 Diagrama esquemático da conexão da UTE Governador Leonel Brizola .	161

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Lista de pontos de operação do nomograma exemplo	50
Tabela 2 - Característica de cada usina escolhida	59
Tabela 3 - Divisão dos patamares de carga	60
Tabela 4 - Consolidação dos resultados da Malha Sul	143
Tabela 5 - Consolidação dos resultados da Malha Central.....	143
Tabela 6 Parâmetros dos transformadores de potência	154
Tabela 7 Parâmetros das linhas de transmissão.....	155

Lista de Abreviaturas e Siglas

HVDC High Voltage Direct Current

VSA Voltage Security Assessment

DSA Dynamic Security Assessment

RSE Região de Segurança Estática

RSD Região de Segurança Dinâmica

SIN Sistema Interligado Nacional

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

COSR-SE Centro de Operação Regional Sudeste

CIGRE – Conseil International des Grands Réseaux Électriques

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

GO15 – Grid Operators

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

A evolução e o crescimento dos sistemas elétricos de potência trazem complexidades e desafios para a sua operação. A integração de fontes intermitentes de energia, diferentes sistemas HVDC interconectados, longas interligações entre regiões, transmissão de grandes blocos de energia, construção de grandes usinas hidráulicas com operação a fio d'água, conexão direta de consumidores industriais na malha de transmissão, fenômenos climáticos, dentre outros fatores, têm levado à exploração de pontos de operação próximos aos limites de transmissão desses sistemas [1] [2].

Tendo em vista que essas dificuldades são apresentadas em diferentes países, existem diversas instituições internacionais que buscam e compartilham soluções como o IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos), o CIGRE (Conselho de Grandes Sistemas Elétricos), o GO15 (Operadores de Redes), entre outros. A Figura 1 apresenta a localização geográfica das instituições integrantes do GO15.



Figura 1 - Integrantes do GO15 [3]

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um dos maiores sistemas de transmissão do mundo, cuja produção é formada por complexo hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários [4], sendo essas características responsáveis pela participação do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) nos grupos citados acima.

A Figura 2 apresenta de maneira simplificada o sistema de transmissão brasileiro, contendo as interligações entre as principais bacias hidrográficas, feitas por diversos troncos de transmissão, tanto em corrente alternada quanto em corrente contínua, que são operados de forma coordenada pelos cinco centros de operação do ONS.

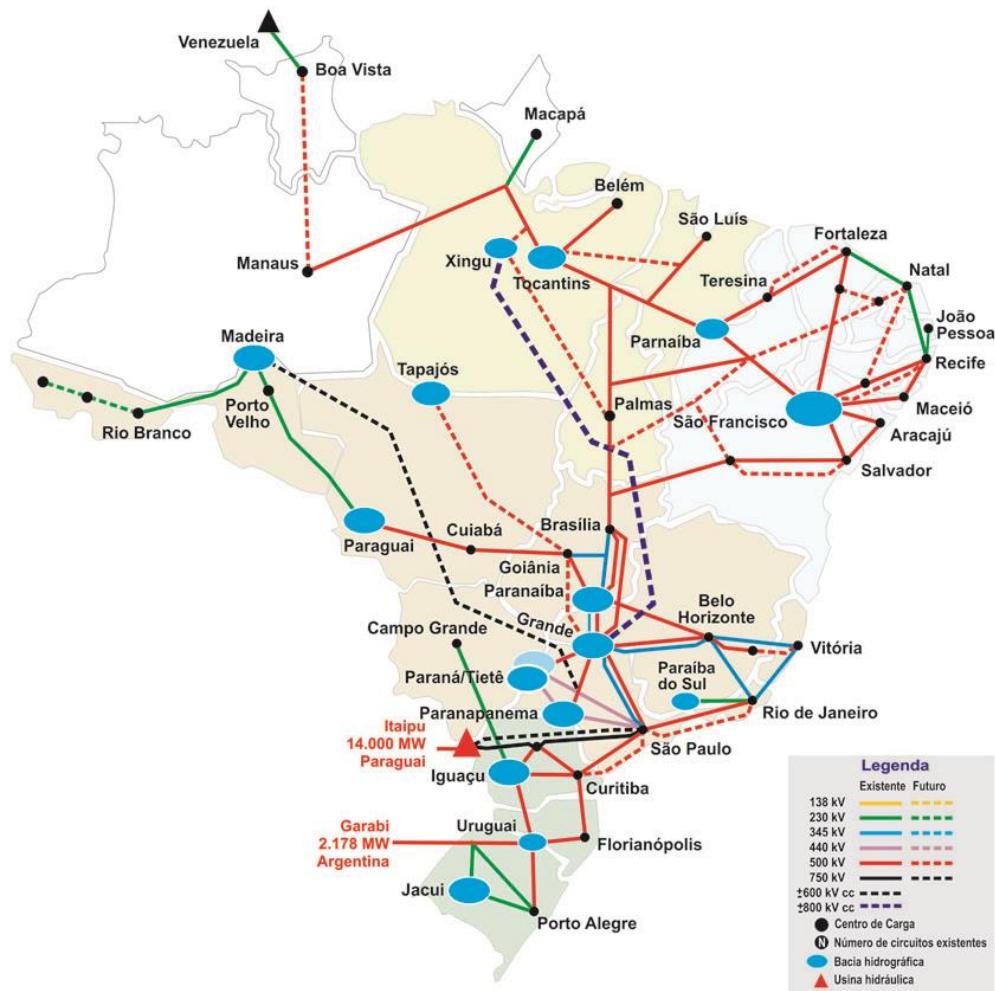


Figura 2 - Diagrama de integração eletroenergética do SIN (fonte: ONS <www.ons.org.br>, Outubro 2016)

Para o pleno entendimento das ferramentas usadas atualmente na operação dos grandes sistemas de transmissão, é interessante buscar o conhecimento da evolução dessas tecnologias para a manipulação correta das ferramentas atuais.

Um dos grandes marcos históricos que apontaram para a necessidade da monitoração da segurança em tempo real foi o blackout do dia 09 de Novembro de 1965, que afetou 30 milhões de pessoas por mais de 13 horas, envolvendo *Ontario* (Canadá), *Connecticut*, *Massachusetts*, *New Hampshire*, *New Jersey*, *New York*, *Rhode Island*, *Pennsylvania*, e *Vermont* (Estados Unidos) [5]. Desde esse evento, a avaliação de estabilidade em tempo real tem sido uma meta dos engenheiros de sistemas de potência.

As empresas responderam rapidamente a essa demanda e, seguindo o desenvolvimento de técnicas de estimação de estado confiáveis, no início dos anos 1970, a análise de rede em tempo real também se tornou possível. Esse foi o início da avaliação da segurança estática [6].

Após o desenvolvimento de ferramentas de avaliação de segurança estática, os desafios apresentados na operação desses grandes sistemas de transmissão se tornaram mais complexos na medida em que passaram a ser necessárias as análises de segurança dinâmica, uma vez que as considerações da estabilidade precisavam ser atendidas [6].

Nesse contexto foram realizados diversos aperfeiçoamentos dos sistemas de supervisão e controle, permitindo a incorporação das ferramentas de análise estática de redes e de estabilidade como base para a tomada de decisão em tempo real. Juntamente com o processamento distribuído, foi possível criar diversas formas de monitoração dessas redes, de forma a garantir a segurança da operação, permitindo que os operadores dos centros de operação pudessem agir de forma preventiva dentro de um tempo adequado [7].

Uma das formas de monitoração da segurança de sistemas de potência criadas foi através de regiões de segurança, onde a informação a respeito do sistema num dado instante é transmitida por uma figura, chamada de nomograma, que será detalhada no terceiro capítulo dessa dissertação [8]. Um nomograma apresenta, em resumo, um conjunto de contornos e de áreas que indicam as violações de diversos tipos de limites operativos, de forma que o usuário possa rapidamente identificar se o ponto de operação é seguro ou não. Caso o ponto de operação não seja seguro, o nomograma também deve conter a indicação de quais medidas devem ser tomadas para que o sistema seja levado para um outro ponto de operação que seja, então, seguro [7].

1.2 Contextualização do trabalho

1.2.1 Análise de segurança

A segurança de um sistema elétrico de potência é definida através da capacidade desse sistema se manter íntegro, sobrevivendo a distúrbios ou desligamentos, sem interrupção do fornecimento de energia aos seus consumidores [9].

A análise da segurança da operação está diretamente ligada com a análise da estabilidade, de modo que, mesmo atendendo a todos os requisitos em regime

permanente, sob a ótica dos limites de carregamento e de tensão, o sistema pode estar sujeito a grandes perturbações com a simples perda de um dos seus elementos. Um sistema, quando encontra situações de instabilidade, pode ser levado a perda descontrolada de carga e desligamentos adicionais de outros equipamentos. Dada a grande relevância desse tema, foi criado um grupo de trabalho conjunto entre o IEEE e o CIGRÉ para definir e classificar cada um desses fenômenos [10] que serão detalhados no item 2.4 dessa dissertação.

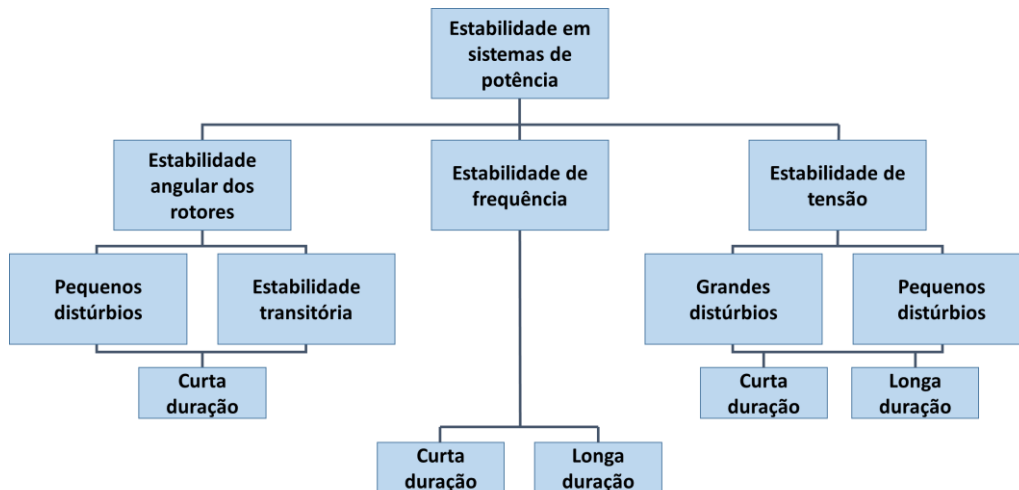


Figura 3 - Estrutura da ramificação dos fenômenos de estabilidade [10]

Paralelamente ao requisito de segurança, os sistemas elétricos de potência também são operados dentro de requisitos econômicos, visando a minimização dos custos operativos que serão repassados aos consumidores. A inter-relação entre a segurança e a economicidade da operação também é encontrada quando um sistema que possui grau insuficiente de segurança sofre algum tipo de distúrbio, podendo ocasionar interrupção do fornecimento de energia, levando a perdas de produção, de serviços e até de vidas. Nessas situações o custo associado é extremamente elevado [9].

Existem duas frentes de atuação para garantir que um sistema seja seguro:

- Através de atuações prévias de curto, médio e longo prazo: quando o sistema é estudado e planejado de acordo com os critérios de segurança definidos nos procedimentos operativos que são específicos para cada rede; e
- Através da monitoração contínua em tempo real: onde a segurança do sistema é buscada tanto em regime permanente quanto em possíveis emergências, de acordo com os procedimentos operativos previamente

determinados e também para condições não previstas no ambiente de planejamento.

Em ambas as frentes citadas é necessária a aplicação de diversos conceitos de engenharia que dependem cada vez mais de ferramentas ajustadas às necessidades de cada ambiente [9].

No ambiente de planejamento, utilizando ferramentas chamadas de *off-line* (desassociadas dos sistemas de supervisão e controle de tempo real), é possível definir limites operativos, principalmente associados ao controle de carregamento. Os limites de estabilidade também podem ser calculados e definidos com essas ferramentas, entretanto, em função dos diversos pontos de operação possíveis, o cálculo verdadeiro da margem de estabilidade pode sofrer uma distorção considerando diferenças entre a rede planejada e a rede apresentada em tempo real [6].

Conceitualmente, o limite de estabilidade de um sistema é uma propriedade específica de cada ponto de operação, ou seja, para cada nova solução do sistema de equações que descrevem o estado do sistema, há um novo limite de estabilidade. Por esse motivo, não é possível afirmar que existem limites fixos pré-definidos de estabilidade, sendo esses definidos a cada instante em função da topologia da rede, do perfil de tensão, das unidades geradoras sincronizadas, dos diversos equipamentos de controle de tensão ligados, posição de tapas de transformadores, entre outros fatores [6].

As ferramentas de monitoração de segurança em tempo real são capazes de avaliar diversos requisitos necessários, antes, durante e após contingências, incluindo o carregamento dos equipamentos, as oscilações de tensão, as variações de frequência, e a estabilidade [10] [6].

Essas ferramentas utilizam como base de funcionamento duas metodologias principais de analisar um distúrbio:

- Análise de segurança estática: realizada através da avaliação do resultado do fluxo de potência após a aplicação do distúrbio;
- Análise de segurança dinâmica: realizada através da avaliação do resultado da simulação no domínio do tempo, sendo este resultado examinado tanto para o período transitório quanto para o final da simulação.

Essas duas metodologias de avaliação de segurança serão detalhadas no segundo capítulo dessa dissertação.

1.2.2 Região de segurança

Dentro do contexto da avaliação da segurança, foram desenvolvidas diversas ferramentas para essa finalidade, principalmente com o foco na sua utilização dentro dos centros de controle, ou seja, em tempo real. Essas ferramentas tiveram suas aplicações propiciadas através do aprimoramento dos sistemas de supervisão, dos métodos de estimação de estado, e das ferramentas de análise tanto estática quanto dinâmica. A razão da utilização dessas ferramentas baseia-se principalmente na análise de pontos de operação encontrados nas situações de: indisponibilidades não programadas de equipamentos ou da necessidade de exploração de cenários não estudados nos ambientes de estudos e de planejamento [7] [8].

As regiões de segurança, de forma bastante ampla, são ferramentas que auxiliam a avaliação da segurança de um sistema de potência utilizando técnicas de fluxo de potência e de análise estática ou dinâmica de eventos, permitindo a identificação de seus limites operativos e as medidas necessárias para o restabelecimento das condições operativas seguras através de figuras chamadas de nomogramas [7] [6].

A Figura 4, traduzida das referências [7] [6], mostra um exemplo de região de segurança, onde nela são encontrados os limites operativos relevantes indicados através de contornos e de áreas. Os eixos de orientação são construídos utilizando o despacho de dois conjuntos de unidades geradoras, de forma que o usuário pode levar o ponto de operação para qualquer ponto da região utilizando apenas o redespacho desses geradores. Os limites representados são associados a análise de segurança tanto estática quanto dinâmica, representando desde os limites de carregamento e de queda de tensão até os limites de estabilidade de tensão e de estabilidade transitória.

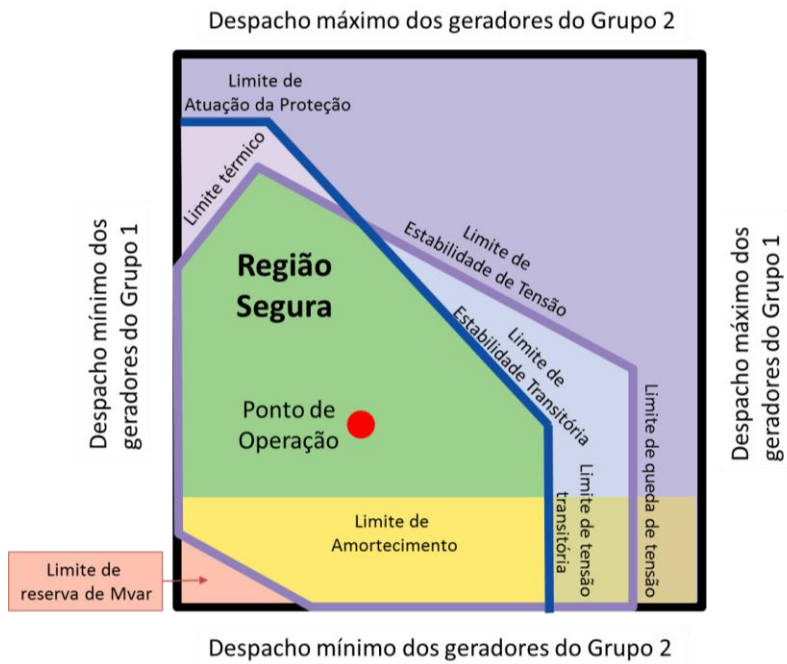


Figura 4 - Nomograma de segurança com suas fronteiras e limites [3,4]

A referência [7] é bastante rica sobre a utilização desse tipo de ferramenta em diversos países, sendo algumas aplicações diferentes da utilizada na presente dissertação mostradas na Figura 5 e na Figura 6.

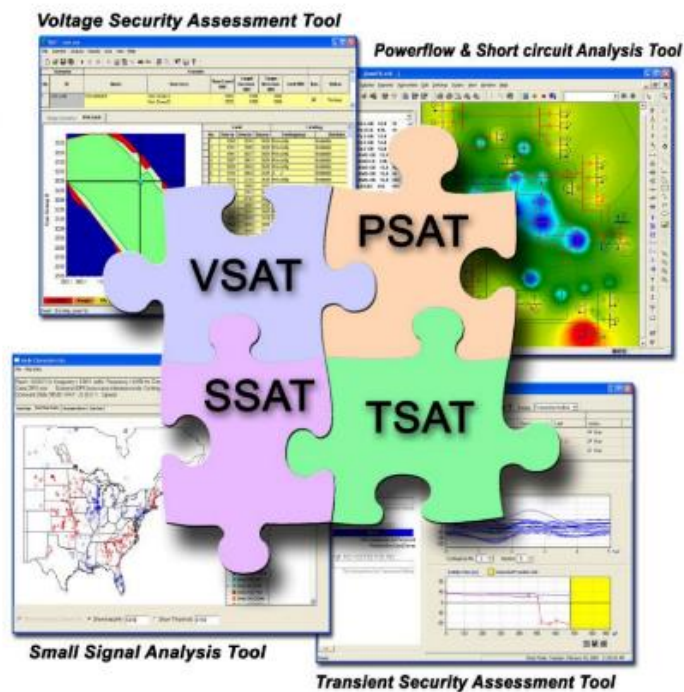


Figura 5 - Versão atual do DSA Tools [11]

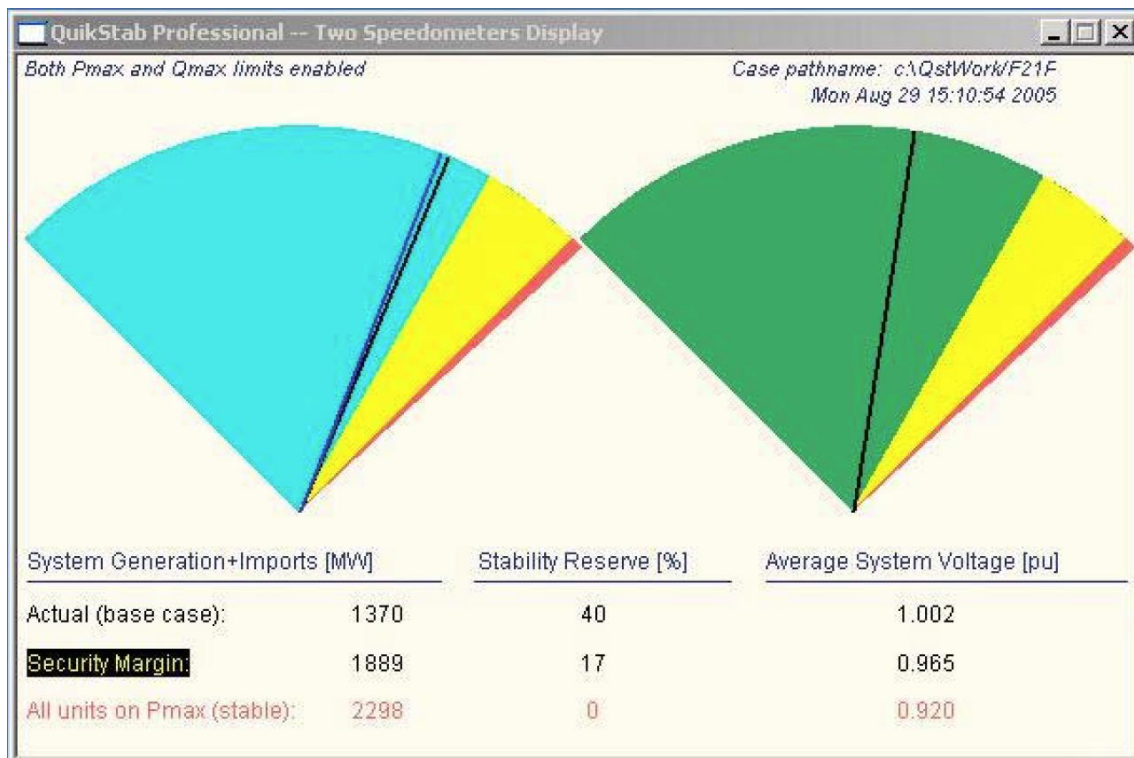


Figura 6 - Ferramenta Quikstab [7]

O *DSA Tools* é uma ferramenta bastante completa, dividida em quatro módulos principais:

- VSAT – utilizado para construir regiões de segurança;
- PSAT – utilizado para realizar análises de fluxo de potência e de curto-circuito;
- TSAT – utilizado para realizar análises de transitórios;
- SSAT – utilizado para realizar análises de estabilidade em pequenas perturbações.

Já o *Quikstab* é utilizado para a avaliação da segurança em um determinado tronco de transmissão, normalmente aplicado em interligações entre dois grandes sistemas. Sua interface é baseada na visualização de dois velocímetros, sendo que os ponteiros apontam para a proximidade com a margem de estabilidade. O primeiro mostrador é associado a potência transferida e o segundo é associado ao controle da tensão pós-contingência [7].

Nessa dissertação será utilizado o ORGANON [8] [12] [13] como ferramenta de cálculo das regiões de segurança, conforme detalhamento exposto no terceiro capítulo. A escolha por esse programa computacional é justificada pela experiência do autor na aplicação de diversas das suas funcionalidades e também pela possibilidade de utilizar uma única ferramenta para realizar todos os tipos de análises que foram efetuadas ao

longo do desenvolvimento deste trabalho. A Figura 7 apresenta uma região de segurança construída pelo ORGANON e as respostas no domínio do tempo para a contingência responsável por tornar inseguro o ponto de operação destacado.

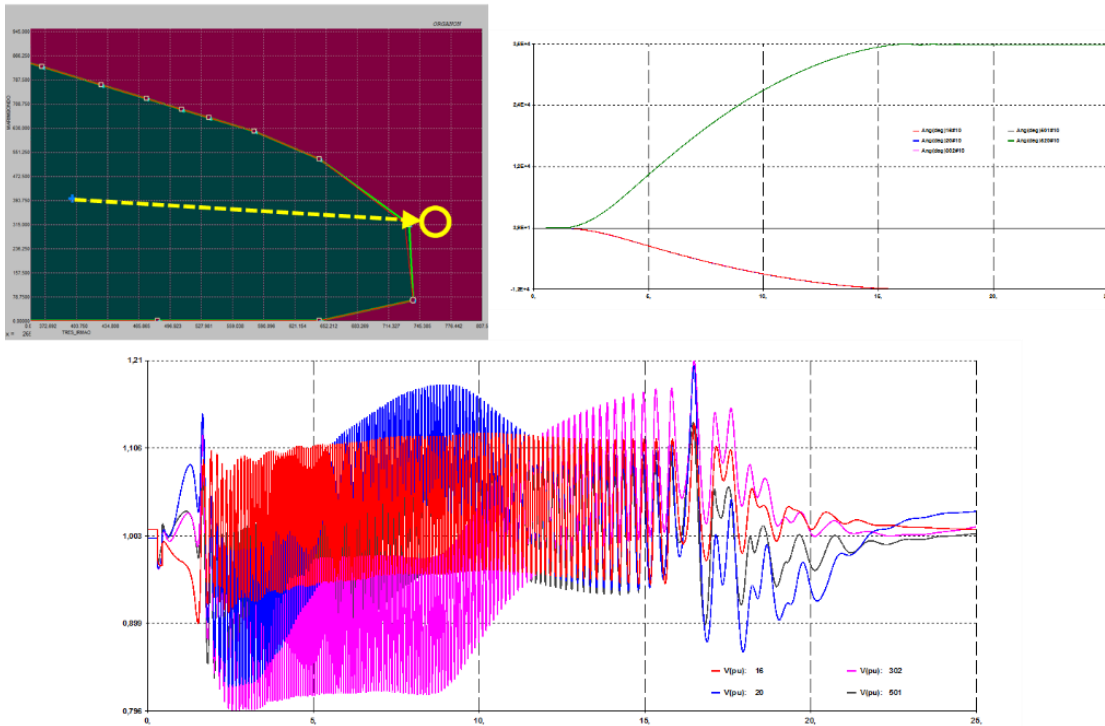


Figura 7 - Mosaico com a exploração de uma contingência em um ponto inseguro

1.3 Motivação

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico é a empresa responsável pelo planejamento, programação e operação em tempo real do Sistema Interligado Nacional. O ONS utiliza o ORGANON [8] [12] como ferramenta de monitoração de segurança em tempo real desde o ano de 2009, quando foi inserida a monitoração da Área Rio de Janeiro, e desde o ano de 2015 essa ferramenta também foi introduzida nos processos de planejamento da operação mensal e quadrimestral. A Figura 8 apresenta como o telão da sala de controle do Centro Regional de Operação Sudeste (COSR-SE) é visto pelos operadores, onde se destacam as regiões de segurança do ORGANON, a direita. Além dessa visão, a Figura 8 também apresenta as principais telas do aplicativo, mostrando em detalhe uma região de segurança e como são realizadas as análises de segurança dinâmica.

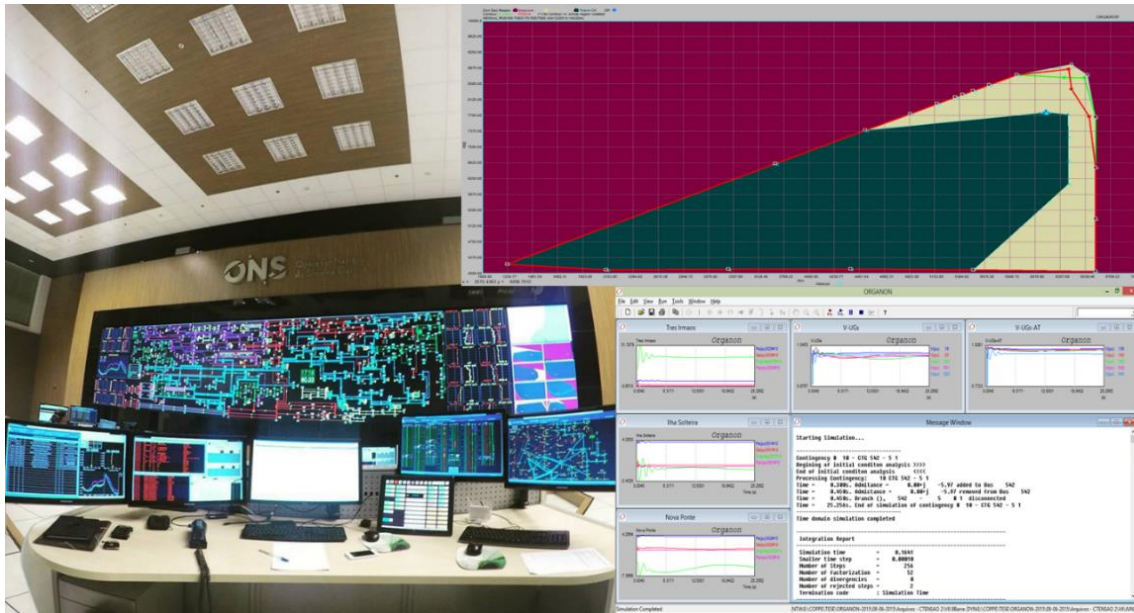


Figura 8 - Mosaico com a sala de controle do COSR-SE e as telas do ORGANOON

Desde o início da sua utilização no ONS, o ORGANOON tem passado por diversas atualizações de forma a tornar a sua análise mais aderente aos critérios especificados nos Procedimentos de Rede [14]. Dessa forma, a avaliação da segurança não passa apenas por critérios como sobrecargas ou instabilidade, mas também é capaz de mostrar nas regiões de segurança determinados critérios como [14]:

- Tensão mínima na primeira e na segunda oscilação;
- Máxima variação de tensão;
- Amplitude da oscilação após dez segundos da eliminação do distúrbio;
- Atuação de proteção contra a perda de sincronismo;
- Atuação de esquemas especiais de proteção.

A representação desses critérios tem proporcionado uma maior utilização do ORGANOON, tanto em tempo real quanto no ambiente de planejamento da operação. Em diversas situações, os resultados obtidos utilizando o ORGANOON em tempo real têm realimentado processos ligados ao planejamento da operação, mostrando violações não previstas em perdas simples e ajustes necessários:

A construção das regiões de segurança é realizada através de redespachos de geração efetuados sobre um ponto de operação inicial, onde cada ponto de operação é avaliado dentro dos critérios de segurança adotados pelo usuário. Os eventos utilizados na avaliação da segurança podem ser simulados através de fluxo de potência ou através de simulações no domínio do tempo, sendo a região de segurança estática (RSE)

resultante da avaliação do cálculo do fluxo de potência e a região de segurança dinâmica (RSD) resultante de simulações no domínio do tempo e de avaliações quanto a estabilidade.

Considerando todas as informações apresentadas até este momento, é possível compreender a importância desse tema para a operação de grandes sistemas de potência, de forma que os resultados obtidos nas regiões de segurança podem definir medidas operativas, as vezes severas, com a finalidade de retirar um ponto de operação de uma condição insegura. Nesse contexto, esse trabalho tem por objetivo investigar os parâmetros que causam diferenças entre as regiões de segurança estática e dinâmica, identificando como cada um deles pode gerar alterações no resultado final apresentado, aumentando ou reduzindo a fronteira de segurança, de uma maneira que os usuários desse tipo de ferramenta possam levar em consideração cada um desses parâmetros na interpretação das regiões de segurança.

1.4 Estrutura da dissertação

Este capítulo inicial tratou dos desafios encontrados na operação dos sistemas de potência e trouxe à luz, de forma resumida, as razões que levaram à utilização de regiões de segurança como método de avaliação de segurança. Foram citadas algumas referências bibliográficas sobre o tema e as particularidades que podem influenciar nas diferenças entre os limites de estabilidade determinados no ambiente de planejamento e na operação em tempo real. O ORGANON foi introduzido como a ferramenta que o ONS utiliza na operação do SIN e, por fim, após essa contextualização do tema, foi apresentada a motivação da presente dissertação.

Para o desenvolvimento da presente dissertação, tomadas as bases apresentadas até esse momento, os próximos capítulos serão divididos da seguinte forma:

- Capítulo 2 – Segurança estática e dinâmica: Esse capítulo teórico apresentará as considerações sobre as análises de segurança tanto estática quanto dinâmica e, para isso, trará diversos conceitos e formulações de fluxo de potência convencional, de fluxo de potência continuado e de estabilidade que serão utilizados como alicerce para a interpretação tanto dos resultados apresentados nas regiões de segurança quanto do processo comparativo exposto no quinto capítulo.

- Capítulo 3 – Construção da região de segurança: A ferramenta utilizada para a realização de todas as análises dessa dissertação será apresentada neste capítulo. Após

uma apresentação inicial do ORGANON, será detalhado como uma região de segurança é construída pelo programa e, terminada essa parte inicial, será exposta uma metodologia prática para a configuração das principais diretrizes para a obtenção de um resultado coerente e útil nas regiões de segurança, através da definição da área de monitoração, dos eventos simulados e dos grupos de redespacho de geração.

- Capítulo 4 – Caso base e criação de cenários para estudos: Nesse capítulo serão mostradas as adaptações feitas no modelo de rede New England original para viabilizar o cálculo das regiões de segurança, bem como os diferentes cenários que serão utilizados na comparação desse estudo, de forma a avaliar todos os parâmetros propostos. Nesse capítulo também será aplicada a metodologia exposta no capítulo 3, de forma a obter regiões de segurança coerentes para a monitoração da rede proposta. No final desse capítulo será mostrado o painel que orientou o processo comparativo de cada parâmetro escolhido;

- Capítulo 5 – Influência da modelagem da carga nas regiões de segurança estática e dinâmica: Iniciando a apresentação dos resultados obtidos no processo comparativo mostrado no capítulo 4, o capítulo 5 registra as análises detalhadas para cada modelo de carga aplicado nos cenários criados com o modelo New England. Foi dedicado um capítulo exclusivo para esse parâmetro porque ele se mostrou, ao longo das simulações, como um dos principais causadores de diferenças nas regiões de segurança.

- Capítulo 6 – Influência dos demais parâmetros nas regiões de segurança estática e dinâmica: Nesse capítulo serão abordadas em detalhe as regiões de segurança estáticas e dinâmicas obtidas utilizando as adaptações feitas no modelo New England. Através da comparação dessas regiões serão mostrados os demais parâmetros que provocaram diferenças entre essas regiões de segurança. Para cada parâmetro será apresentada uma análise específica de forma a trazer o entendimento de como um parâmetro provocou algum tipo de diferença entre as regiões de segurança. Tendo em vista o grande volume de informações manipuladas para a conclusão de todo o processo comparativo apresentado no capítulo 4, ao final do capítulo 6 será exposta uma consolidação dos resultados que foram detalhados ao longo deste capítulo;

- Capítulo 7 – Conclusão: Por fim; esse capítulo trará um resumo da análise dos resultados decorrentes das alterações dos parâmetros determinados para o estudo desenvolvido e indicações de propostas para trabalhos futuros.

2 SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA

2.1 Conceitos aplicados

Para a realização da avaliação da segurança de um sistema de potência, são aplicados alguns conceitos teóricos que serão apresentados neste capítulo.

A análise de segurança estática utiliza como ferramenta principal o fluxo de potência, tanto para o ponto de operação inicial quanto para a avaliação do sistema após a aplicação do distúrbio. Esse tipo de análise é feita através da solução de um sistema de equações e de inequações algébricas não-lineares, cuja formulação básica será mostrada no item 2.2.

A análise dinâmica utiliza o fluxo de potência apenas para a determinação do ponto de operação inicial e, terminada essa etapa, o comportamento do sistema passa a ser avaliado pela análise da estabilidade após a aplicação do distúrbio, onde deve obedecer um sistema de equações diferenciais, cuja modelagem será mencionada no item 2.4.

Adicionalmente, o fluxo de potência continuado pode ser utilizado com o objetivo de deslocar o ponto de operação inicial para que a análise de segurança também seja realizada no entorno desse ponto de operação. Dessa forma, a análise de segurança pode ser feita na vizinhança de um ponto de operação, indicando uma fronteira de operação segura nos casos em que o ponto de operação inicial é seguro, ou indicando as medidas que devem ser tomadas para que o ponto de operação retorne para uma região definida como segura. O fluxo de potência continuado será descrito no item 2.3.

2.2 Fluxo de potência

Os estudos de fluxo de potência são de grande importância para a realização de análises em redes elétricas, seja no ambiente da operação em tempo real, do planejamento ou da expansão dessas redes. As principais informações obtidas nesses estudos são: módulo e ângulo das tensões nos nós elétricos e os fluxos de potência ativa e reativa em cada um dos ramos. Além dessas grandezas, os programas computacionais utilizados para essa finalidade são dotados de funcionalidades adicionais para proverem informações complementares aos seus usuários, auxiliando nas análises executadas [1] [15].

Uma rede elétrica consiste basicamente de ramos, também conhecidos como circuitos interconectados em nós, também chamados de barras [16]. Os ramos normalmente representam as linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos ligados entre dois nós distintos. Os nós representam os pontos elétricos de uma rede onde se interligam diversos ramos. De forma prática, os nós são normalmente utilizados para representar os setores de cada uma das subestações dessa rede, separados em cada nível de tensão, ou conforme a necessidade específica de cada análise. Nas barras também são conectados os equipamentos ligados entre o nó e a terra, por exemplo: geradores, cargas e equipamentos de controle de tensão como reatores e bancos de capacitores [17].

A modelagem da rede para o estudo de fluxo de potência é feita através de um conjunto de equações e inequações algébricas que relaciona os ramos e as barras dessa rede com as grandezas elétricas desse sistema através das leis de Kirchhoff e de restrições operacionais dos seus componentes. Dentro desse contexto, os módulos e os ângulos da tensão de cada barra do sistema são conhecidos como variáveis de estado [1] [17].

As análises de fluxo de potência, também chamadas de análises estáticas, avaliam as grandezas de interesse desse sistema antes e após a ocorrência de um distúrbio, desconsiderando o intervalo de tempo entre o estado inicial e final do sistema [17]. O resultado do estudo de fluxo de potência para uma rede que opera dentro das suas condições normais ou de projeto é chamado de caso base. O caso base serve de referência para a comparação com o resultado dessa mesma rede quando submetida a um distúrbio [1].

2.2.1 Modelagem de equipamentos para o fluxo de potência

Nessa dissertação foram utilizados os modelos de equipamentos descritos a seguir.

- **Linhas de transmissão**

O modelo de uma linha de transmissão, representado na Figura 9, conhecido como modelo pi-equivalente, é definido por três parâmetros [17]:

- Resistência série: r_{km} ;
- Reatância série: x_{km} ;
- Susceptância *shunt*: b_{km}^{shunt} .

O cálculo desses parâmetros é função de características dos condutores utilizados, da distribuição espacial entre eles, e outros fatores que são descritos detalhadamente nas referências [18] e [19].

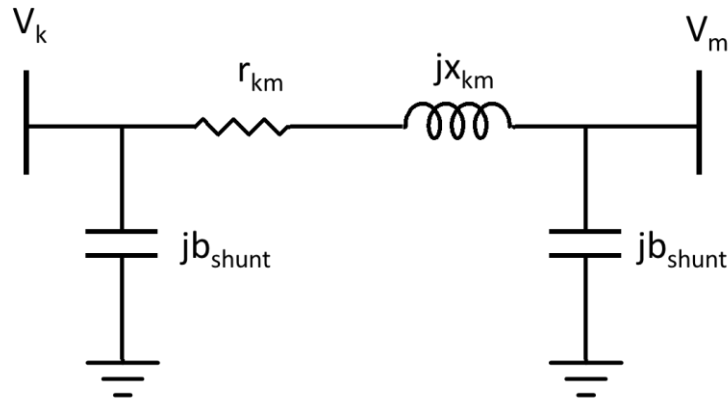


Figura 9 - Parâmetros do modelo pi-equivalente de uma linha de transmissão

- **Transformadores**

Os parâmetros dos transformadores de potência para os estudos de fluxo de potência são calculados a partir de ensaios de curto-circuito e de circuito aberto, descritos nas referências [20] [21].

Para os estudos de fluxo de potência, podem ser desprezados os efeitos da corrente de magnetização, das perdas por histerese e por correntes parasitas no núcleo, e, considerando o rendimento elevado normalmente apresentados nos transformadores de potência, pode-se desprezar o ramo paralelo e a resistência dos enrolamentos da modelagem completa, conforme referências [20] [21]. Adotando como base de tensão os valores nominais de tensão de cada enrolamento do transformador, é possível obter a reatância equivalente, em função da reatância obtida nos ensaios de curto-circuito, ambas refletidas para o mesmo lado do transformador, e a seguinte representação regida pelas equações Eq.: 2-1 e Eq.: 2-2 e apresentada na Figura 10 [20] [21]:

$$x_{eq} = x_1 + x'_2 \quad \text{Eq.: 2-1}$$

$$y_{km} = \frac{-j}{(x_{eq})} = \frac{-j}{(x_1 + x'_2)} \quad \text{Eq.: 2-2}$$

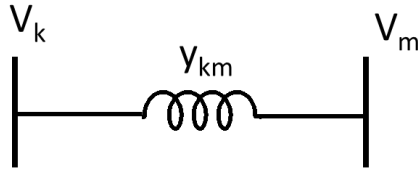


Figura 10 - Modelo do transformador de dois enrolamentos

Para auxiliar o controle de tensão nos sistemas elétricos, são utilizados transformadores com ajuste de tape enquanto energizados (LTC – *Load-tap-changing*). Esse ajuste pode ser feito manualmente pelo comando do operador responsável, ou automaticamente, quando esse equipamento é dotado de controles que atuam em seu comutador, buscando atender a um determinado valor de tensão especificado em uma barra da rede. Considerando as relações entre as grandezas do primário e do secundário definidas pelas equações Eq.: 2-3 e Eq.: 2-4, é possível construir um modelo matemático para representar o LTC no estudo do fluxo de potência. Este modelo é apresentado na Figura 11 [17].

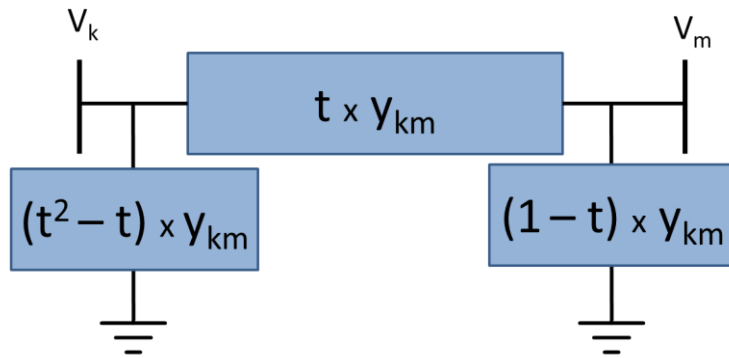


Figura 11 - Modelo do transformador de dois enrolamentos com tap ajustável em carga

$$\frac{\dot{V}_k}{\dot{V}_m} = \frac{1}{t} \quad \text{Eq.: 2-3}$$

$$\frac{\dot{I}_k}{\dot{I}_m} = t \quad \text{Eq.: 2-4}$$

- **Reatores de barra**

Para o fluxo de potência, o reator é um componente de absorção de potência reativa, representado por sua potência reativa nominal. Como um reator tem sua reatância constante (x_r), a potência reativa (Q_r), absorvida por ele, varia de acordo com o quadrado da tensão aplicada aos seus terminais, obedecendo à relação do circuito modelado pelas equações Eq.: 2-5 e Eq.: 2-6 e apresentado na Figura 12:

$$Q_r = \frac{V_r^2}{x_r} \quad \text{Eq.: 2-5}$$

$$y_r = \frac{-j}{x_r} \quad \text{Eq.: 2-6}$$

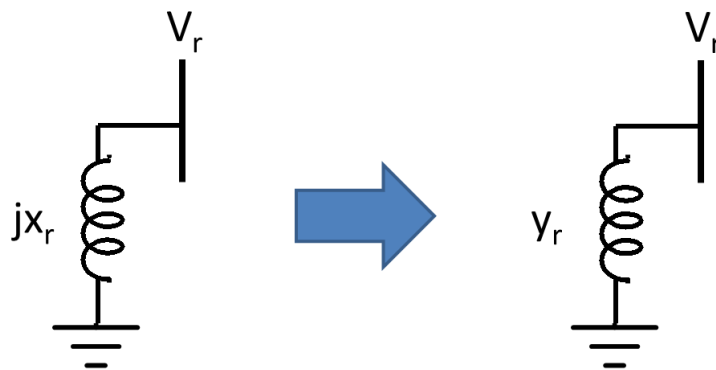


Figura 12 - Modelo de representação de um reator de barra

- **Bancos de capacitores**

Nos estudos de fluxo de potência, os bancos de capacitores são fontes de potência reativa, representados por esse seu valor nominal. Como um banco de capacitores tem susceptância constante (b_c), a potência reativa (Q_c), fornecida por ele, varia com o quadrado da tensão aplicada aos seus terminais, obedecendo à relação da equação Eq.: 2-7. O modelo do banco de capacitores para o fluxo de potência é descrito pela equação Eq.: 2-8 e representado pela Figura 13.

$$Q_c = V_c^2 \times b_c \quad \text{Eq.: 2-7}$$

$$y_c = j b_c \quad \text{Eq.: 2-8}$$

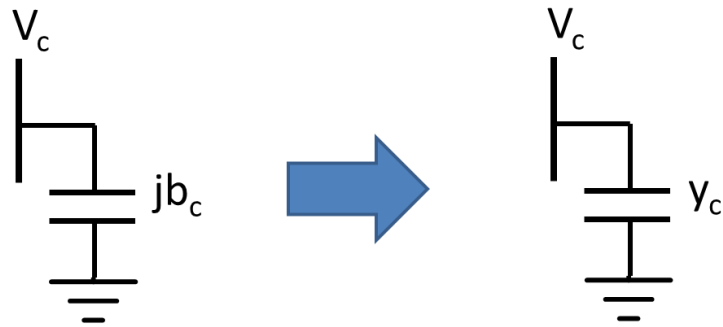


Figura 13 - Modelo de representação de um banco de capacitores

- **Cargas**

Para os estudos de fluxo de potência, as cargas são representações de componentes que absorvem potência ativa (P_{Lk}) e reativa (Q_{Lk}) e são representadas de acordo com a Figura 14.

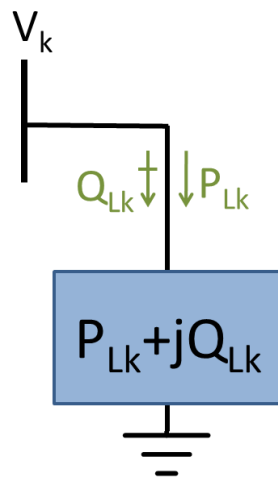


Figura 14 - Modelo de representação de uma carga

O modelo de carga ZIP é expresso pelas parcelas de impedância constante (c_P e c_Q), corrente constante (b_P e b_Q) e potência constante (a_P e a_Q) conforme equações Eq.: 2-9 e Eq.: 2-10:

$$P_{Lk} = (a_P + b_P \times V_k + c_P \times V_k^2) \times P_{Lk}^{nominal} \quad \text{Eq.: 2-9}$$

$$Q_{Lk} = (a_Q + b_Q \times V_k + c_Q \times V_k^2) \times Q_{Lk}^{nominal} \quad \text{Eq.: 2-10}$$

Considerando que o somatório de todas as parcelas equivale à potência total consumida pela carga, os fatores das equações Eq.: 2-9 e Eq.: 2-10 devem obedecer às relações das equações Eq.: 2-11 e Eq.: 2-12:

$$(a_P + b_P + c_P) = 1 \quad \text{Eq.: 2-11}$$

$$(a_Q + b_Q + c_Q) = 1 \quad \text{Eq.: 2-12}$$

- **Modelagem dos geradores**

Nos estudos de fluxo de potência, o gerador é o componente que pode fornecer potência ativa (P_{Gk}) e reativa (Q_{Gk}) à barra a qual está ligado como pode ser vista na Figura 15.

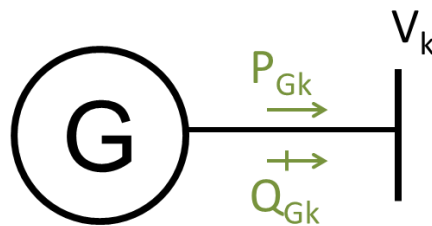


Figura 15 - Modelo de representação de um gerador

2.2.2 Equações nodais - 1ª Lei de Kirchhoff (Lei das Correntes ou Leis dos Nós)

As equações que definem o problema do fluxo de potência utilizadas na presente dissertação não baseadas nas equações nodais e na sua representação utilizando as admitâncias. A Figura 16 ajuda na ilustração da equação Eq.: 2-13.

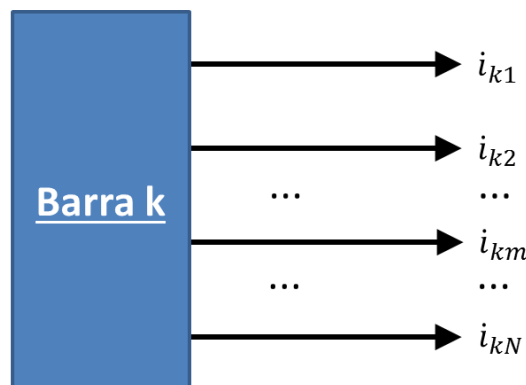


Figura 16 - Representação das correntes no nó elétrico

“Em um nó, a soma das correntes elétricas que entram é igual à soma das correntes que saem, ou seja, um nó não acumula carga.”

A formulação matemática da 1ª Lei de Kirchhoff, citada acima, pode ser descrita segundo a Eq.: 2-13 para uma determinada barra “k”.

$$\sum_{m=1}^N i_{km} = 0 \quad \text{Eq.: 2-13}$$

A formulação matemática acima pode ser reescrita para uma injeção de corrente utilizando as grandezas de admitância dos ramos “km” conectados em um nó, e as tensões dos nós “m” conectados à barra “k” de acordo com as equações Eq.: 2-14 e Eq.: 2-15.

$$\dot{I}_k = (\dot{V}_k \times y_{shunt}) + \sum_{m=1}^N (\dot{V}_k - \dot{V}_m) \times y_{km} \quad \text{Eq.: 2-14}$$

$$\dot{I}_k = \dot{V}_k \left(y_{shunt} + \sum_{m=1}^N y_{km} \right) - \sum_{m=1}^N \dot{V}_m \times y_{km} \quad \text{Eq.: 2-15}$$

Escrevendo as equações nodais em forma matricial, modeladas pelas admitâncias da rede, tem-se um sistema linear descrito pelas injeções de corrente na rede (vetor $[\underline{\dot{I}}]$), pela tensão nas barras em relação ao referencial adotado (vetor $[\underline{\dot{V}}]$) e a matriz Y_{barra} que relaciona as duas grandezas anteriores de acordo com as admitâncias da rede como pode ser visto, a seguir, na equação Eq.: 2-16. Esta matriz também será utilizada a seguir, na formulação do fluxo de potência, juntamente com a 1ª Lei de Kirchhoff.

$$[\underline{\dot{I}}] = [Y_{barra}] \times [\underline{\dot{V}}] \quad \text{Eq.: 2-16}$$

Os elementos da matriz Y_{barra} representam as admitâncias da rede, através de termos complexos formados pela equação Eq.: 2-17.

$$Y_{barra}(k, m) = G_{km} + j \times B_{km} \quad \text{Eq.: 2-17}$$

Na diagonal principal da matriz Y_{barra} , os elementos $Y_{\text{barra}}(k,k)$ são compostos pelo somatório de todas as admitâncias conectadas a uma barra “k”, enquanto os demais elementos $Y_{\text{barra}}(k,m)$ são os simétricos da soma das admitâncias que ligam as barras “k” e “m”. Dessa forma, expandindo a injeção de corrente na barra “k” dada pela equação Eq.: 2-16, utilizando a definição dos termos da matriz Y_{barra} , é possível descrever a injeção de corrente da barra “k” pela equação Eq.: 2-18.

$$\dot{I}_k = \sum_{m=1}^N \dot{V}_m \times Y_{\text{barra}}(k, m) \quad \text{Eq.: 2-18}$$

Seja uma barra “k”, qualquer, pertencente a um sistema elétrico e conectada a fontes geradoras, cargas e linhas de transmissão, de acordo com o esquema mostrado na Figura 17, abaixo, a injeção de potência líquida para cada uma das barras pode ser definida de acordo com as equações Eq.: 2-19, Eq.: 2-20, Eq.: 2-21 e Eq.: 2-22.

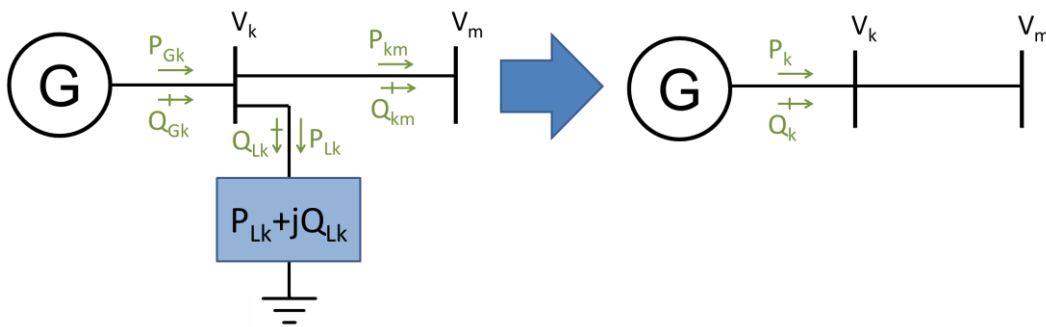


Figura 17 - Esquema de distribuição de fluxos de potência

$$P_k = P_{Gk} - P_{Lk} \quad \text{Eq.: 2-19}$$

$$Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk} \quad \text{Eq.: 2-20}$$

$$\dot{S}_k = P_k + j \times Q_k \quad \text{Eq.: 2-21}$$

$$\dot{S}_k = \dot{V}_k \times (\dot{I}_k)^* = P_k + j \times Q_k \quad \text{Eq.: 2-22}$$

Para substituir a injeção de corrente em uma barra “k” do sistema em estudo pela expressão determinada na Eq.: 2-22, obtida através das equações nodais de acordo utilizando os termos da matriz Y_{barra} , é necessário determinar o conjugado da injeção de

corrente em uma barra “k”. Esse conjugado é descrito pelas equações Eq.: 2-23 e Eq.: 2-24.

$$(\dot{I}_k)^* = \sum_{m=1}^N (\dot{V}_m)^* \times (Y_{\text{barra}}(k, m))^* \quad \text{Eq.: 2-23}$$

$$(\dot{I}_k)^* = \sum_{m=1}^N (\dot{V}_m)^* \times (G_{km} - j \times B_{km}) \quad \text{Eq.: 2-24}$$

Substituindo a expressão de $(\dot{I}_k)^*$, dada pelas equações Eq.: 2-23 e Eq.: 2-24, na Eq.: 2-22, é possível reescrever as expressões de injeção de potência utilizando as equações Eq.: 2-25 e Eq.: 2-26.

$$\begin{aligned} \dot{S}_k &= P_k + j \times Q_k = \dot{V}_k \times (\dot{I}_k)^* \\ &= \dot{V}_k \times \left(\sum_{m=1}^N (\dot{V}_m)^* \times (Y_{\text{barra}}(k, m))^* \right) \end{aligned} \quad \text{Eq.: 2-25}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_k &= P_k + j \times Q_k = \dot{V}_k \times (\dot{I}_k)^* \\ &= \dot{V}_k \times \left(\sum_{m=1}^N (\dot{V}_m)^* \times (G_{km} - j \times B_{km}) \right) \end{aligned} \quad \text{Eq.: 2-26}$$

A partir da equação Eq.: 2-26, serão separadas as componentes de potência ativa e reativa, para o desenvolvimento das principais equações do estudo do fluxo de potência. Tomadas como referências as equações Eq.: 2-27, Eq.: 2-28 e Eq.: 2-29, as injeções de potência ativa e reativa de uma barra “k” podem ser descritas pelas equações Eq.: 2-30 e Eq.: 2-31.

$$P_k = \text{Re}\{\dot{S}_k\} \text{ e } Q_k = \text{Im}\{\dot{S}_k\} \quad \text{Eq.: 2-27}$$

$$\dot{V}_k = V_k \angle \theta_k = V_k \times \cos(\theta_k) + j \times V_k \times \text{sen}(\theta_k) \quad \text{Eq.: 2-28}$$

$$\dot{V}_m = V_m \angle \theta_m = V_m \times \cos(\theta_m) + j \times V_m \times \text{sen}(\theta_m) \quad \text{Eq.: 2-29}$$

$$P_k = V_k \times \left[\sum_{m=1}^n V_m \times \{G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \text{sen}(\theta_{km})\} \right] \quad \text{Eq.: 2-30}$$

$$Q_k = V_k \times \left[\sum_{m=1}^n V_m \times \{G_{km} \times \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \times \cos(\theta_{km})\} \right] \quad \text{Eq.: 2-31}$$

Para as equações acima, tem-se:

- k – número da barra no sistema, variando de 1 até o número total de barras
- m – índice da barra ligada diretamente à barra “k”
- V_k e V_m – tensões nas barras “k” e “m”, respectivamente
- θ_k e θ_m – ângulos das tensões das barras “k” e “m” em relação a uma referência angular única para o sistema
- θ_{km} – diferença angular entre as barras “k” e “m”, nessa mesma ordem
- P_k e Q_k – injeções líquidas de potência

2.2.3 Sistemas de equações

Na formulação básica do fluxo de potência, apresentada nesse capítulo, cada barra “k” está associada com quatro grandezas:

- Magnitude da tensão nodal (V_k)
- Ângulo da tensão nodal (θ_k)
- Injeção líquida de potência ativa ($P_k = P_{Gk} - P_{Lk}$)
- Injeção líquida de potência reativa ($Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk}$)

Como cada barra do sistema está associada com duas equações de injeção de potência e quatro incógnitas, conforme mostrado nas equações Eq.: 2-30 e Eq.: 2-31, é necessário que duas das quatro grandezas acima sejam definidas para o sistema e as outras duas incógnitas serão obtidas através do resultado da aplicação do método de solução utilizado. Dessa forma as barras de um sistema de potência foram classificadas da seguinte forma:

- **Barra swing ou flutuante ou $V\theta$ ou *slack***

Barra necessária para fornecer referência angular, garantir o equilíbrio entre a geração e o consumo de potência ativa e reativa, além de suprir as perdas ativas e reativas

do sistema em estudo. Por este motivo, a barra swing não tem sua geração ativa fixada, mas calculada após a solução do problema. Normalmente é escolhida como barra de referência aquela onde está concentrada a maior capacidade de geração do sistema. Esta barra é única para todo o sistema.

- Dados fixos: V_k , θ_k
- Dados calculados: P_k , Q_k

- **Barra de carga ou PQ**

Dentro de um sistema real, a maioria das barras é deste tipo. Ela representa o atendimento de cargas solicitadas pelos consumidores e não existe controle específico de tensão nessas barras. Essas barras também representam as subestações presentes na malha de transmissão onde não existe nenhum tipo de consumo de potência ativa e reativa, sendo nulos os dados fixos.

- Dados fixos: P_k , Q_k
- Dados calculados: V_k , θ_k

- **Barra de tensão controlada ou PV**

Neste tipo de barra são definidas a tensão e a injeção de potência ativa. Este conjunto de barras é normalmente constituído por geradores e compensadores síncronos.

- Dados fixos: P_k , V_k
- Dados calculados: Q_k , θ_k

Outra etapa importante nesse algoritmo, depois de aplicar a classificação do tipo de barra para todas as barras do sistema, é a organização das equações de acordo com as suas incógnitas em dois subsistemas, conforme é apresentado a seguir.

- **Subsistema 1**

O subsistema 1 é definido como o conjunto de equações que devem ser resolvidas com o objetivo de se encontrar a solução do fluxo de potência: módulo e ângulo das tensões nas barras. São agrupadas neste subsistema as barras com valores fixos de potência ativa e/ou reativa de acordo com as equações Eq.: 2-32 e Eq.: 2-33. Esse sistema de equações algébricas não lineares pode ser resolvido através de diferentes métodos numéricos. Nessa dissertação, o método utilizado para a solução das equações de fluxo

de potência é conhecido como o método de Newton-Raphson e é detalhado nas referências [17] [1].

$$P_k = P_k(V, \theta), k \in \text{barras } \{PQ, PV\} \quad \text{Eq.: 2-32}$$

$$Q_k = Q_k(V, \theta), k \in \text{barras } \{PQ\} \quad \text{Eq.: 2-33}$$

O método de Newton-Raphson é do tipo iterativo e utiliza em sua formulação uma matriz, chamada de Jacobiano que é atualizada a cada iteração desse método. Essa matriz é formada pelas derivadas das injeções de potência ativa e reativa com relação às tensões e aos ângulos da rede.

Uma das etapas da solução do método de Newton-Raphson depende da inversão da matriz Jacobiano. Quando essa matriz é singular, não é possível determinar as variáveis de estado da rede sob análise.

Quando o sistema possui solução, ele é chamado de convergente, ou seja, o método numérico alcança uma determinada solução dentro de uma tolerância determinada. Quando o método não é capaz de determinar uma solução o sistema é chamado de não convergente.

- **Subsistema 2**

O subsistema 2 é construído através da substituição das variáveis encontradas na solução do subsistema 1. Com a solução do subsistema 2 é possível determinar as incógnitas restantes do fluxo de potência: a injeção de potência ativa e reativa da barra *swing* e a injeção de potência reativa das barras de tensão controlada, como mostrado nas equações Eq.: 2-34 e Eq.: 2-35.

$$P_k = P_k(V, \theta), k \in \text{barras } \{V\theta\} \quad \text{Eq.: 2-34}$$

$$Q_k = Q_k(V, \theta), k \in \text{barras } \{V\theta, PV\} \quad \text{Eq.: 2-35}$$

Dessa forma é possível construir dois subsistemas cujas soluções são as respostas para o estudo do fluxo de potência, determinando as grandezas elétricas necessárias para análise do sistema em regime permanente.

2.3 Fluxo de potência continuado

O fluxo de potência continuado é uma técnica utilizada para o estudo de redes que operam próximas ao seu ponto de máximo carregamento, que será descrito a seguir no item 2.3.1, quando os métodos de fluxo de potência convencionais detalhados nas referências [17] [1] começam a apresentar singularidades na matriz Jacobiano, impedindo a sua inversão, e, conseqüentemente, levam à problemas associados com a convergência dos métodos numéricos de solução das equações do fluxo de potência [22].

2.3.1 Ponto de máximo carregamento

Considerando o sistema simplificado de duas barras mostrado na Figura 18, para que o ponto de máximo carregamento seja demonstrado matematicamente, é necessário manipular as equações que relacionam as grandezas de potência, corrente e tensão da carga alimentada pelo gerador até que se chegue numa relação entre o módulo da tensão no terminal da carga e a potência consumida por ela.

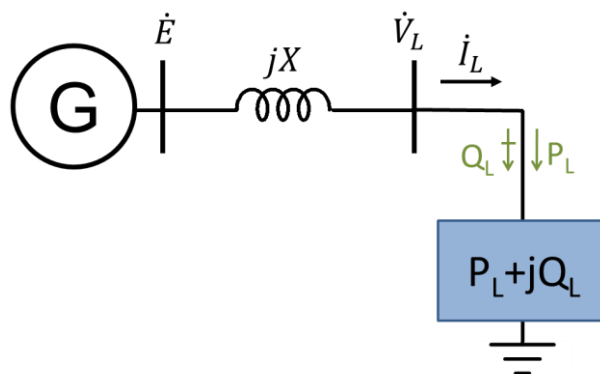


Figura 18 - Sistema simplificado de duas barras

Definindo inicialmente a tensão na carga como referência angular, as tensões da carga e do gerador podem ser expressas conforme equações Eq.: 2-36 e Eq.: 2-37.

$$\dot{V}_L = V_L \angle 0 \quad \text{Eq.: 2-36}$$

$$\dot{E} = E \angle \delta = E \cos(\delta) + jE \sin(\delta) \quad \text{Eq.: 2-37}$$

Tomado essas referências iniciais, a potência consumida pela carga e a sua corrente podem ser descritas através das equações Eq.: 2-38 e Eq.: 2-39. Antecipando as

etapas futuras, o conjugado da injeção de corrente pode ser definido através da equação Eq.: 2-40.

$$S_L = P_L + jQ_L = \dot{V}_L(\dot{I}_L)^* \quad \text{Eq.: 2-38}$$

$$\dot{I}_L = \left(\frac{\dot{E} - \dot{V}_L}{jX} \right) = \left(\frac{P_L + jQ_L}{\dot{V}_L} \right)^* \quad \text{Eq.: 2-39}$$

$$(\dot{I}_L)^* = \left(\frac{\dot{E} - \dot{V}_L}{jX} \right)^* = \left(\frac{E \cos(\delta) - V_L - jE \sin(\delta)}{-jX} \right) \quad \text{Eq.: 2-40}$$

Manipulando as equações Eq.: 2-39 e Eq.: 2-40, é possível eliminar a corrente da carga da relação entre as tensões e a potência consumida pela carga, chegando na equação Eq.: 2-41. Essa nova relação é desenvolvida e exposta na equação Eq.: 2-42.

$$\left(\frac{E \cos(\delta) - V_L - jE \sin(\delta)}{-jX} \right) = \left(\frac{P_L + jQ_L}{V_L} \right) \quad \text{Eq.: 2-41}$$

$$EV_L \cos(\delta) - (V_L)^2 - jEV_L \sin(\delta) = -jXP_L + XQ_L \quad \text{Eq.: 2-42}$$

Com os termos expressos na forma retangular, é possível separar diretamente as componentes real e imaginária de ambos os membros da equação Eq.: 2-42 e chegar nas equações Eq.: 2-43 e Eq.: 2-44.

$$EV_L \cos(\delta) = XQ_L + (V_L)^2 \quad \text{Eq.: 2-43}$$

$$EV_L \sin(\delta) = XP_L \quad \text{Eq.: 2-44}$$

Utilizando a identidade trigonométrica mostrada na equação Eq.: 2-45, é possível eliminar a variável δ . Para isso, os dois membros das equações Eq.: 2-43 e Eq.: 2-44 devem ser elevados ao quadrado e somados, originando a equação Eq.: 2-46, que relaciona o módulo da tensão no terminal da carga com a potência consumida por ela.

$$[\cos(\delta)]^2 + [\sin(\delta)]^2 = 1 \quad \text{Eq.: 2-45}$$

$$V_L^4 + V_L^2(2XQ_L - E^2) + X^2[P_L^2 + Q_L^2] = 0 \quad \text{Eq.: 2-46}$$

Considerando a equação Eq.: 2-46 de quarto grau, as suas raízes podem ser determinadas pela equação Eq.: 2-47.

$$V_L = \sqrt{\frac{E^2}{2} - XQ_L \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2P_L^2 - XE^2Q_L}} \quad \text{Eq.: 2-47}$$

A representação gráfica da equação Eq.: 2-47 é apresentada através da Figura 19, onde o ponto de máximo carregamento é facilmente identificado. A Figura 19 também é conhecida como curva P-V [2]. A curva P-V é obtida através do incremento da potência consumida, onde a tensão no terminal da carga é recalculada para cada novo valor de potência ativa e reativa consumida pela carga.

Adicionalmente, conforme referência [23], a curva azul da Figura 19 indica que o sistema é estável, enquanto a curva laranja indica que o sistema passou a ser instável.

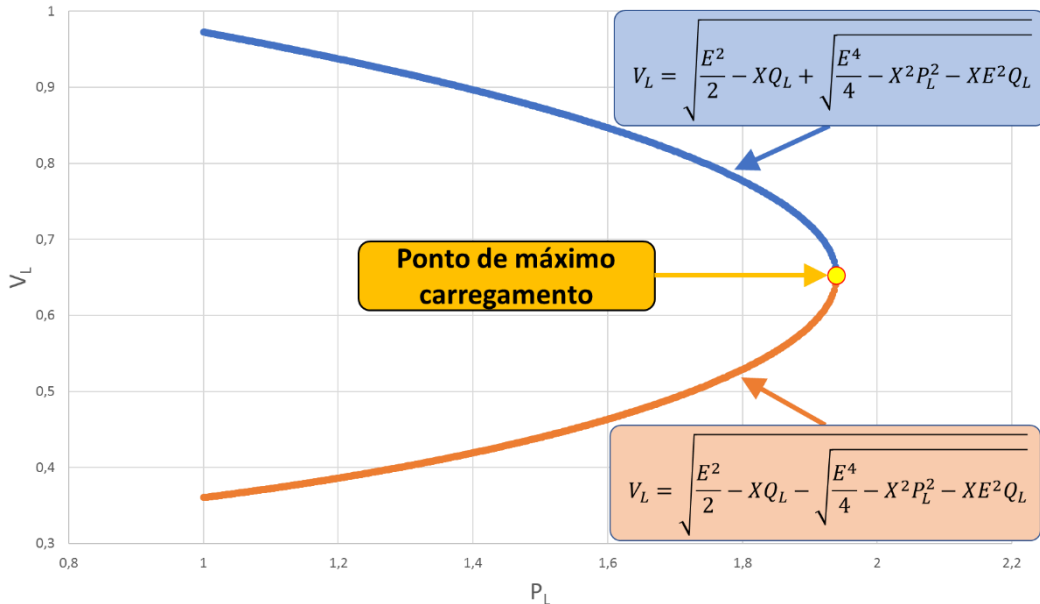


Figura 19 - Determinação gráfica do ponto de máximo carregamento na curva P-V

Para um sistema elétrico de potência, composto por diversas barras de carga e de geração, a determinação da curva P-V é feita através de modificações na formulação do fluxo de potência apresentado no item 2.2 cuja análise é conhecida como fluxo de

potência continuado. Utilizando o fluxo de potência continuado será possível eliminar as singularidades da matriz Jacobiano e, assim, determinar o ponto de máximo carregamento para o sistema analisado. A formulação básica do fluxo de potência continuado será mostrada no item 2.3.

2.3.2 Formulação matemática do fluxo de potência continuado

O funcionamento do fluxo de potência continuado é dividido em duas etapas principais, chamadas de: predição e correção. Essas etapas são baseadas nas equações formuladas para o fluxo de potência convencional, sendo reformuladas e acrescidas de um parâmetro de chamado de parâmetro de carga ou de continuação [24].

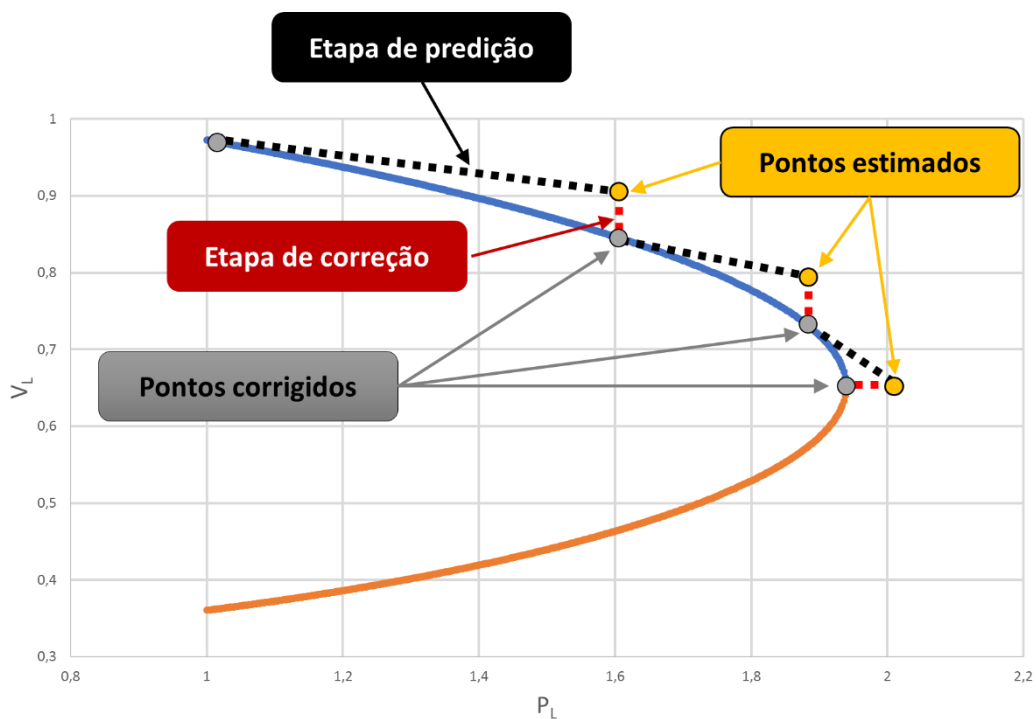


Figura 20 - Etapas do fluxo de potência continuado

O parâmetro de carga, representado pela variável λ , tem valor nulo no caso base e um valor $\lambda_{crítico}$ no ponto de máximo carregamento, conforme expresso na inequação Eq.: 2-48:

$$0 \leq \lambda \leq \lambda_{crítico} \quad \text{Eq.: 2-48}$$

As reformulações das equações do fluxo de potência convencional estão mostradas a seguir para cada barra “ k ” de um sistema de “ N ” barras através das equações Eq.: 2-49 a Eq.: 2-52:

$$\Delta P_k = P_{Gk}(\lambda) - P_{Lk}(\lambda) - P_{Tk} \quad \text{Eq.: 2-49}$$

$$\Delta Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk}(\lambda) - Q_{Tk} \quad \text{Eq.: 2-50}$$

$$P_{Tk} = \sum_{m=1}^N V_k V_m y_{km} \cos(\delta_k - \delta_m - \gamma_{km}) \quad \text{Eq.: 2-51}$$

$$Q_{Tk} = \sum_{m=1}^N V_k V_m y_{km} \text{sen}(\delta_k - \delta_m - \gamma_{km}) \quad \text{Eq.: 2-52}$$

As injeções de potência são separadas pelos subscritos G, L e T, representando, respectivamente: geração, carga e transmissão. As tensões em cada barra do sistema e as admitâncias integrantes da matriz Y_{barra} , representadas nas equações acima, são definidas através das equações Eq.: 2-53, Eq.: 2-54 e Eq.: 2-55:

$$\dot{V}_k = V_k \angle \delta_k \quad \text{Eq.: 2-53}$$

$$\dot{V}_m = V_m \angle \delta_m \quad \text{Eq.: 2-54}$$

$$Y_{barra}(k, m) = y_{km} \angle \gamma_{km} \quad \text{Eq.: 2-55}$$

Como apresentado no item 2.3.1, para chegar ao ponto de máximo carregamento de um sistema, são realizados incrementos na carga consumida e calculadas as tensões nessas barras.

Os incrementos de carga podem ser realizados de acordo com as equações Eq.: 2-56 e Eq.: 2-57.

$$P_{Lk}(\lambda) = P_{Lk0} + \lambda [k_{Lk} S_{base} \cos(\psi_k)] \quad \text{Eq.: 2-56}$$

$$Q_{Lk}(\lambda) = Q_{Lk0} + \lambda [k_{Lk} S_{base} \text{sen}(\psi_k)] \quad \text{Eq.: 2-57}$$

Onde:

- P_{Lk0} e Q_{Lk0} representam os valores de carga ativa e reativa, respectivamente, em cada barra do sistema no caso base inicial;
- k_{Lk} representa a razão de carga que será adicionada em cada barra do sistema;
- ψ_k representa o ângulo do fator de potência da variação de carga de cada barra do sistema;
- S_{base} representa a potência aparente base utilizada para o sistema;

De forma a reestabelecer o equilíbrio entre a potência gerada e a potência consumida, é necessário realizar incrementos de potência nas barras de geração, de forma semelhante a apresentada para as barras de carga. A alteração da potência gerada é dada pela equação Eq.: 2-58:

$$P_{Gk}(\lambda) = P_{Gk0}(1 + \lambda k_{Gk}) \quad \text{Eq.: 2-58}$$

Substituindo as equações Eq.: 2-56, Eq.: 2-57 e Eq.: 2-58 nas equações Eq.: 2-49 e Eq.: 2-50, é possível readequar as equações do fluxo de potência e chegar nas novas equações Eq.: 2-59 e Eq.: 2-60:

$$\Delta P_k = P_{Gk0}(1 + \lambda k_{Gk}) - \{P_{Lk0} + \lambda[k_{Lk}S_{base}\cos(\psi_k)]\} - \left[\sum_{m=1}^N V_k V_m \gamma_{km} \cos(\delta_k - \delta_m - \gamma_{km}) \right] \quad \text{Eq.: 2-59}$$

$$\Delta Q_k = Q_{Gk} - \{Q_{Lk0} + \lambda[k_{Lk}S_{base}\sin(\psi_k)]\} - \left[\sum_{m=1}^N V_k V_m \gamma_{km} \sin(\delta_k - \delta_m - \gamma_{km}) \right] \quad \text{Eq.: 2-60}$$

2.3.2.1 Etapa de predição

Seja um sistema de equações não-lineares, dado pela equação Eq.: 2-61, onde x é um vetor de dimensão $2N$, formado pelas componentes V_k e θ_k :

$$\underline{F}(\underline{V}, \underline{\theta}, \lambda) = \underline{0} \quad \text{Eq.: 2-61}$$

O processo de predição é feito utilizando o vetor tangente, expresso pelas equações Eq.: 2-62 e Eq.: 2-63:

$$d[\underline{F}(\underline{\theta}, \underline{V}, \lambda)] = \underline{0} \quad \text{Eq.: 2-62}$$

$$\underline{F}_{\underline{\theta}}(d\underline{\theta}) + \underline{F}_{\underline{V}}(d\underline{V}) + \underline{F}_{\lambda}(d\lambda) = \underline{0} \quad \text{Eq.: 2-63}$$

Onde as equações Eq.: 2-64, Eq.: 2-65 e Eq.: 2-66 expressam as derivadas parciais utilizadas na equação Eq.: 2-63:

$$\underline{F}_{\underline{\theta}} = \frac{\partial \underline{F}(\underline{\theta}, \underline{V}, \lambda)}{\partial \underline{\theta}} \quad \text{Eq.: 2-64}$$

$$\underline{F}_{\underline{V}} = \frac{\partial \underline{F}(\underline{\theta}, \underline{V}, \lambda)}{\partial \underline{V}} \quad \text{Eq.: 2-65}$$

$$\underline{F}_{\lambda} = \frac{\partial \underline{F}(\underline{\theta}, \underline{V}, \lambda)}{\partial \lambda} \quad \text{Eq.: 2-66}$$

O processo descrito é semelhante ao do fluxo de potência, acrescido de uma variável. Dessa forma, é necessário acrescentar também uma equação, para que o sistema tenha uma solução única.

Utilizando formação matricial, esse sistema pode ser representado pela equação Eq.: 2-67.

$$\begin{bmatrix} \underline{F}_{\underline{\theta}} & \underline{F}_{\underline{V}} & \underline{F}_{\lambda} \\ \underline{e}_k^t & & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\underline{\theta} \\ d\underline{V} \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{0} \\ \underline{\pm 1} \end{bmatrix} \quad \text{Eq.: 2-67}$$

O vetor \underline{e}_k^t é nulo, exceto na posição k, que tem valor unitário.

Comparando a equação acima com a formulação do fluxo de potência apresentada no item 2.2.3, é possível identificar a matriz Jacobiano, utilizada no método de Newton-Raphson. A equação Eq.: 2-68 evidencia essa identificação.

$$\begin{bmatrix} J & \begin{matrix} F_{P\lambda} \\ F_{Q\lambda} \end{matrix} \\ \underline{e}_k^t & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad \text{Eq.: 2-68}$$

Após o cálculo do vetor tangente, as variáveis de estado são atualizadas, conforme equação Eq.: 2-69. Nessa equação o vetor identificado pelo sobrescrito B', representa a solução da etapa de predição, e o vetor identificado pelo sobrescrito A representa a solução do fluxo de potência que será atualizada. A variável σ denota o tamanho do passo que será dado ao longo do vetor tangente calculado.

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix}^{B'} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \lambda \end{bmatrix}^A + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad \text{Eq.: 2-69}$$

2.3.2.2 Etapa de correção

O processo de correção, cuja solução é representada pelo vetor B, é obtida especificando-se uma das variáveis de estado e calculando-se o valor das variáveis de estado restantes. O sistema a ser resolvido nesta etapa, de forma iterativa, é mostrado pela equação Eq.: 2-70. A matriz Jacobiano do sistema aumentado, diferentemente do que acontece com o sistema convencional, não é singular no ponto de máximo carregamento.

$$\begin{bmatrix} \underline{F}(\underline{\theta}, \underline{V}, \lambda) \\ x_k - \eta \end{bmatrix} = [0] \quad \text{Eq.: 2-70}$$

O valor de x_k corresponde a variável de estado selecionada como parâmetro de continuação e η é igual ao valor previsto de x_k , obtido na etapa de predição.

A introdução da equação especificando x_k faz com que o Jacobiano não fique singular no ponto de operação corrigido. Este procedimento fornece o passo corretor necessário para modificar a solução prevista encontrada na etapa de predição [22].

Assim, o fluxo de potência continuado reproduz o método de fluxo de potência apresentado no item 2.2 ligeiramente modificado e pode ser usado para resolver o conjunto de equações [22].

2.4 Estabilidade

A estabilidade do sistema de potência pode ser amplamente definida como a propriedade de um sistema de potência que lhe permite permanecer um estado de equilíbrio operacional em condições normais de funcionamento e recuperar um estado aceitável de equilíbrio depois de ser sujeito a uma perturbação [2].

Os principais aspectos que podem levar um sistema a instabilidade após um distúrbio são: elevação ou rejeição de carga, falta de capacidade do sistema gerar ou consumir reativos, e o desequilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque mecânico de cada máquina do sistema [2].

Conforme referência [25] existem três grandezas que são fundamentalmente importantes para a operação do sistema de potência:

- Ângulos das tensões nodais ou ângulos de carga;
- Módulos ou magnitudes das tensões nodais;
- Frequência de operação do sistema.

Essas grandezas são especialmente importantes do ponto de vista da definição e da classificação da estabilidade do sistema de potência. Assim, a estabilidade de um sistema de potência pode ser dividida, conforme referência [10], em:

- Estabilidade angular;
- Estabilidade de tensão;
- Estabilidade de frequência.

2.4.1 Estabilidade angular

Dentro dessa definição, é possível associar a estabilidade de um sistema elétrico de potência com uma condição de equilíbrio entre forças opostas. As forças restauradoras surgem sempre quando existem forças contrárias que tendem a acelerar ou desacelerar uma ou mais máquinas em relação às demais. Esse é o mecanismo no qual as máquinas síncronas interconectadas mantêm o seu sincronismo em relação umas às outras [26]. Essa forma de apresentação do conceito de estabilidade é conhecida como estabilidade angular e pode ser definida como a capacidade do sistema em manter todas as unidades geradoras operando em sincronismo após a ocorrência de uma perturbação ou simplesmente pela variação natural da carga ao longo do dia [10]. Essa condição de equilíbrio é encontrada na equiparação entre os torques elétrico e mecânicos encontrados no eixo das máquinas síncronas, conforme orientação mostrada na Figura 21.

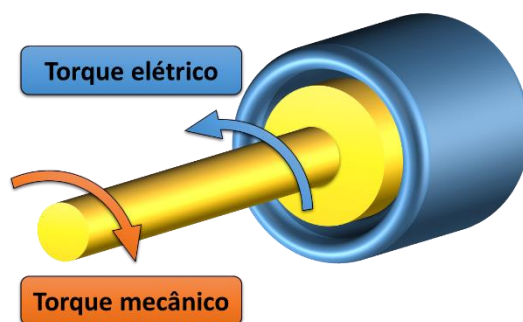


Figura 21 - Orientação oposta de torques na máquina síncrona

No estado de regime permanente, descrito no item 2.2, existe um equilíbrio entre o torque mecânico motriz e o torque de carga elétrica em cada máquina, fazendo com que a velocidade do rotor permaneça constante. Se o sistema é perturbado, este equilíbrio é desfeito, resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas que são regidas pelas leis de movimento rotacional de um corpo [26].

Para avaliar esse fenômeno e o respectivo comportamento da rede durante uma determinada perturbação, torna-se necessário estudar o período transitório, desde o seu início até a eliminação completa dos efeitos resultantes do distúrbio aplicado. Estudos desse comportamento transitório concentram-se principalmente na dinâmica das unidades geradoras e sua interação com a rede. Ainda assim, a dinâmica de carga deve ser modelada com precisão para estudar a dinâmica do sistema [27].

De forma ampla, conforme referência [28], os principais componentes de um sistema elétrico que influenciam no sincronismo das suas unidades geradoras são:

- Sistema de transmissão, antes, durante e após o transitório;
- As cargas e as suas características;
- Os parâmetros das máquinas síncronas;
- Os sistemas de excitação das máquinas síncronas;
- A turbina mecânica e o regulador de velocidade;
- Outros componentes que possam influenciar no torque mecânico das unidades geradoras;
- Demais controles do sistema.

A instabilidade angular pode ser encontrada em pequenas ou grandes perturbações, sendo a primeira associada normalmente às variações de carga do sistema e a segunda associada a ocorrência de perturbações na rede com amplas excursões angulares dos rotores das unidades geradoras [23].

2.4.2 Estabilidade de tensão

A estabilidade não está associada apenas a manutenção do sincronismo entre as unidades geradoras de um sistema, uma vez que a instabilidade pode surgir mesmo sem a ocorrência da perda do sincronismo de um gerador [2]. Em determinados casos, a estabilidade está relacionada à capacidade de um sistema de potência para manter tensões estáveis em todas as barras do sistema depois de ter sido sujeita a uma perturbação [10]. Essa forma de apresentação do conceito de estabilidade é conhecida como estabilidade de tensão.

O termo colapso de tensão é frequentemente usado na análise da estabilidade de tensão e pode ser definido como o processo pelo qual a sequência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão leva a uma interrupção de carga em larga escala ou um perfil excessivamente baixo de tensões em uma parte significativa do sistema de potência [2] [10] [29] [30].

Normalmente, o componente principal que estimula o fenômeno da instabilidade de tensão é representado pelas cargas do sistema. Em resposta a uma perturbação, a energia consumida pelas cargas tende a ser restaurada pela ação de reguladores de tensão. As cargas, quando restauradas, aumentam o carregamento nos ramos da rede, aumentando o consumo de energia reativa e agravando a redução de tensão no sistema. Uma situação de degradação que provoca instabilidade de tensão ocorre quando a dinâmica de carga tenta restabelecer o consumo de energia além da capacidade da rede de transmissão e da geração conectada [2] [23] [31] [10].

A avaliação da estabilidade de tensão para grandes perturbações requer a análise do desempenho dinâmico não-linear do sistema de potência em um período de tempo suficiente para considerar os efeitos e interações entre elementos como transformadores com LTC, cargas termostáticas, limitadores de corrente de campo dos geradores, etc. Estes períodos de tempo podem se estender de alguns poucos segundos até vários minutos [32]. Para grandes perturbações, a análise da estabilidade de tensão deve ser realizada como auxílio de equações algébrico-diferenciais não-lineares, empregando a técnica de simulação não-linear no domínio do tempo [32].

2.4.3 Estabilidade de frequência

Além da estabilidade angular e da estabilidade de tensão, a referência [10] também identificou a necessidade de definir a estabilidade de frequência. Segundo a referência [10], a estabilidade de frequência refere-se à capacidade de um sistema de potência

manter uma frequência constante após um desequilíbrio significativo entre a geração e a carga resultado de uma perturbação grave. O sistema será estável se ele apresentar a capacidade de manter ou de restaurar o equilíbrio entre a geração e a carga do sistema, com perda mínima natural de carga. A instabilidade que pode resultar dessa perturbação se manifesta sob a forma de balanços de frequência que levam ao desligamento descontrolado de unidades geradoras e de cargas.

A diminuição da frequência em relação ao seu valor nominal indica que a geração não está sendo suficiente para atender a demanda solicitada naquele instante. No caso contrário, o aumento da frequência evidencia que há geração em excesso [33].

Segundo a referência [10], em grandes sistemas de energia interconectados, a instabilidade de frequência é mais comumente associada com as condições após a divisão desse sistema em ilhas. A estabilidade neste caso é uma questão de saber se cada ilha atingirá ou não um estado de equilíbrio operacional com perda mínima de carga não intencional. Um exemplo de instabilidade de frequência é a formação de uma ilha com déficit de geração, onde a ação de corte automática de carga, em função da subfrequência apresentada, é insuficiente para o restabelecimento de um novo ponto de equilíbrio entre a carga e a geração dessa ilha, causando um decaimento repentino da frequência, com conseqüente perda descontrolada de carga e de geração e, por fim, o colapso desse sistema em poucos segundos [34].

2.4.4 Modelagem para a avaliação da estabilidade

O estudo da estabilidade é iniciado com uma dada condição de operação, ou seja, uma situação estática de fluxo de potência, e tem o objetivo de verificar o comportamento do sistema no intervalo de tempo que começa a partir da ocorrência de uma perturbação.

Os modelos matemáticos aplicados para a análise do período transitório são regidos por um conjunto de equações diferenciais e algébricas não-lineares que descreve o comportamento dinâmico dos componentes dessa rede ao longo do tempo, incluindo, por exemplo, a modelagem de sistemas de excitação, reguladores automáticos de tensão e de velocidade, além estabilizadores, presentes em unidades geradoras [35].

Os geradores síncronos podem ser divididos em dois grandes grupos: geradores que operam em velocidades altas, normalmente movidos por turbinas a vapor ou a gás, ou geradores que operam em velocidades baixas, movidos por turbinas hidráulicas. Para reduzir as forças centrífugas, os geradores térmicos (de alta velocidade) têm um diâmetro relativamente baixo, mas um comprimento axial grande e estão instalados

horizontalmente. Em alguns casos são instaladas duas ou mais turbinas em um eixo de um gerador térmico. Tipicamente eles terão dois ou quatro pólos elétricos de modo que em um sistema de 60 Hz um gerador seria conduzido a 3600 ou 1800 rpm, respectivamente. Em contraste, os geradores hidráulicos (de baixa velocidade) operam tipicamente em 600 rpm e abaixo, têm um grande número de pólos elétricos, diâmetro grande e menor comprimento axial [25].

Além da necessidade de representar o comportamento das massas distribuídas no eixo dos geradores e suas características, para o estudo da estabilidade também são essenciais as modelagens dos reguladores de tensão e de velocidade [35].

Os reguladores de tensão, presentes nos geradores síncronos, são responsáveis pelo controle da corrente fornecida ao enrolamento de campo e conseqüentemente da tensão no terminal da unidade geradora. O conjunto formado pelo regulador de tensão e pela excitatriz, onde está instalado o enrolamento de campo, é conhecido como o sistema de excitação do gerador. Além do controle de tensão no terminal do gerador, o sistema de excitação do gerador também é utilizado para o controle do fornecimento e do consumo de potência reativa nos seus terminais [36] [37].

Os estabilizadores de sistemas de potência são representados por uma malha de controle adicional que é inserida na referência de tensão do regulador de tensão com a função de introduzir amortecimento adicional nas oscilações de um gerador. As oscilações pouco amortecidas acabam por limitar a capacidade de transmissão dos sistemas elétricos de potência. Desta forma, a atuação dos estabilizadores resulta na recuperação da capacidade de transmissão do sistema, melhorando a estabilidade do mesmo. Geralmente, o amortecimento adicional é requerido em sistemas de potência sob condições de transmissão fracas e com carga pesada, para sistemas que possuem linhas de transmissões longas, ou seja, gerações remotas, ou ainda em sistemas adequados de transmissão, porém sob condições de contingências como desligamento de linhas, perda de geração e outras [38].

Além do controle de tensão, os geradores síncronos utilizam mecanismos de controle de velocidade associados às suas turbinas. Cada turbina é equipada com um sistema de regulação para permitir que a turbina seja iniciada, vá até a velocidade de operação e opere em carga com a potência despachada necessária [25]. Para isso, os reguladores de velocidade atuam sobre as válvulas e sobre os distribuidores, ajustando o torque mecânico com a referência de potência desejada para o gerador.

Num sistema multimáquinas, dada uma variação de carga, esta é absorvida por todas as unidades geradoras de acordo com a característica de regulação dos respectivos reguladores de velocidade das turbinas. Essa regulação natural é chamada de regulação primária e tem um tempo de resposta da ordem de 10 a 20 segundos. Para que a frequência do sistema seja restaurada ao seu valor nominal após uma variação de carga, é necessária uma ação externa, chamada de regulação secundária ou controle suplementar. Essa ação é realizada pelo controle automático de geração (CAG) e tem um tempo de atuação da ordem de 1 a 10 minutos [36].

A Figura 22 representa as associações entre os reguladores citados, a máquina síncrona e o sistema de transmissão.

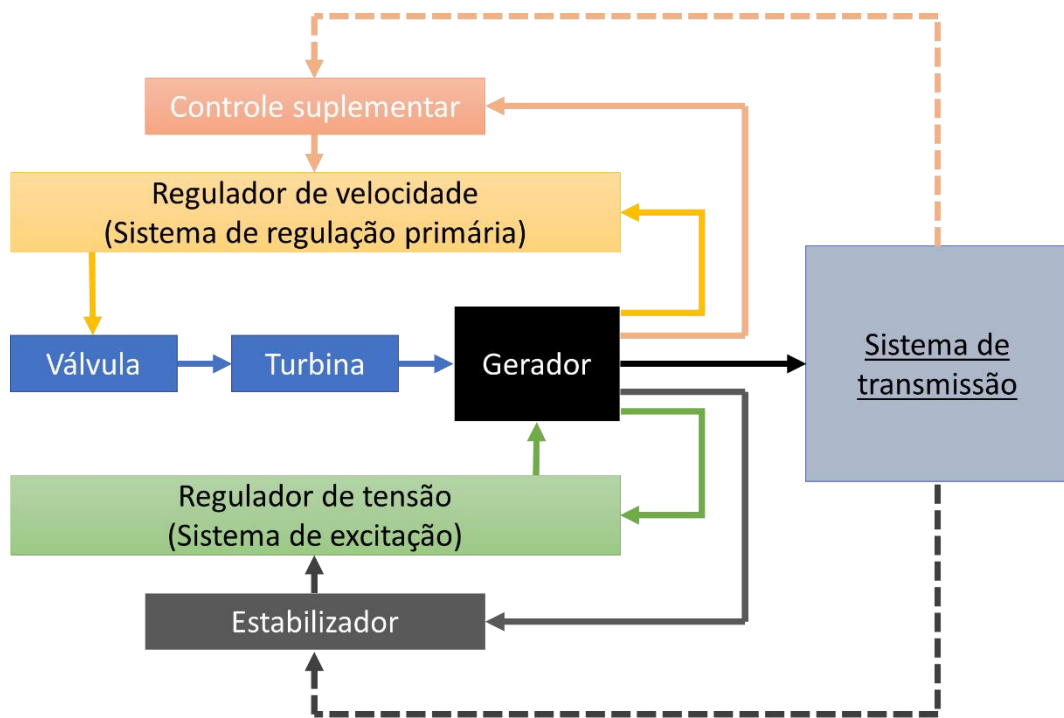


Figura 22 - Representação da máquina síncrona com seus reguladores

Conforme referência [35], para representar o comportamento dinâmico do sistema de potência é necessário que as equações que regem cada componente deste sejam definidas. Assim, o modelo completo que representa um sistema de potência é governado por dois conjuntos de equações não-lineares, sendo o primeiro deles composto por equações diferenciais de primeira ordem e o segundo composto por equações lineares, apresentados pela equação Eq.: 2-71.

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, r, u) \\ 0 = g(x, r, u) \end{cases} \quad \text{Eq.: 2-71}$$

Onde:

- x é o vetor de variáveis de estado (velocidade da máquina, ângulo do rotor, etc.);
- r é o vetor de variáveis algébricas (módulo, ângulos das tensões terminais, etc.);
- u é o vetor de variáveis de entrada (controles);
- f é o vetor de funções não-lineares que descreve as equações diferenciais dos modelos dos dispositivos dinâmicos do sistema (geradores, motores de indução, sistemas HVDC, etc.);
- g é o vetor de funções não-lineares que descreve as equações algébricas da rede e de alguns dispositivos presentes no sistema.

A referência [37] é rica no detalhamento da modelagem matemática do comportamento transitório das máquinas síncronas, descrevendo a teoria dessas máquinas e seus sistemas de excitação cuja compreensão é necessária para o estudo da estabilidade.

2.5 Análise de segurança

A segurança de um sistema elétrico de potência está associada com a robustez desse sistema, e, dessa forma, um sistema é considerado seguro se ele é capaz de se manter íntegro, sobrevivendo a distúrbios ou desligamentos, sem interrupção do fornecimento de energia aos seus consumidores e sem violações de limites operativos tanto inicialmente, em regime permanente, quanto nos períodos durante o distúrbio e após a eliminação dele. Assim, a segurança de um sistema é função das suas condições operativas e da probabilidade da ocorrência de distúrbios nessa rede [9].

Adicionalmente, conforme referência [39], os sistemas de energia são operados, tanto nos ambientes de planejamento quanto em tempo real, com uma margem significativa de segurança para garantir que as falhas e outras interrupções não programadas não desencadeiem imediatamente perdas de cargas ou o colapso de pelo menos parte do sistema. Por isso, o valor das medidas operativas tomadas para a manutenção da segurança é igual ao custo para a sociedade das desconexões de clientes que foram evitadas pelas ações tomadas preventivamente.

Nos ambientes de planejamento de curto, médio e longo prazo, as análises da segurança de um sistema são feitas utilizando ferramentas chamadas de *off-line* (desassociadas dos sistemas de supervisão e controle de tempo real) que executam os cálculos de fluxo de potência e de estabilidade. Essas ferramentas permitem que os analistas possam avaliar as grandezas de um sistema em diferentes pontos de operação escolhidos, tanto em condições normais quanto em situações de emergência, quando o sistema é submetido a algum tipo de distúrbio determinado [6]. No caso do planejamento da operação, é impossível analisar todos os possíveis pontos de operação. Para contornar essa dificuldade, a análise de segurança realizada nesse ambiente se baseia na busca e na análise do pior cenário possível, que tem por consequência a adoção de restrições mais conservadoras. Por outro lado, em tempo real, nem sempre são encontrados os mesmos cenários verificados no planejamento e, por isso verificou-se, a necessidade da avaliação de segurança também em tempo real, auxiliando os centros de controle na tomada de decisão frente às situações não previstas.

No ambiente de operação em tempo real, tendo em vista a necessidade de monitoração constante da segurança de um sistema em cada ponto de operação apresentado, as análises são feitas de forma automatizadas através de ferramentas que executam cálculos de fluxo de potência e de estabilidade ciclicamente dentro de um determinado intervalo de tempo. Além disso, essas ferramentas se conectam de alguma forma com os sistemas de supervisão, de forma a permitir o acesso às grandezas medidas, possibilitando que o ponto de operação apresentado em tempo real seja devidamente representado e atualizado, viabilizando a análise da resposta desse sistema de potência frente a distúrbios determinados.

O resultado das análises de segurança pode indicar a necessidade de adoção de determinadas restrições que, conforme referência [17], podem ser classificadas como uma das modalidades apresentadas abaixo:

- Restrição de Carga: representada pelas injeções de potência ativa e reativa solicitada nas barras de carga e pelas injeções de potência ativa fornecidas pelas barras de geração;
- Restrição de Operação: representada pelos limites definidos para o sistema elétrico, como as faixas de tensões nos barramentos, fluxo de potência aparente e corrente máxima nos ramos dos circuitos, e injeções de potência reativa fornecida pelas barras de tensão controlada;

- Restrição de Segurança: representada pela resposta do sistema às contingências definidas para este, obtida através de simulações de uma lista de eventos, onde será verificado o atendimento das restrições de Carga e de Operação.

Ainda conforme referência [17], tomando como base essas três restrições, podem ser definidos quatro estados de operação do sistema: seguro, alerta, emergência e restaurativo. Agregando aos conceitos já mencionados, um sistema está em um estado seguro quando todos os três tipos de restrição citados acima estão atendidas. Já o estado de alerta é quando o sistema obedece apenas às restrições de carga e de operação, ou seja, em condições normais, não são encontradas violações de limites operativos, entretanto, ocorrendo algum distúrbio, o sistema apresentará alguma violação desses limites. O estado de emergência é caracterizado pela violação das restrições de operação e é normalmente resultado da ocorrência de um distúrbio. Por fim, o estado restaurativo é atingido quando a emergência é eliminada e as restrições de operação voltam a ser atendidas sem, contudo, o sistema estar completo, podendo apresentar cargas não atendidas ou áreas ilhadas eletricamente, de forma a reestabelecer a integridade de ao menos uma parte desse sistema.

As análises de segurança realizadas nessa dissertação são feitas com base na aplicação dos conceitos apresentados de fluxo de potência e de estabilidade. Essas duas metodologias permitem a ramificação da análise de segurança em duas vertentes que serão abordadas a seguir:

- Análise de segurança estática;
- Análise de segurança dinâmica.

2.5.1 Análise de segurança estática

A análise de segurança estática está relacionada com o máximo carregamento que pode ser transmitido para cada barra do sistema [6]. A formulação dessa análise se baseia no conjunto de equações e inequações algébricas que correspondem as leis de Kirchhoff e as restrições operativas do sistema e de cada componente deste, cujo resultado é obtido através do cálculo do fluxo de potência [17].

Nesse tipo de análise, tomado como ponto de partida um ponto de operação cujas equações de fluxo de potência estão resolvidas, ou seja, o método numérico de solução apresentou um resultado convergente, o sistema é avaliado após novo cálculo do fluxo de potência convencional, considerando a alteração na rede descrita para cada distúrbio,

podendo ser o desligamento de um circuito, de uma unidade geradora, de um equipamento de controle de tensão, etc. Após a conclusão dessa etapa, caso o método numérico de solução também seja convergente para o sistema alterado, os resultados obtidos para o novo ponto de operação são avaliados e comparados com os seus respectivos limites de tensão e de carregamento. Vale lembrar que essa análise desconsidera os fenômenos transitórios entre os pontos de operação inicial e final, trabalhando apenas com os dois pontos de operação em regime permanente, um antes e outro após o distúrbio determinado. Através dessas análises, são elaboradas as restrições de carga, de operação e de segurança, mencionadas neste capítulo para que o sistema seja operado de modo seguro.

Para a avaliação da segurança estática sob a ótica da estabilidade, o sistema é considerado inseguro quando, após a aplicação de um evento, o novo ponto de operação não alcança convergência na solução do método numérico de fluxo de potência, inviabilizando a análise dos níveis de tensão nas barras e do carregamento em cada ramo do sistema nesse novo ponto de operação. Esse conceito de estabilidade em regime permanente é descrito nas referências [40] [28] [41] [42].

Conforme referência [42], perto do limite de estabilidade de um sistema de potência, as tensões são baixas e os métodos de fluxo de potência podem divergir. No entanto, um fluxo de potência não convergente não implica necessariamente na instabilidade do sistema.

As referências [43] e [44] demonstraram que uma ou mais máquinas síncronas podem perder o sincronismo antes do ponto de operação apresentar divergência no método de fluxo de potência. Por essa razão, quando um ponto de operação apresenta resultado divergente de fluxo de potência, a instabilidade pode já ter ocorrido [6].

Assim, para os estudos de segurança relacionados com o colapso de tensão e com a instabilidade de tensão, quaisquer conclusões baseadas na singularidade do Jacobiano, utilizado no fluxo de potência, se aplicariam apenas ao comportamento da tensão próximo ao ponto de transferência máxima de potência. Tal análise não detectaria quaisquer instabilidades de tensão associadas às características das máquinas síncronas e seus controles [43]. A análise de segurança que considera essas características e controles das máquinas síncronas e também de outros equipamentos é chamada de análise de segurança dinâmica e será descrita a seguir.

2.5.2 Análise de segurança dinâmica

A análise da segurança dinâmica tem por objetivo investigar se o sistema de potência é capaz de suportar um determinado distúrbio desde o período transitório, que inicia na aplicação do defeito, passando pela sua eliminação, indo até o novo ponto de operação em regime permanente, obtido ao final da simulação. Ou seja, nesse método de análise, o comportamento do sistema é examinado durante toda a simulação realizada no domínio do tempo, tendo critérios específicos para essa resposta ao longo do período transitório e critérios para o ponto de operação final encontrado [1] [2] [6].

Com esse tipo de análise é possível verificar os requisitos de estabilidade mencionados no item 2.4, uma vez que essa análise permite a avaliação das grandezas elétricas envolvidas nos conceitos de estabilidade como a variação da tensão, a variação da frequência, o carregamento de cada circuito, a resposta das unidades geradoras, dos compensadores síncronos e estáticos, reguladores de tensão e de velocidade, falhas de comutação em elos HVDC, entre outros fenômenos [2] [9].

A análise dinâmica utiliza a modelagem matemática descrita no item 2.4.4, permitindo uma representação mais fiel do comportamento transitório do sistema em questão. Dessa forma, esse tipo de análise exige um esforço computacional superior ao da análise estática. Também, ao utilizar mais informações, como dados dinâmicos de geradores, elos HVDC, compensadores, e outros, a análise dinâmica necessita de um banco de dados maior e mais detalhado envolvendo todos os equipamentos do sistema [2] [7] [9].

Para solucionar as equações da análise de segurança dinâmica, são utilizados métodos numéricos de integração. Nesses métodos, a utilização da integração com passo e ordem variáveis promove simulações mais rápidas sem perda de precisão nos resultados. Juntamente com o processamento distribuído, essas ferramentas puderam se tornar úteis para os centros de controle, dando origem às regiões de segurança em tempo real que serão apresentadas no item 3.2 [7] [8].

3 CONSTRUÇÃO DA REGIÃO DE SEGURANÇA

3.1 Ferramenta utilizada

Até pouco tempo, uma das lacunas observadas nas ações de planejamento da operação e na operação em tempo real 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 ORGANON [15].

As simulações dessa dissertação foram realizadas com o ORGANON, de forma a utilizar uma única ferramenta para a elaboração de todos os cenários, das análises de segurança estática e dinâmica, e também das regiões de segurança que serão descritas a seguir. A utilização do ORGANON para a presente dissertação também é devida a experiência do autor nesse programa, utilizando-o no ONS desde 2011.

3.2 Região de segurança

A região de segurança é uma ferramenta de avaliação da segurança de sistemas de potência aplicada tanto em problemas de natureza estática quanto de natureza dinâmica, sendo classificadas respectivamente em Regiões de Segurança Estática (RSE) e Regiões de Segurança Dinâmica (RSD). Esta ferramenta pode ser utilizada de maneira *off-line* ou integrada a um sistema de supervisão e controle. Sendo, portanto, adequada para estudos de planejamento e também para a operação em tempo real de sistemas elétricos [45]. A presente dissertação foi feita utilizando essas ferramentas (RSE e RSD), cujos resultados foram obtidos através do ORGANON.

A construção da região de segurança do ORGANON é feita através de um processo automatizado de avaliação de segurança operativa de um sistema, cujos conceitos teóricos principais foram abordados no capítulo 2 dessa dissertação e a sua aplicação será mostrada neste capítulo.

O uso da região de segurança do ORGANON já está bem difundido e sendo aplicado pelo ONS tanto em nível de planejamento como em tempo real [12].

Inicialmente, as regiões de segurança foram elaboradas para permitir a análise de segurança em tempo real nos centros de controle [7]. Dessa maneira, o produto final da

análise de segurança transmite, de forma clara, três informações fundamentais para os operadores:

- Determinação se o ponto atual de operação é seguro;
- Determinação se a vizinhança desse ponto de operação é segura;
- Determinação de quais medidas devem ser tomadas caso o ponto de operação atual e/ou a sua vizinhança seja(m) inseguro(s).

Por sua vez, os centros de controle de sistemas de potência atuam sob três frentes principais: o controle de tensão, o controle da frequência e o controle do carregamento dos circuitos. A seguir serão mostradas como essas três frentes de atuação foram utilizadas para a elaboração visual da região de segurança.

Em tempo real, o controle de tensão é realizado principalmente através do chaveamento de reatores e de capacitores, do controle de referências de compensadores síncronos ou estáticos, do controle da tensão terminal das unidades geradoras, do controle de taps de transformadores, e, em situações específicas, do desligamento de linhas de transmissão.

A atuação dos operadores tanto para o controle da frequência quanto para o controle do carregamento dos circuitos é realizada através do controle da geração despachada nas usinas que compõem o parque gerador desse sistema. Por essa razão, os eixos utilizados na região de segurança correspondem ao montante de geração despachada para um determinado grupo de usinas. Para a manutenção da frequência, caso um grupo de usinas tenha sofrido elevação de geração, outro grupo deverá ter seu despacho reduzido, mantendo o equilíbrio entre a carga atendida e a geração do sistema. Utilizando a alteração do despacho em apenas dois grupos de usinas, conforme Figura 23, a determinação dos novos pontos de operação estaria restrita a reta pontilhada nesta figura.

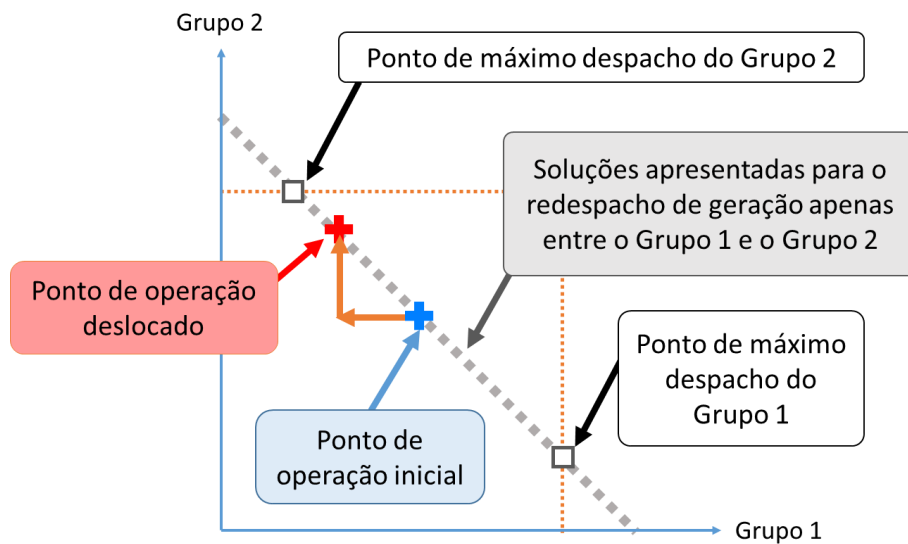


Figura 23 - Redespacho de geração apenas entre dois grupos

Assim, de forma a prover mais um grau de liberdade para o redespacho de geração, foi inserido um terceiro grupo de usinas, permitindo a elevação, ou a redução, de geração simultânea nos dois grupos iniciais. Esses três grupos são também chamados de grupos de redespacho de geração.

Representando o valor de geração de cada um dos três grupos de usinas em três eixos ortogonais, para atender o equilíbrio entre a carga e a geração, é necessário manter constante o somatório do valor de geração total dos grupos de redespacho de geração. Por consequência, será formado um plano tridimensional contendo todos os pontos de operação previstos, conforme mostrado na Figura 24.

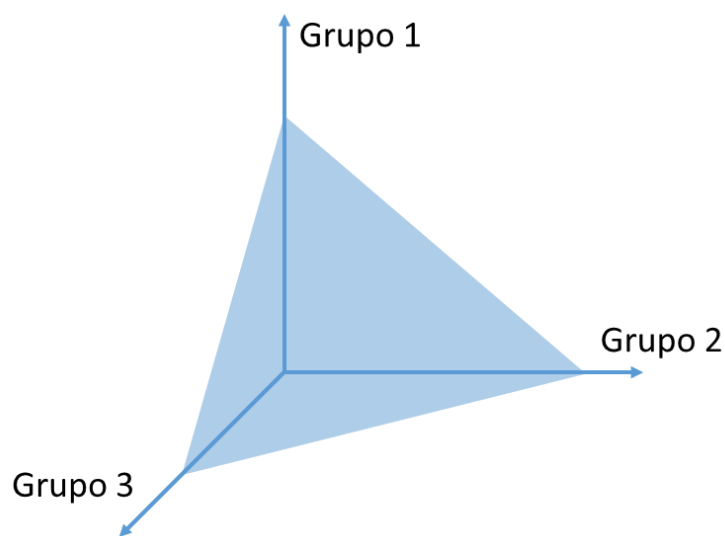


Figura 24 - Plano definido pelos grupos de redespacho de geração

Dado um ponto de operação inicial, contido no plano tridimensional exemplificado na Figura 24, o ORGANON determina, através de direções também contidas nesse plano, outros pontos de operação. Todos os pontos de operação determinados nessas direções serão submetidos aos eventos definidos pelo usuário e as violações encontradas nas simulações são representados tanto por uma tabela, quanto graficamente através das projeções bidimensionais (Grupo 1 x Grupo 2, Grupo 2 x Grupo 3 e Grupo 1 x Grupo 3) dos contornos construídos sobre o plano. As projeções dos resultados obtidos na região de segurança são chamadas de nomogramas. O usuário também pode definir um nomograma adicional baseado em duas grandezas, medidas em MW escolhidas a seu critério [13].

A exploração da vizinhança do ponto de operação inicial é feita em um conjunto de direções, cuja quantidade é definida pelo usuário. Utilizando o fluxo de potência continuado, os grupos de despacho de geração são alterados adequadamente, permitindo o avanço em cada direção, e, quando é encontrada alguma violação, é iniciado o processo de busca binária para a determinação das coordenadas do ponto limítrofe, conforme mostrado na Figura 25 [13].

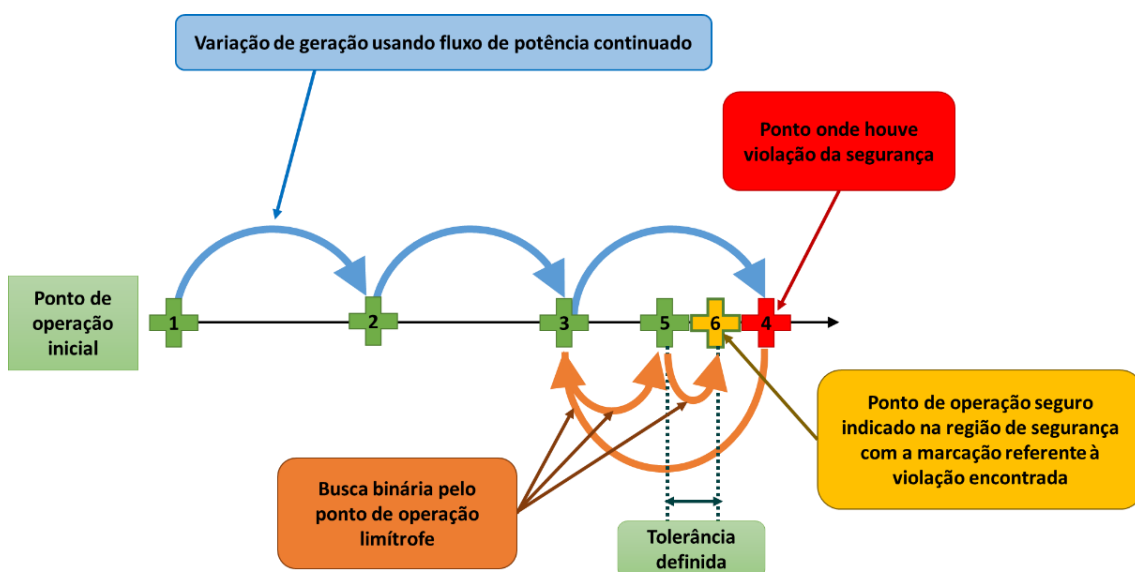


Figura 25 - Caminho percorrido em uma direção

O ORGANON utiliza o método do vetor tangente como solução do fluxo de potência continuado com o objetivo de proporcionar uma transição suave entre os pontos de operação consecutivos de uma dada direção da região de segurança [13]. O método do vetor tangente é composto pelos passos chamados de “preditor” e “corretor” [24], em concordância com o item 2.3 dessa dissertação.

Terminada a excursão em todas as direções, 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 sistema de potência a partir da inspeção visual, de forma clara, para o atendimento das necessidades dos centros de controle mencionadas anteriormente. Basicamente, basta analisar a distância em MW entre o ponto de operação inicial e as fronteiras indicativas dos limites de segurança. Assim, um ponto de operação que se encontra dentro da região segura, opera com níveis de segurança apropriados, sem qualquer violação dos critérios adotados. Entretanto, um ponto de operação que viole algum destes critérios, indica um alerta para a segurança do sistema [45].

Para exemplificar a interpretação dos resultados de uma região de segurança feita pelo ORGANON, foi criado um nomograma de exemplo, representado pela Figura 26, e uma tabela (Tabela 1) contendo a avaliação de determinados pontos do nomograma.

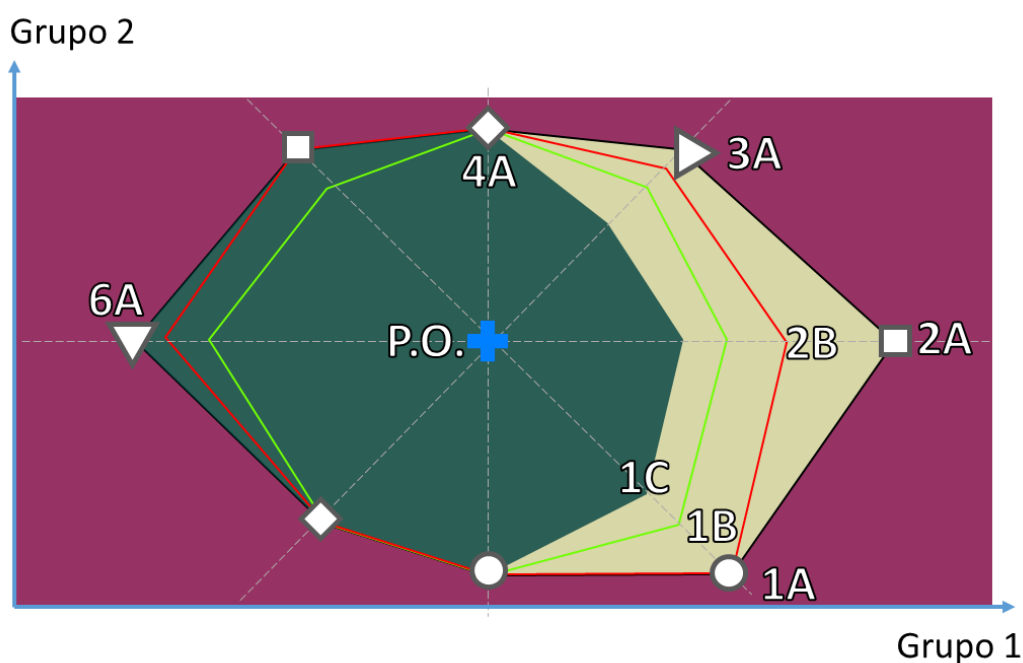


Figura 26 - Nomograma exemplo do ORGANON

Ponto de operação	Tipo de limite analisado			Critérios para Simulação Dinâmica (Submódulo 23.3 [14])
	Segurança	Térmico	Tensão	
P.O.	Seguro pois está dentro do contorno preto	Sem violações pois está dentro da região verde	Sem violação pois está dentro do contorno verde claro	Sem violações pois está dentro do contorno vermelho

1A	DS OUT - Ponto limite de saída (além passa a ser inseguro) na direção #1 Limite de estabilidade estática/dinâmica	Com violação pois está fora da região verde	Com violação pois está fora do contorno verde claro	Sem violação pois está dentro do contorno vermelho
1B	Seguro pois está dentro do contorno preto	Com violação pois está fora da região verde	VL OUT - Pontolimitede saída (além passa a ter violação)na direção #1	Sem violação pois está dentro do contorno vermelho
1C	Seguro pois está dentro do contorno preto	TL OUT - Ponto limitede saída (além passa a ter violação) nadireção #1	Sem violação pois está dentro do contorno verde claro	Sem violação pois está dentro do contorno vermelho
2A	DS OUT - Ponto limite de saída (além passa a ser inseguro) na direção #2 Limite de geração	Com violação pois está fora do ou da região verde	Com violação pois está fora do contorno verde claro	Sem violação pois está dentro do contorno vermelho
2B	Seguro pois está dentro do contorno preto	Com violação pois está fora do ou da região verde	Com violação pois está fora do contorno verde claro	TD_OUT - Ponto limite de saída (além passa a ter violação) na direção #2
3A	DS OUT - Ponto limite de saída (além passa a ser inseguro) na direção #3 Limite associado ao ponto de máximo carregamento da curva PxV	Com violação pois está fora do ou da região verde	Com violação pois está fora do contorno verde claro	Com violação pois está fora do contorno vermelho
4A	DS OUT - Ponto limite de saída (além passa a ser inseguro) na direção #4 Limite associado à distância máxima definida pelo usuário	Sem violação pois está dentro do (ou dentro da região verde)	Sem violação pois está dentro do contorno verde claro	Sem violação pois está dentro do contorno vermelho
6A	DS OUT - Ponto limite de saída (além passa a ser inseguro) na direção #6 Limite de convergência do método de fluxo de potência continuado	Sem violação pois está dentro do (ou dentro da região verde)	Sem violação pois está dentro do contorno verde claro	Sem violação pois está dentro do contorno vermelho

Tabela 1 - Lista de pontos de operação do nomograma exemplo

As figuras Figura 27 e Figura 28 mostram, respectivamente, dois pontos de operação próximos à fronteira da região de segurança dinâmica e os resultados obtidos na simulação do evento crítico para cada ponto. O contorno azul está relacionado com o ponto de operação que está no limite da segurança, e o contorno vermelho está relacionado com o ponto de operação inseguro. As curvas da tensão na barra crítica do sistema para esse evento também seguem as mesmas definições de cores.



Figura 27 - Exemplo de região de segurança dinâmica

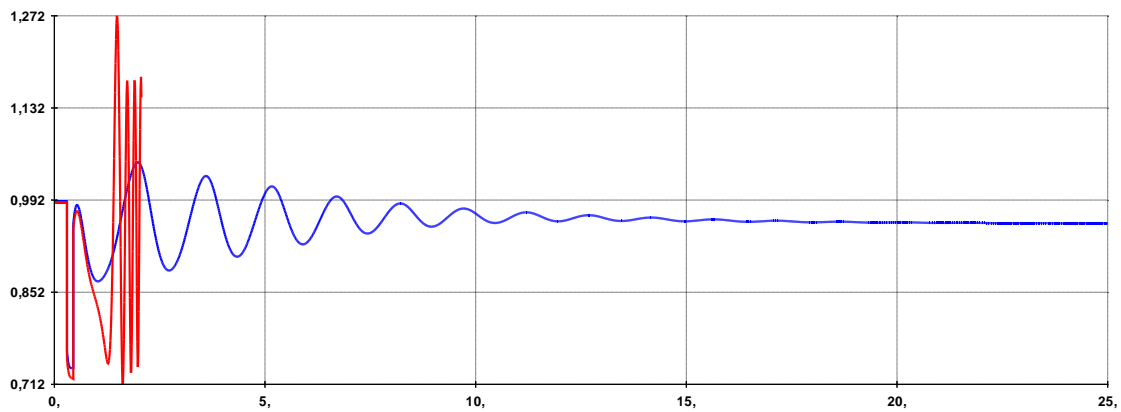


Figura 28 - Simulação do evento crítico: Tensão no limite da fronteira da região dinâmica e na área insegura

Para os estudos dessa dissertação, serão consideradas as fronteiras definidas pelos limites de segurança mais externos, desconsiderando as fronteiras de violação de carregamento, de faixa de tensão e de critérios específicos do ONS definidos na referência [14]. Dentro do processo de construção das regiões de segurança estática e dinâmica, os limites de segurança associados aos eventos simulados possuem definições diferentes para cada tipo de análise:

- Para as regiões de segurança estática: o limite de segurança é registrado quando

pelo menos um dos eventos simulados não alcança a convergência do fluxo de potência convencional utilizando o método de Newton-Raphson, conforme definido no item 2.5.1;

- Para as regiões de segurança dinâmica: o limite de segurança é registrado quando pelo menos um dos eventos simulados o sistema não alcança estabilidade durante a simulação no domínio do tempo, conforme definido no item 2.5.2.

Para ambas as regiões de segurança, os critérios de limite de geração, de convergência do método de fluxo de potência continuado e do ponto de máximo carregamento (curva P-V) são exatamente iguais, sendo esses limites também considerados nas comparações que serão apresentadas nesta dissertação.

3.3 Criando uma região de segurança

3.3.1 Metodologia geral

Dependendo da quantidade de barras e de ramos de um sistema de potência, pode se tornar inviável a construção de uma única região de segurança cuja lista de eventos contenha todos os ramos desta rede. Isso também pode ocorrer quando não se consegue definir três grupos de redespacho de geração atingindo uma única coerência elétrica, mesmo o ORGANON sendo capaz de realizar a simulação desse conjunto de eventos. Essa situação é claramente observada nos casos onde determinados ramos não têm seu carregamento alterado substancialmente com as combinações de redespacho de geração entre os Grupos 1, 2 e 3. Neste caso, havendo uma indicação de sobrecarga nesses ramos para uma determinada contingência, a região de segurança irá registrar essa violação em todos os pontos de operação, uma vez que o redespacho nos grupos adotados não será capaz de eliminar a sobrecarga apresentada. Essa situação está ilustrada na Figura 29, onde o desligamento de um circuito entre as barras 1 e 2 pode gerar uma sobrecarga no circuito remanescente, sendo que essa sobrecarga não tem condições de ser sanada apenas com o redespacho de geração.

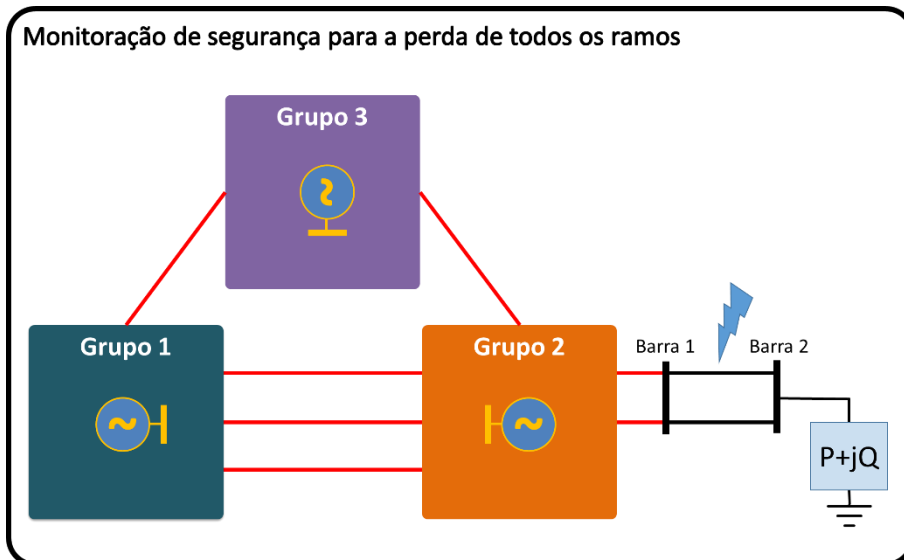


Figura 29 - Exemplo de violação não resolvida através do redespacho de geração

Outra situação semelhante ocorre quando uma determinada contingência é influenciada antagonicamente por duas usinas do mesmo grupo de redespacho de geração. Nessa situação, a troca automática de geração irá elevar ou reduzir simultaneamente a geração em todas as usinas de um mesmo grupo. Essa situação está ilustrada na Figura 30, onde o desligamento de um circuito entre as barras 1 e 2 pode gerar uma sobrecarga no circuito remanescente e essa sobrecarga pode ser sanada com o redespacho das usinas A e B. Entretanto, esse redespacho deve visar a elevação da geração de uma e a redução da geração da outra. Sendo as duas usinas do mesmo grupo, essa violação não será eliminada na região de segurança.

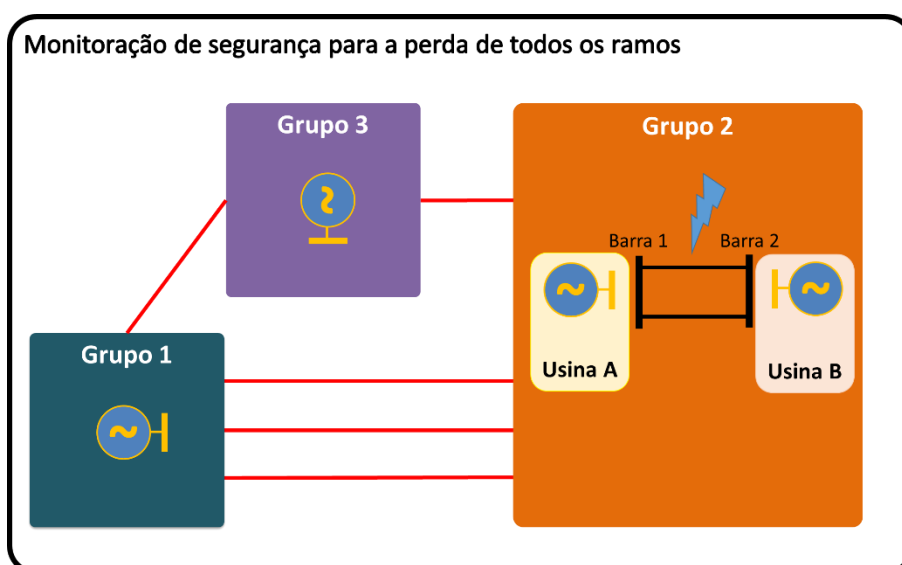


Figura 30 - Exemplo onde a eliminação da violação exige um redespacho específico

A eliminação da sobrecarga apresentada no exemplo dado pela Figura 29 não é encontrada nas regiões de segurança uma vez que a solução para a eliminação da sobrecarga está na ação de corte da carga atendida pela barra 2.

Já a situação de violação apresentada na situação ilustrada pela Figura 30 pode ser resolvida dividindo o sistema monitorado em áreas menores, utilizando, para isso, mais de uma região de segurança, onde sejam encontrados grupos de redespacho de geração coerentes. Essa solução é utilizada para sistemas de grande porte, onde são monitoradas áreas com seus eventos e seus grupos de redespacho de geração específicos.

A divisão do sistema em áreas menores de monitoração foi utilizada na presente dissertação. Para a construção das regiões de segurança é necessário antes seguir as seguintes etapas:

- Determinação e delimitação de uma área de monitoração para a investigação da segurança;
- Determinação de um conjunto de eventos relevantes para essa área de monitoração adotada;
- Determinação das usinas que apresentam influência no resultado dos eventos relevantes que serão simulados;
- Agrupamento dessas usinas determinadas nos três grupos de redespacho de geração.

3.3.2 Determinação da área de monitoração

A determinação de uma área de monitoração consiste na definição de uma fronteira separando as barras e os circuitos de interesse dos demais elementos que não terão importância. Essa delimitação é importante para impedir que resultados espúrios de outras áreas influenciem no resultado da região de segurança.

O ORGANON permite a criação de filtros para a delimitação dessas áreas, podendo ser realizada pela listagem de cada barra individualmente ou por algumas características, como nível de tensão por exemplo [15] [13].

3.3.3 Determinação da lista de eventos

A criação da lista de eventos é normalmente regida pelos critérios estabelecidos nas normas de operação de cada sistema. Os tipos de eventos permitidos para a simulação no ORGANON são encontrados nas referências [15] [13].

Os eventos simulados ao longo das direções de uma região de segurança podem ser estáticos ou dinâmicos. Essa informação define o tipo de região de segurança que será criada pelo ORGANON, RSE ou RSD.

Os eventos estáticos são aplicados no ponto de operação alcançado pelo fluxo de potência continuado, e um novo cálculo de fluxo de potência convencional é realizado para a avaliação da segurança desse ponto de operação.

Os eventos dinâmicos também são aplicados no ponto de operação obtido pelo fluxo de potência continuado, entretanto, a análise de segurança é feita a partir dos resultados obtidos pelas simulações no domínio do tempo para os eventos determinados.

3.3.4 Determinação e agrupamento das usinas integrantes dos grupos de redespacho de geração

Uma das ferramentas mais utilizadas tanto para escolher as usinas quanto para organizá-las nos três grupos de redespacho de geração é a análise de sensibilidade, relacionando a variação do valor de geração de potência ativa de uma usina com a variação de fluxo de potência ativa nos circuitos do sistema. A análise de sensibilidade é feita utilizando as ferramentas de fluxo de potência e é descrita em detalhes na referência [46]. A referência [15] mostra como essa análise é feita utilizando o ORGANON, sendo esse mais um dos motivos que levaram a utilização desse programa na presente dissertação. Através dessa análise é possível identificar a influência da geração de cada usina em cada um dos circuitos do sistema. Especificamente para a determinação das usinas que farão parte dos grupos de redespacho de geração, é interessante que essa análise seja feita nos circuitos integrantes da lista de eventos.

Partindo do resultado da análise de sensibilidade das usinas nos circuitos da lista de eventos, as usinas devem ser selecionadas e agrupadas considerando que as usinas de mesma influência devem pertencer aos mesmos grupos, potencializando a distribuição de fluxos nos circuitos que serão desligados em cada evento [47]. Assim, a composição desses grupos deve ser feita, por exemplo, reunindo as usinas com influência positiva no primeiro grupo, as usinas com influência negativa no segundo grupo e as usinas que não tenham influência significativa nos circuitos destacados, no terceiro grupo.

A Figura 31 exemplifica uma situação onde a área de monitoração não possui usinas para seu suprimento interno, sendo esta área dependente prioritariamente das usinas do Grupo 1 e do Grupo 2. Como essas usinas se conectam eletricamente em fronteiras diferentes da área de monitoração, ao elevar o despacho do Grupo 1 e reduzir

o despacho no Grupo 2 e/ou no Grupo 3, o fluxo na malha de suprimento da área de monitoração é elevado de acordo com a indicação da seta verde da Figura 31. Da mesma forma, ao elevar o despacho do Grupo 2 e reduzir o despacho no Grupo 1 e/ou no Grupo 3, o fluxo na malha de suprimento da área de monitoração é elevado no sentido oposto ao anterior (seta laranja). Entretanto, ao elevar o despacho do Grupo 3 e reduzir o despacho no Grupo 1 e/ou no Grupo 2 (setas roxas), o fluxo nos circuitos integrantes da lista de eventos não é suficientemente alterado para que os resultados dos eventos se modifiquem, quando comparado à alteração desses resultados nos casos de redespacho dos Grupos 1 e 2.

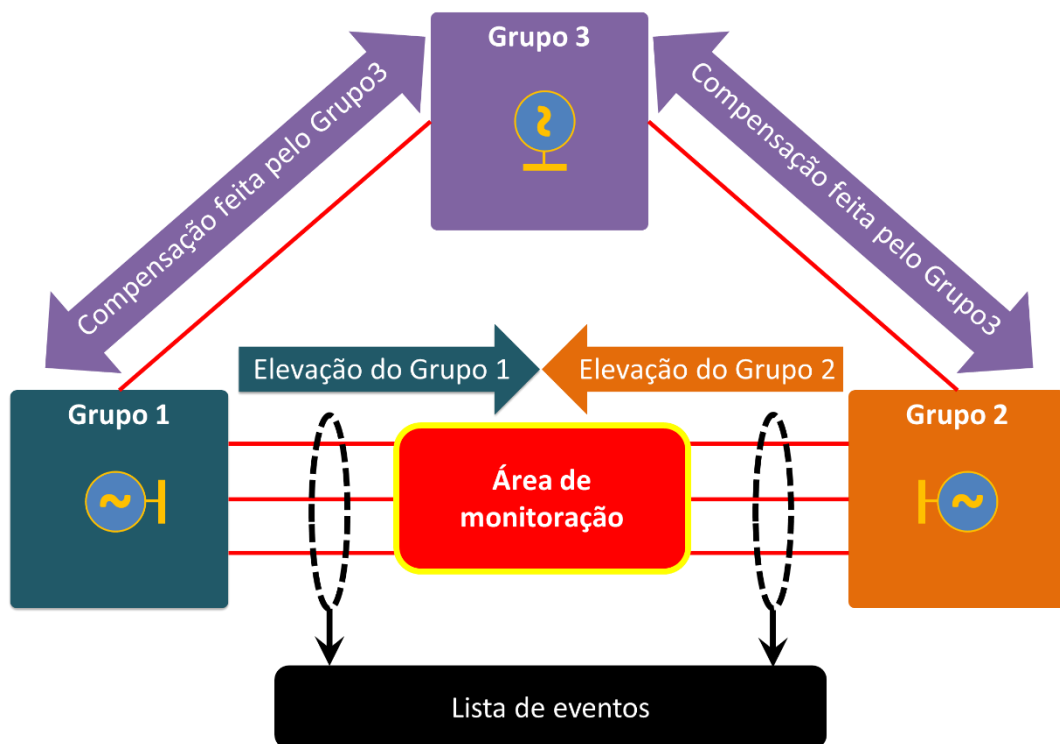


Figura 31 - Exemplo nº1 para a determinação dos grupos de redespacho de geração

A Figura 32 mostra uma situação diferente da Figura 31, onde a área de monitoração possui geração interna e duas fontes de suprimento externas, cujas malhas de interligação fazem parte da lista de eventos. Nessa condição, ao elevar a geração do Grupo 1 e reduzir a geração no Grupo 2 e/ou no Grupo 3, o fluxo na malha de suprimento externo da área de monitoração é reduzido (seta verde). Entretanto, o fluxo na malha de suprimento externo da área de monitoração é intensificado em um sentido ao elevar a geração do Grupo 2 e reduzir a geração no Grupo 1 e/ou no Grupo 3 (seta laranja). A intensificação do fluxo nessa malha de suprimento no sentido oposto é obtida ao elevar a geração do Grupo 3 e reduzir a geração no Grupo 1 e/ou no Grupo 2 (seta roxa).

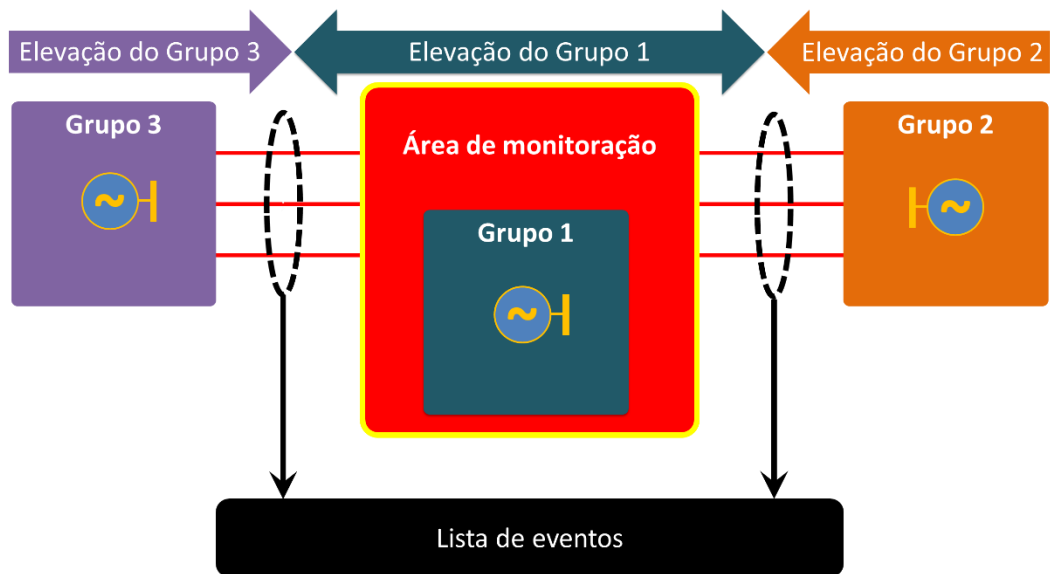


Figura 32 - Exemplo nº2 para a determinação dos grupos de despacho de geração

Além dessa metodologia, os grupos de despacho de geração também podem ser estabelecidos utilizando a análise dinâmica, conforme referência [45].

3.3.5 Definindo o quarto nomograma

Por fim, pode ser de interesse do usuário a utilização de um nomograma adicional, sendo os seus dois eixos definidos por duas grandezas de potência ativa que serão calculadas ao longo das simulações. Esse recurso é normalmente utilizado quando se deseja explorar algum intercâmbio entre áreas, ou algum fluxo de potência ativa em um determinado circuito.

4 CASO BASE E CRIAÇÃO DE CENÁRIOS PARA ESTUDOS

4.1 Caso base e adaptações realizadas

Para os estudos dessa dissertação foi utilizado o modelo de rede New England, cujos parâmetros da rede e das unidades geradoras estão descritos no ANEXO A. Além do modelo de rede, para viabilizar a construção das regiões de segurança, foram incluídos os parâmetros estáticos e dinâmicos das unidades geradoras do SIN, em substituição aos geradores do modelo original, sendo preservados os mesmos pontos de conexão de cada gerador.

Um dos parâmetros que será abordado no processo comparativo dessa dissertação é a utilização de modelos de máquinas hidráulicas e térmicas. Por essa razão, serão adotadas duas combinações de parques geradores, uma delas com uma composição mista de geradores e outra com utilização integral de geradores térmicos, representadas pelas figuras Figura 33 e Figura 34.

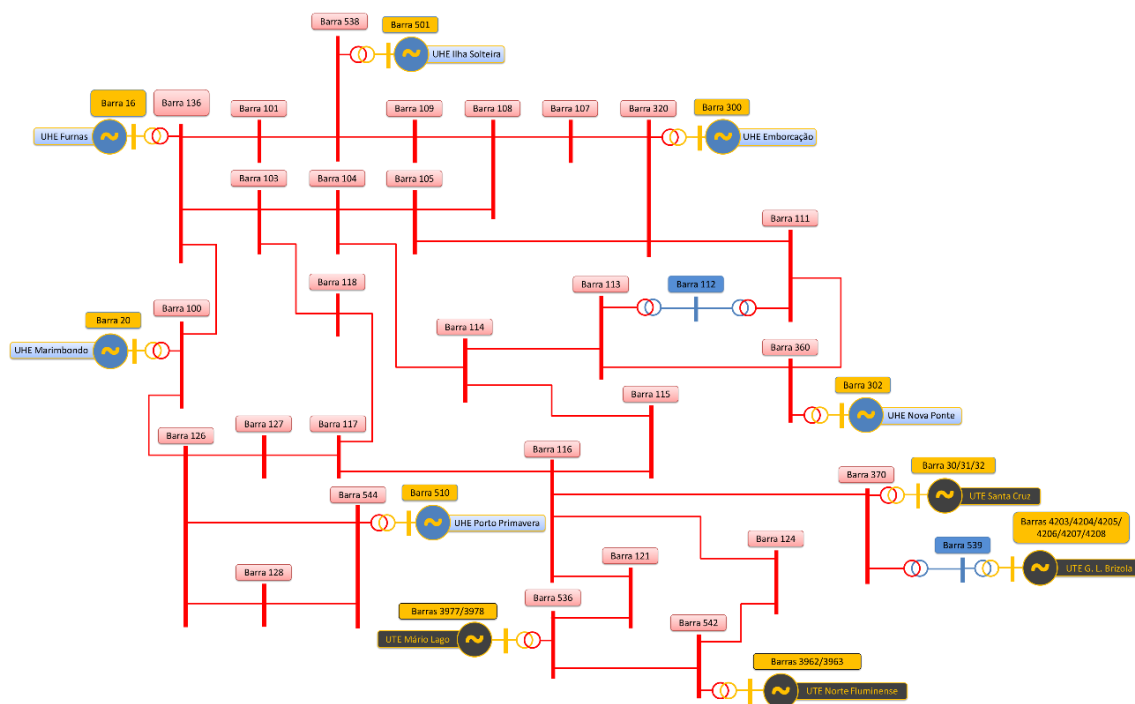


Figura 33 - Modelo de rede New England com parque gerador misto

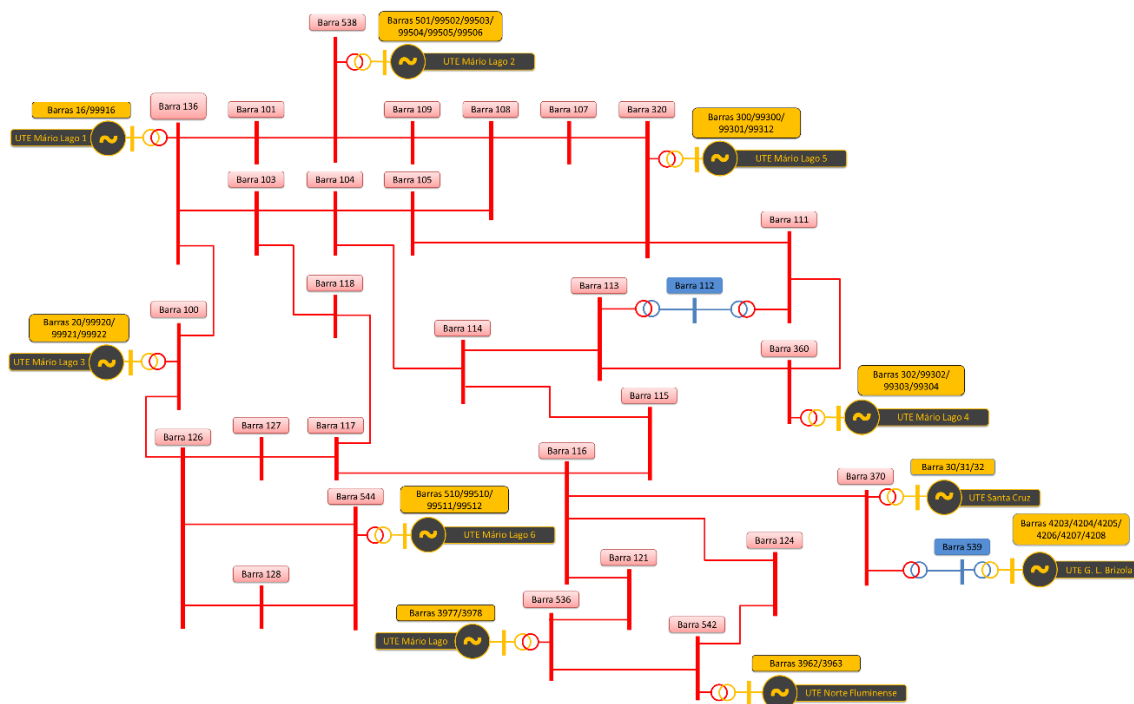


Figura 34 - Modelo de Rede New England com parque gerador térmico

As características principais de cada modelo de usina utilizada nessa etapa de adaptação estão descritas na Tabela 2.

Tipo	Usina	nº UG	P total [MW]	Q total [Mx Mvar]	Q total [Mn Mvar]
UHE	Furnas	8	1216	400	-400
UHE	Marimbondo	8	1488	640	-640
UHE	Emborcação	4	1192	392	-440
UHE	Nova Ponte	3	510	150	-150
UHE	Ilha Solteira	20	3430	1000	-1000
UHE	Porto Primavera	14	1540	630	-630
UTE	Santa Cruz	6	1008	520	-430
UTE	Governador Leonel Brizola	9	1144	724,4	-567
UTE	Mário Lago	20	912	728	-628
UTE	Norte Fluminense	4	861	540	-320

Tabela 2 - Característica de cada usina escolhida

Além dessa divisão entre usinas térmicas e hidráulicas, também foi objeto dessa dissertação a comparação entre diferentes patamares de carga. Para isso, foram criados cinco patamares de carga, conforme Tabela 3, aplicados proporcionalmente em cada barra de carga do modelo de rede original.

Caso	Patamar de carga	Carga total	
		MW	Mvar
Caso 25 %	Mínima	1525	325
Caso 50 %	Leve	3050	650
Caso 75 %	Média	4575	975
Caso 100 %	Nominal	6100	1300
Caso 125 %	Pesada	7625	1625

Tabela 3 - Divisão dos patamares de carga

4.2 Determinação das áreas de monitoração

Por se tratar de um sistema de grande porte, conforme mostrado no item 3.3.4, houve a necessidade de dividir a rede em áreas menores. Essa divisão foi feita através de análises preliminares de contingências e, por fim, foram escolhidas duas áreas de monitoração distintas para o modelo de rede New England: área central e área sul, respectivamente apresentadas pelas áreas sombreadas de fundo verde e azul, respectivamente, na Figura 35 e na Figura 36.

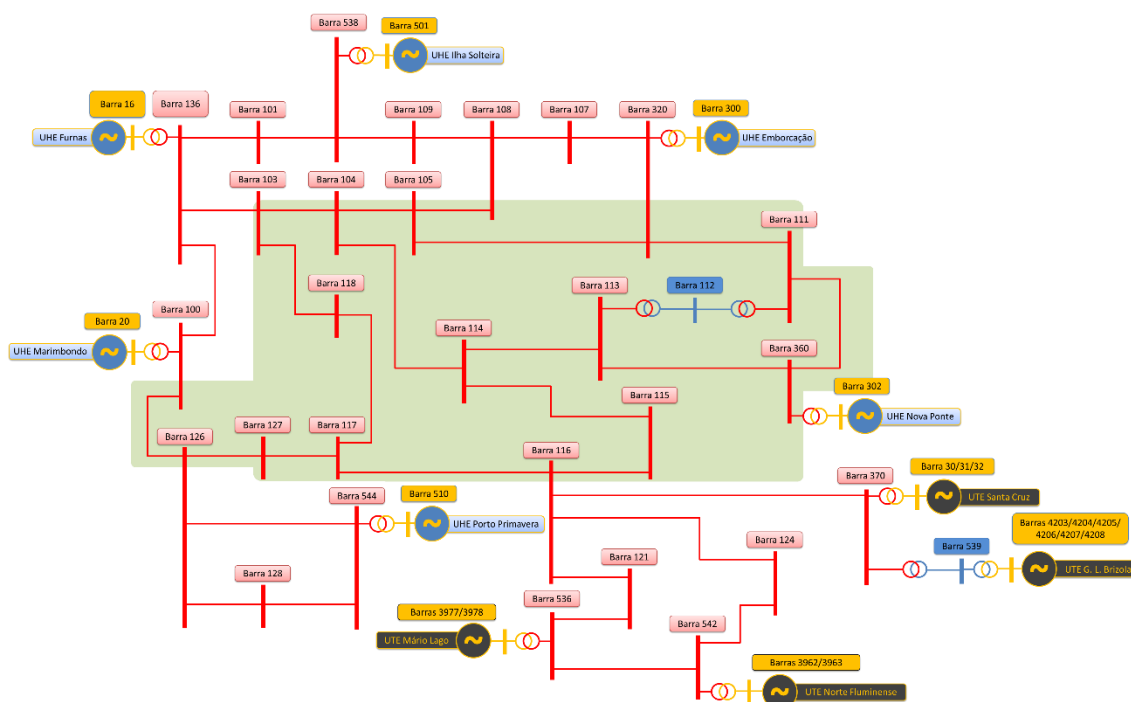


Figura 35 - Determinação da área de monitoração da malha central

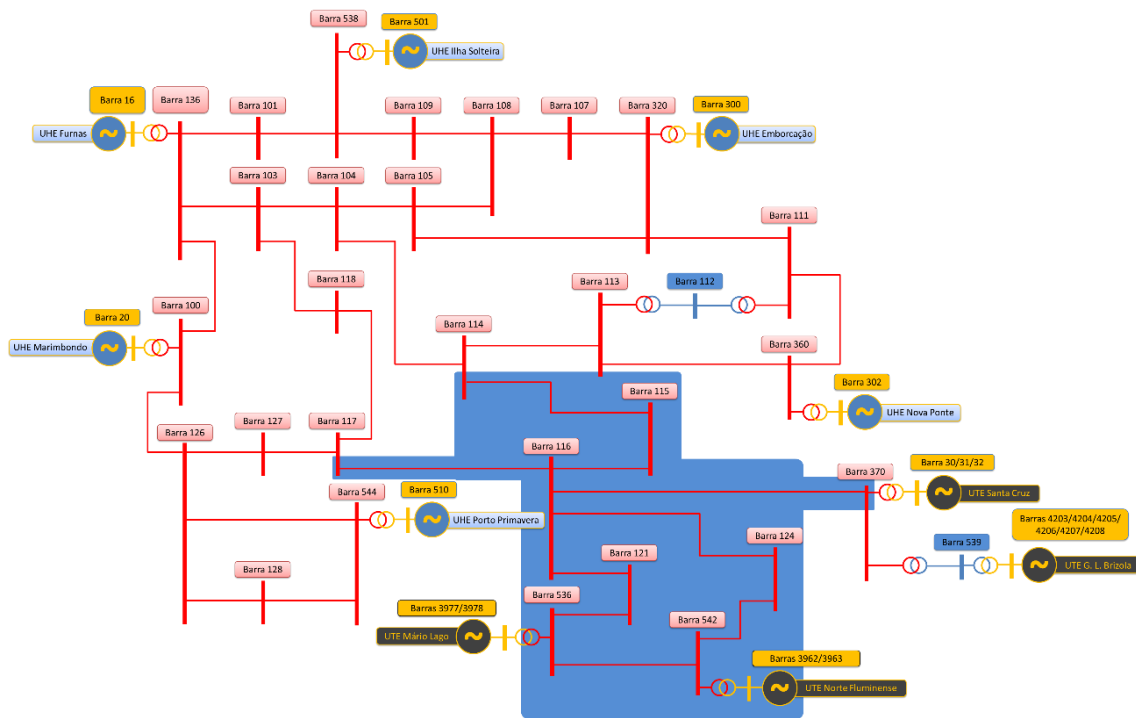


Figura 36 - Determinação da área de monitoração da malha sul

Além da definição das malhas de monitoração, foi definido um conjunto de ramos responsáveis pelo intercâmbio de energia entre essas duas áreas, chamada de interligação centro-sul, composta pelos seguintes circuitos: LT 114-115, LT 115-116 e LT 116-116, exibida na Figura 37.

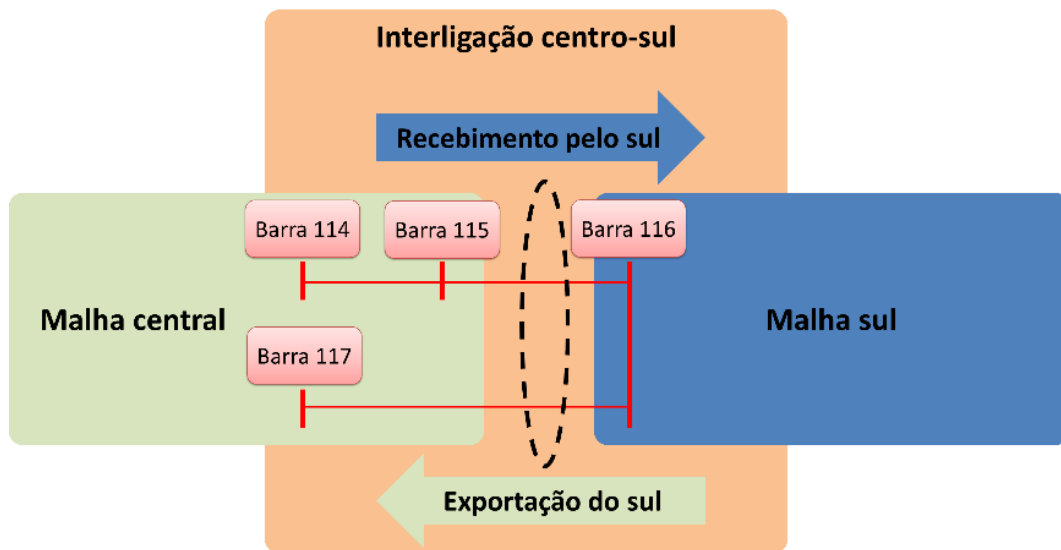


Figura 37 - Interligação centro-sul

Além dos circuitos integrantes dessa interligação, dado um determinado sentido para o fluxo de potência ativa nesses circuitos, é possível caracterizar o intercâmbio entre

essas duas malhas, podendo classificar o ponto de operação como sendo de recebimento pelo sul ou de exportação do sul, conforme orientação dada na Figura 37.

Adicionalmente, de forma a facilitar o entendimento dos resultados da análise de segurança, a área ilhada na contingência da LT 116-370 foi denominada: ilha sudeste. A Figura 38 apresenta as suas barras de carga e as unidades geradoras que compõem essa ilha.

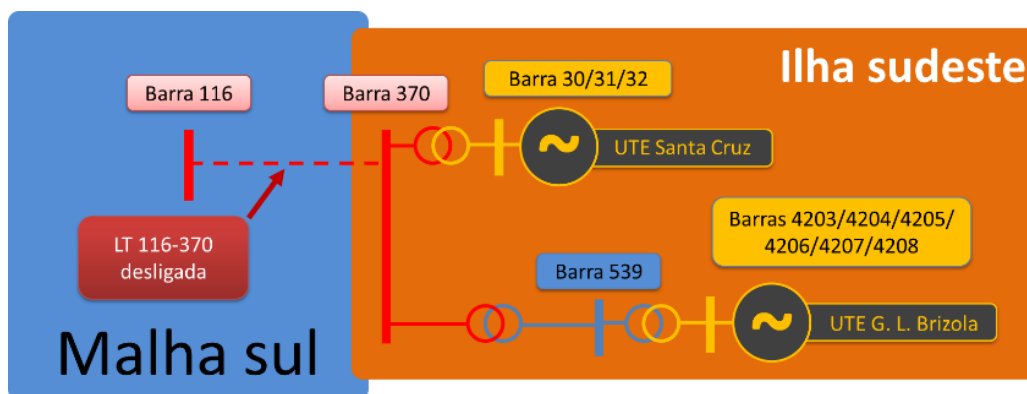


Figura 38 - Delimitação da ilha sudeste

4.3 Determinação dos eventos

Para a análise da segurança da área central, foram definidos como eventos a contingência simples de cada circuito presente nessa área e também as perdas simultâneas de dois circuitos listadas abaixo:

- LT 104-103 e LT 104-105;
- LT 105-108 e LT 105-320;
- LT 117-118 e LT 117-116;
- LT 114-104 e LT 114-115;
- LT 114-113 e LT 114-115;
- LT 113-114 e LT 113-360;
- LT 103-104 e LT 103-118;
- LT 117-116 e LT 117-127;
- LT 320-105 e LT 320-111.

Foi necessária a inclusão dessas perdas duplas para provocar uma maior quantidade de violações de segurança nas regiões de segurança, investigando assim, o

comportamento do sistema tanto do ponto de vista estático quanto do ponto de vista dinâmico para esses eventos nas diversas direções percorridas nos nomogramas.

A análise preliminar das contingências simples da malha sul apontou a possibilidade de introduzir uma situação de ilhamento, com conseqüente variação da frequência, onde a análise de segurança dinâmica será a responsável por verificar se ambos os sistemas, após a separação, serão estáveis, principalmente sob a ótica da estabilidade de frequência, descrita no item 2.4.3. Adicionalmente, do ponto de vista da análise de segurança estática, esse tipo de evento é tratado pelo ORGANON com a transformação de uma barra do tipo PV em barra swing, conforme item 2.2.3, dentro do sistema que sofreu o ilhamento, para permitir a convergência do método numérico após o evento. Assim, de forma a evidenciar esse fenômeno, foram consideradas apenas as contingências simples de cada circuito presente nessa área.

Nas simulações dinâmicas, todos os eventos foram compostos por um curto-circuito monofásico, fazendo a tensão de uma das barras do circuito chegar ao valor especificado de 0,75 pu e com duração de 100 milissegundos, quando o circuito é desligado e a falta extinguida.

4.4 Determinação dos grupos de redespacho de geração

As definições das usinas e dos grupos de redespacho de geração foram feitas com base na análise de sensibilidade feita utilizando o ORGANON, conforme mostrado no item 3.3.4. Em complemento a análise de sensibilidade, esses grupos também foram divididos baseados nos seus pontos de conexão na malha da área de monitoração.

Para a análise da segurança da área central, foi adotada a divisão de grupos de redespacho de geração mostrada pela Figura 39. Já para a análise da malha sul, os grupos de redespacho de geração são exibidos na Figura 40.

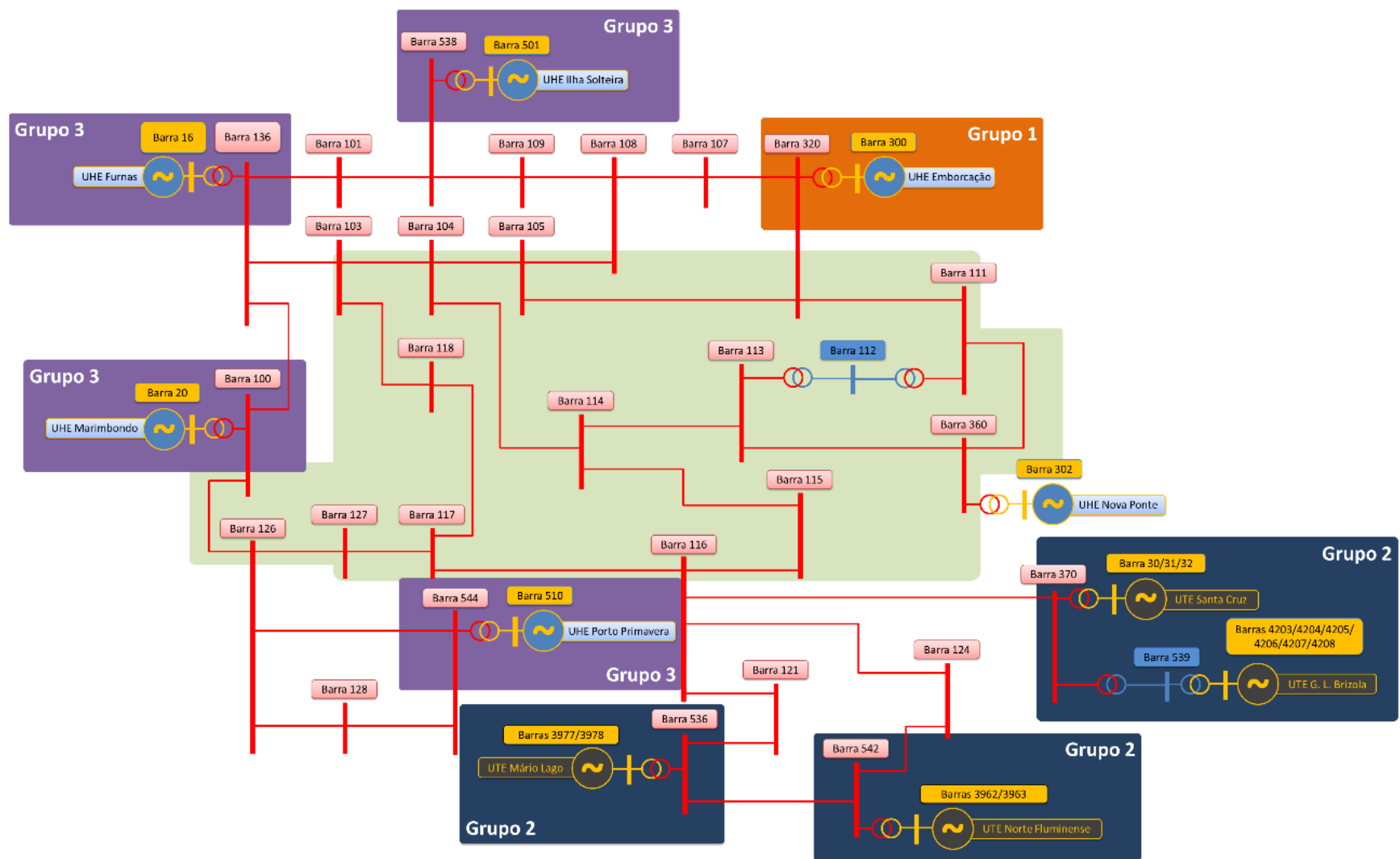


Figura 39 - Determinação dos grupos de redespacho de geração para a malha central

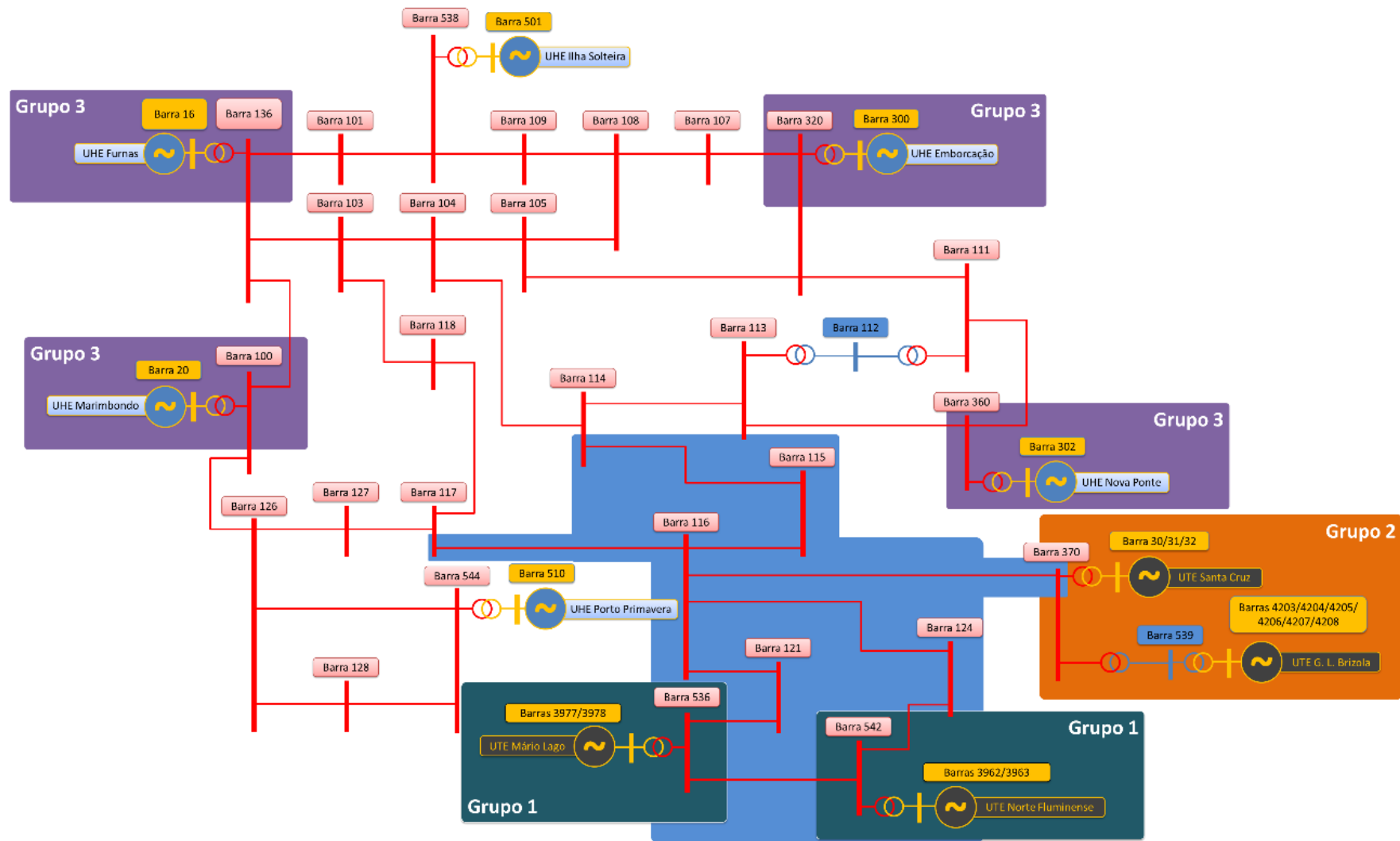


Figura 40 - Determinação dos grupos de despacho de geração para a malha sul

4.5 Modelagem da carga

A modelagem da carga de um sistema pode ser o fator determinante para considerar um ponto de operação seguro ou inseguro. Conforme mostrado na Figura 41, para que o ponto de operação seja seguro, a curva P-V do sistema pós-contingência deve coincidir com a curva do modelo de carga e esse ponto de interseção deve ser localizado na parte superior da curva P-V, também conhecida como “curva do nariz”, cuja definição foi mencionada no item 2.3.1.

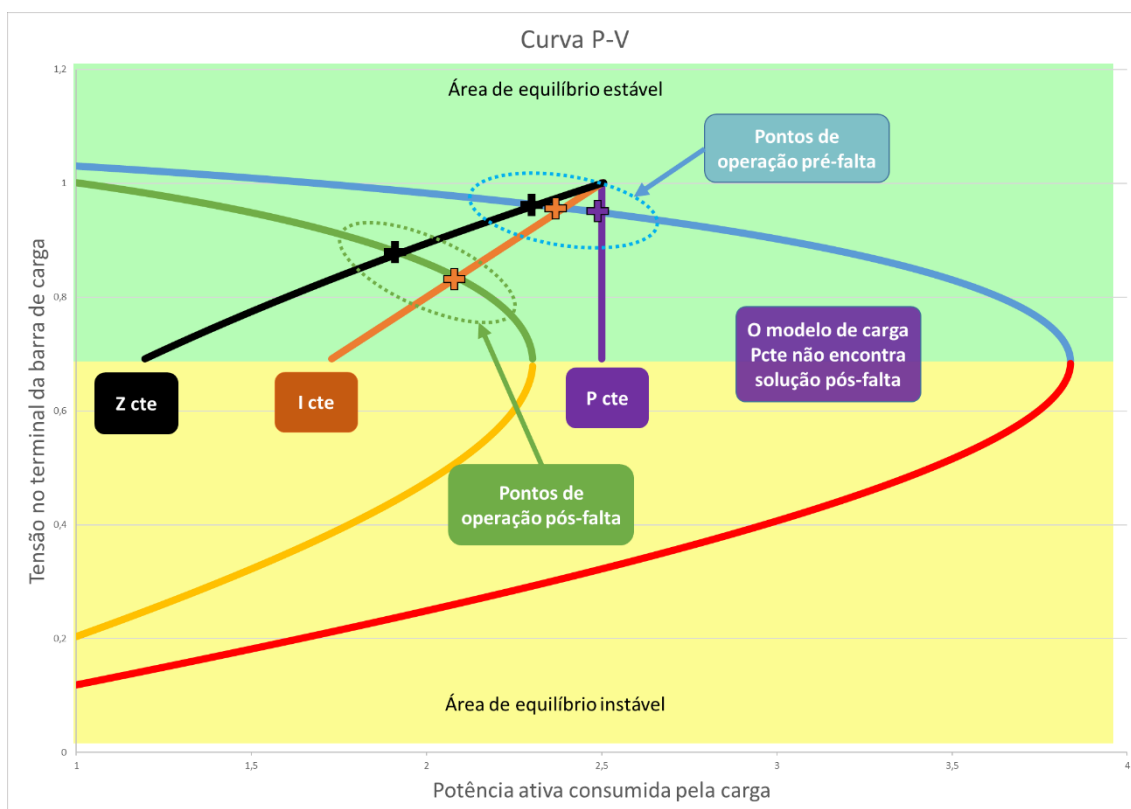


Figura 41 - Curva P-V associada com a modelagem da carga

A interseção entre a curva do modelo de carga e a parte superior da curva P-V representa um ponto de equilíbrio estável para o sistema. Dessa forma, o aumento da carga produz a redução da tensão. Já os casos onde essa interseção é encontrada na parte inferior da curva P-V representam pontos de equilíbrio instáveis, onde o aumento da carga provocaria o aumento da tensão.

Quando o sistema é perturbado, a sua curva P-V característica pode sofrer alterações, normalmente associadas com a elevação da impedância equivalente do sistema de transmissão encontrada nas situações de contingências de circuitos. Assim, o

novo ponto de equilíbrio é encontrado na interseção entre a curva do modelo de carga original e a curva P-V pós-contingência.

De forma a avaliar essa contribuição, foram estabelecidas três variações dessa modelagem para as análises de segurança deste trabalho:

- 100 % Potência constante;
- 100 % Corrente constante;
- 100 % Impedância constante.

4.6 Direções utilizadas

Para as regiões de segurança que serão apresentadas a seguir, foi adotada a quantidade de 20 direções para a exploração dos grupos de redespacho de geração e, conseqüentemente, para a definição das suas fronteiras. A Figura 42 mostra a orientação dessas direções.

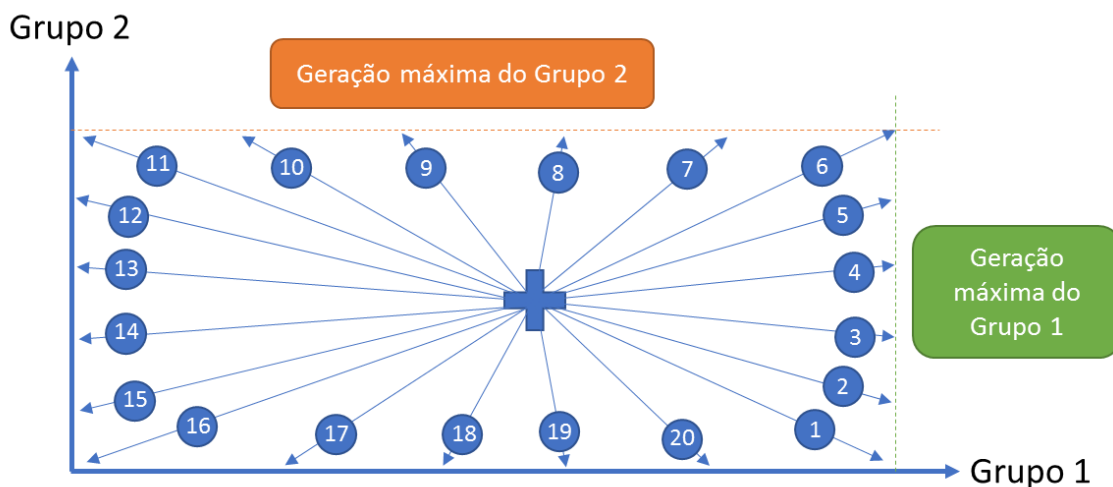


Figura 42 - Orientação das direções da região de segurança

4.7 Organização do processo comparativo

Os próximos capítulos dessa dissertação apresentarão a investigação de quatro parâmetros que provocam diferenças entre regiões de segurança estática e dinâmica:

- Variação da modelagem de carga em: 100% potência constante, 100% corrente constante e 100% impedância constante;

- Variação dos patamares de carga: mínima, leve, média, nominal e pesada;
- Variação da composição do modelo das usinas do parque gerador: comparação entre o resultado com um parque gerador misto (usinas hidráulicas e térmicas) e outro com um parque gerador integralmente composto por usinas térmicas;
- Variação de eventos: considerando perdas simples e duplas na malha central e perdas simples podendo haver ilhamento pós contingência na malha sul.

Para o estudo de todas essas variações foram criados sessenta casos base, sendo cada um deles submetido a uma análise de segurança estática e uma dinâmica, totalizando cento e vinte regiões de segurança.

A Figura 43 ilustra esse processo comparativo, cujos resultados serão mostrados no próximo capítulo.

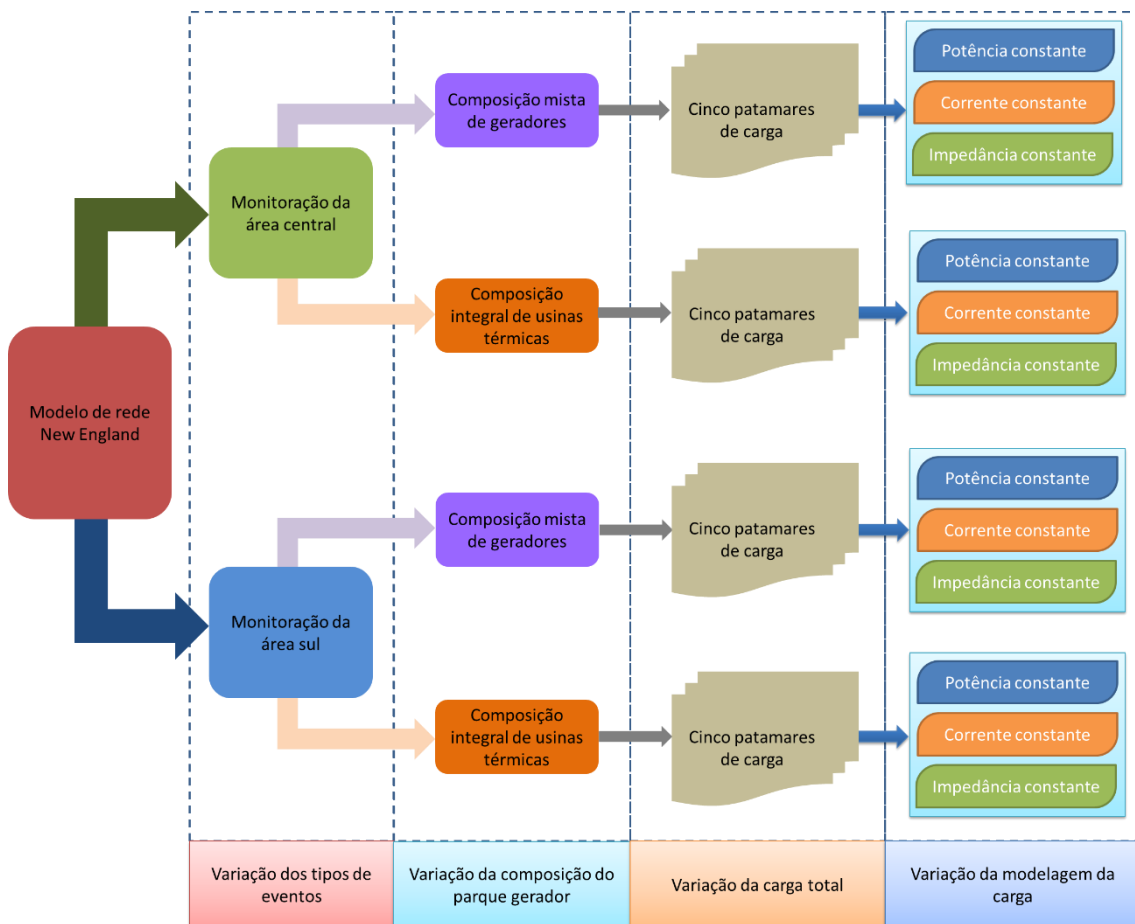


Figura 43 - Estrutura do processo de criação de cenários

5 INFLUÊNCIA DA MODELAGEM DA CARGA NAS REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA

Nesse item serão analisadas as diferenças observadas nas regiões de segurança para cada um dos modelos de carga propostos. Essa análise será feita para as duas áreas de monitoração e para as duas composições do parque gerador.

5.1 Análise da malha sul

Como citado no capítulo anterior, a análise da malha sul é responsável por inserir um evento que é capaz de gerar a condição de ilhamento, através da separação do sistema inicial em dois subsistemas quando da contingência da LT 116-370. Nos itens seguintes serão explorados os modelos de carga 100% potência constante, 100% corrente constante e 100% impedância constante.

5.1.1 Parque gerador misto – Carga Pesada

Os resultados de cada modelo de carga, mostrados a seguir, foram construídos no patamar de carga de pesada, ou seja, a carga total do sistema é igual a 125% da carga do caso base original.

5.1.1.1 100 % Potência constante

5.1.1.1.a) Região de segurança estática

Apesar do ponto de operação estar dentro da área segura, a região de segurança estática, reproduzida na Figura 44, mostra que o sistema monitorado pode estar sujeito a grandes perturbações decorrentes das perdas simples selecionadas, uma vez que o critério de segurança foi violado em alguns pontos da sua fronteira, os quais serão aprofundados a seguir.



Figura 44 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% potência constante

Todos os pontos da fronteira superior da região de segurança estática (Figura 44) apresentam violação de segurança associada à contingência da LT 116-370. As direções 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 e 12 tiveram como barras críticas ao processo de convergência do método de fluxo de potência, as barras 370 e 116, sendo a direção 10 escolhida para a análise do ponto inseguro, no qual foi efetuada a tentativa de convergência após o desligamento da LT 116-370, cujo resultado é exibido na Figura 45. O fato de uma das barras críticas ser a barra 370 mostra que a ilha sudeste, formada pelas usinas térmicas Santa Cruz e Governador Leonel Brizola e pelas barras de carga 370 e 539, conforme item 4.2, teve dificuldade para alcançar um novo ponto de operação em função do excesso de geração nessa ilha. Por outro lado, a presença da barra 116 na listagem de barras críticas informa que o restante do sistema também teve dificuldade para chegar a um novo ponto de operação em função da perda de parte da geração da ilha sudeste. Dessa maneira, a restrição de segurança para a malha sul que necessita ser respeitada está relacionada com a geração máxima do Grupo 2, que deve ter seu valor mantido inferior a 1400 MW.


```

Running power flow solution ...
-----
Ite Tot Mismatch Alpha P Mismatch Max bus1 bus2 bus3 Q_Mismatch bus1 bus2 bus3
0 0.527E+01 0.0000 0.1892E+01 370 116 136 0.8220E+00 116 370 538
1 0.268E+01 0.7363 0.1058E+01 116 370 115 0.7812E+00 370 302 116 31
2 0.443E+01 0.2115 0.1462E+01 116 370 115 0.9087E+00 370 30 16 31
3 0.394E+01 1.0000 0.4740E+00 370 116 30 0.2713E+01 370 116 101 31
4 0.948E+00 1.0000 0.5931E+00 370 116 539 0.8417E-01 370 116 30 31
5 0.133E+01 0.3897 0.4715E+00 370 116 30 0.5015E+00 370 116 538 30
6 0.120E+01 0.2999 0.5435E+00 370 116 30 0.2510E+00 370 116 538 31
7 0.128E+01 0.2299 0.5000E+00 370 116 30 0.2915E+00 370 116 538 31
8 0.120E+01 0.2366 0.5541E+00 370 116 30 0.1192E+00 370 116 136 31
9 0.126E+01 0.2600 0.5145E+00 370 116 30 0.1887E+00 370 116 136 31
10 0.120E+01 0.2065 0.5602E+00 370 116 30 0.7912E-01 116 370 136 31
11 0.125E+01 0.2766 0.5224E+00 370 116 30 0.1342E+00 370 116 136 31
12 0.119E+01 0.1907 0.5638E+00 370 116 115 0.8127E-01 116 370 136 31
13 0.124E+01 0.2860 0.5268E+00 370 116 115 0.1047E+00 370 116 136 31
14 0.123E+01 0.1822 0.5658E+00 370 116 115 0.8223E-01 116 370 136 31
15 0.124E+01 0.2913 0.5293E+00 370 116 115 0.8847E-01 370 116 136 31
16 0.126E+01 0.1775 0.5671E+00 370 116 115 0.8264E-01 116 370 136 31
17 0.123E+01 0.2942 0.5307E+00 370 116 115 0.7955E-01 370 116 136 31
18 0.127E+01 0.1749 0.5678E+00 370 116 115 0.8280E-01 116 370 136 31
19 0.123E+01 0.2959 0.5315E+00 370 116 115 0.7674E-01 116 370 136 31
20 0.128E+01 0.1735 0.5682E+00 370 116 115 0.8286E-01 116 370 136 31
21 0.123E+01 0.2968 0.5319E+00 370 116 115 0.7669E-01 116 370 136 31
Warning(Gen): # Units at bus 501 changed from 11 to 12
Power flow solution completed
No convergence
Static contingency completed

```

Figura 45 - Sumário de convergência após a contingência da LT 116-370 no ponto de operação limite da direção 10 da Figura 44

A direção 13, que também apresentou violação de segurança para a contingência da LT 116-370, teve como barras críticas ao processo de convergência as barras 300 e 538. O caminho realizado por essa direção tem sentido de redução da geração das usinas térmicas Mario Lago e Norte Fluminense, integrantes do Grupo 1, e uma pequena elevação da geração das usinas térmicas Santa Cruz e Governador Leonel Brizola, integrantes do Grupo 2, sendo que, no ponto de registro da violação, os valores da geração do Grupo 1 e do Grupo 2 eram de 208 MW e de 1247 MW, respectivamente.

O resultado acima é justificado porque, no ponto de operação inseguro da direção 13, o sistema enxergou a contingência da LT 116-370 como uma perda de geração e, para suprir a diferença entre a carga e a geração, o valor de potência que a ilha sudeste transmitia para o sistema, pela LT 116-370, foi realocado na barra swing do sistema maior (barra 501). Essa alteração brusca de cenário acarretou uma grande variação no perfil de tensão, observado principalmente na vizinhança da barra 501, e, por isso, o método de fluxo de potência não conseguiu alcançar a convergência a por isso a violação foi registrada. Como o Grupo 2 estava sendo despachado em valor inferior ao limite de segurança citado (1400 MW), não foi encontrada dificuldade na convergência do método de fluxo de potência para as barras da ilha sudeste.

Assim, além da necessidade de estabelecer um despacho máximo para o Grupo 2, citado anteriormente, também é necessário definir um valor máximo de fluxo na LT 116-370 para que o sistema seja seguro. Essa monitoração pode ser realizada utilizando o quarto nomograma, citado no item 3.3.5.

Continuando com a análise da região de segurança da Figura 44, a fronteira do lado direito do nomograma indica a limitação de geração total disponível no Grupo 1 nas direções 2, 3 e 4. Vale acrescentar que nesses pontos o sistema é seguro para todas as contingências determinadas para a malha sul.

Observando a fronteira do lado esquerdo da região de segurança estática, as direções 14, 15, 16, 17, 18 e 19 apresentaram como violação a contingência da LT 116-117 para os cenários de redução simultânea de geração das usinas do Grupo 1 e do Grupo 2, elevando o recebimento da malha sul e o intercâmbio na interligação centro-sul. Para essa contingência, nos pontos de operação limítrofes, as barras críticas para o cálculo do fluxo de potência foram as seguintes: 103, 300, 538 e 542. A análise dessa violação indicou uma limitação quanto ao recebimento de energia da malha sul pelo restante do sistema, uma vez que essa contingência representa a redução de um circuito da interligação centro-sul, de acordo com a definição do item 4.2, e a consequente elevação da impedância entre as duas áreas. Esse resultado se relaciona diretamente com a curva P-V ilustrada pela Figura 41, onde a curva P-V, para elevados intercâmbios entre as malhas central e sul, pós-contingência não é interceptada pela curva que define o comportamento da carga.

Por fim, nas direções 1 e 20, a fronteira inferior da região de segurança também está relacionada com a violação do critério de segurança para a contingência da LT 116-370. Nessas direções o processo de convergência teve como barra crítica, a barra 539. Esse resultado mostra que além de um limite superior de geração das usinas do Grupo 2, deve ser estabelecida uma restrição de segurança de tal maneira que o despacho total, somando as usinas térmicas Santa Cruz e Governador Leonel Brizola, seja superior a 110 MW, evitando problemas de convergência na rede da ilha sudeste.

5.1.1.1.b) Região de segurança dinâmica

A Figura 46 exibe a região de segurança dinâmica elaborada para a monitoração da malha sul, sob os mesmos moldes da região estática mostrada na Figura 44, onde foi adicionada a modelagem dinâmica dos geradores e acrescentadas as informações necessárias na lista de eventos, conforme definido no item 4.3.

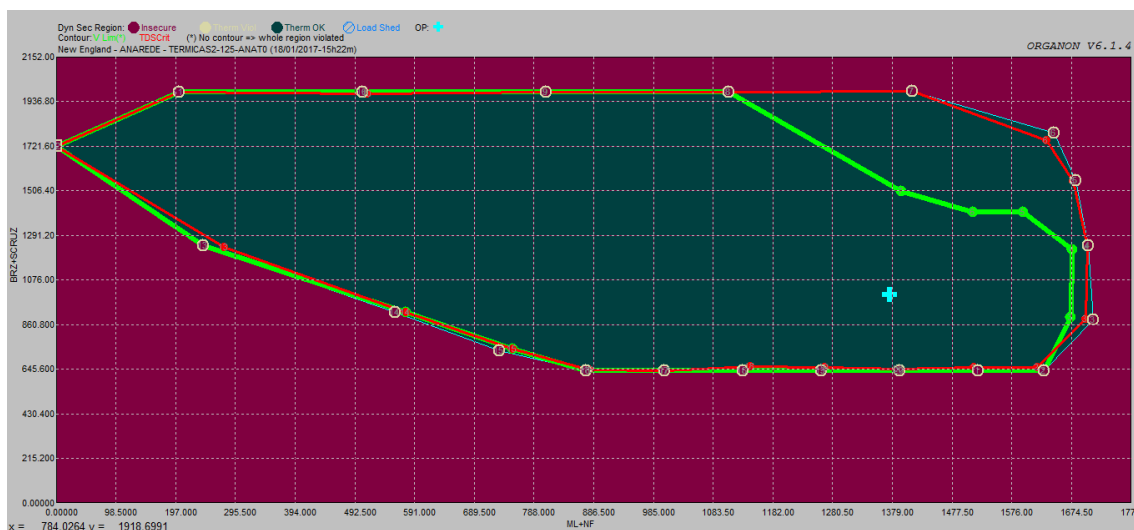


Figura 46 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% potência constante

Similar ao resultado da região estática, na região de segurança dinâmica, a contingência presente na maior parte dos pontos da fronteira que apresentaram violação de segurança foi o desligamento da LT 116-370. Como visto no item 4.3, esse desligamento é responsável pela separação do sistema em duas ilhas, sendo a ilha sudeste formada pelas usinas térmicas Santa Cruz e Governador Leonel Brizola e pelas barras de carga 370 e 539. O registro da violação da segurança nessa contingência foi apresentado nas seguintes direções: 1, 2, 7, 8, 9, 10, 11, 16, 17, 18, 19 e 20. Nessas direções o sistema não alcançou a estabilidade de frequência, apresentada no item 2.4.3, após a contingência do circuito citado, conforme será mostrado a seguir.

As direções 1, 2, 16, 17, 18, 19 e 20 representam a fronteira inferior da região de segurança dinâmica e indicam que o sistema deve ser restringido de forma que as usinas térmicas Santa Cruz e Governador Leonel Brizola tenham o seu despacho conjunto de no mínimo 645 MW para o patamar de carga pesada. Essa medida evita que haja instabilidade de frequência na ilha sudeste, após o desligamento da LT 116-370, conforme resultados dessa contingência aplicada no ponto inseguro da direção 20 mostrados pela Figura 47 e pela Figura 48. Ainda nesse contexto, vale ressaltar que esse valor é muito superior ao limite encontrado na região de segurança estática, de 110 MW.

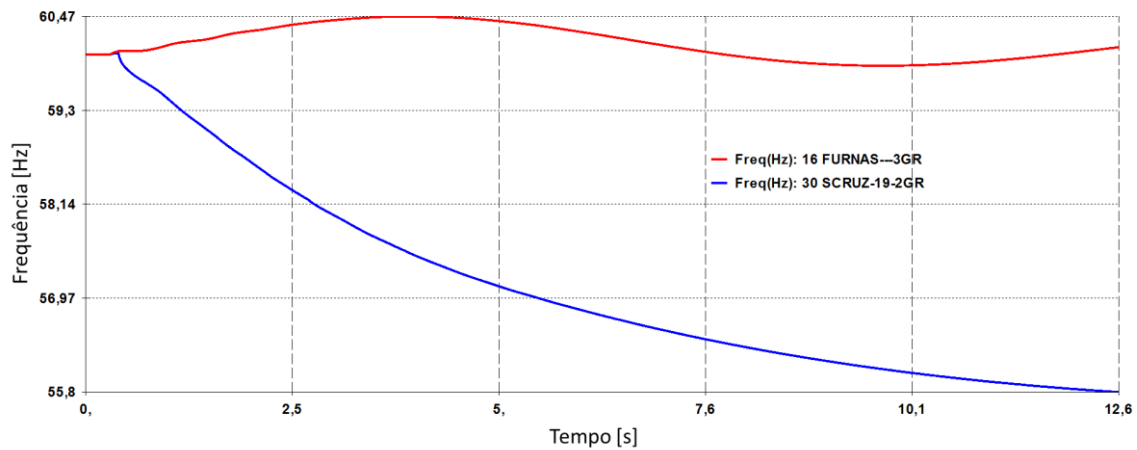


Figura 47 - Frequências na ilha sudeste e no restante do sistema para a contingência da LT 116-370 na direção 20

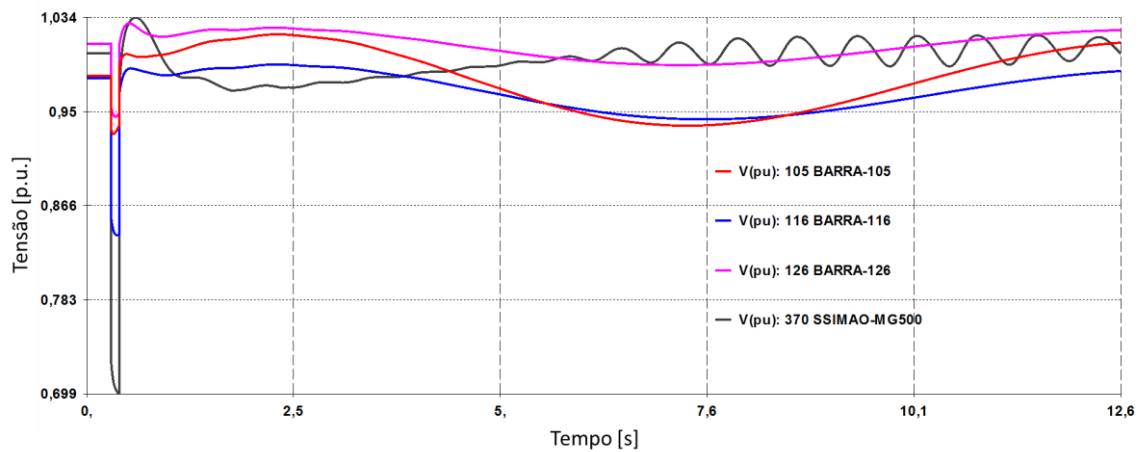


Figura 48 - Tensões na ilha sudeste e no restante do sistema para a contingência da LT 116-370 na direção 20

Já as direções 7, 8, 9, 10 e 11, que também apresentaram violação do limite de segurança para a contingência da LT 116-370, representam a fronteira superior da região de segurança dinâmica e indicam que o sistema deve ser restringido de forma que as usinas térmicas Santa Cruz e Governador Leonel Brizola tenham o seu despacho conjunto de no máximo 1980 MW para o patamar de carga pesada. Essa medida evita que haja instabilidade de frequência na ilha sudeste, após o desligamento da LT 116-370, de acordo com o resultado das simulações dessa contingência exibidos na Figura 49 e na Figura 50.

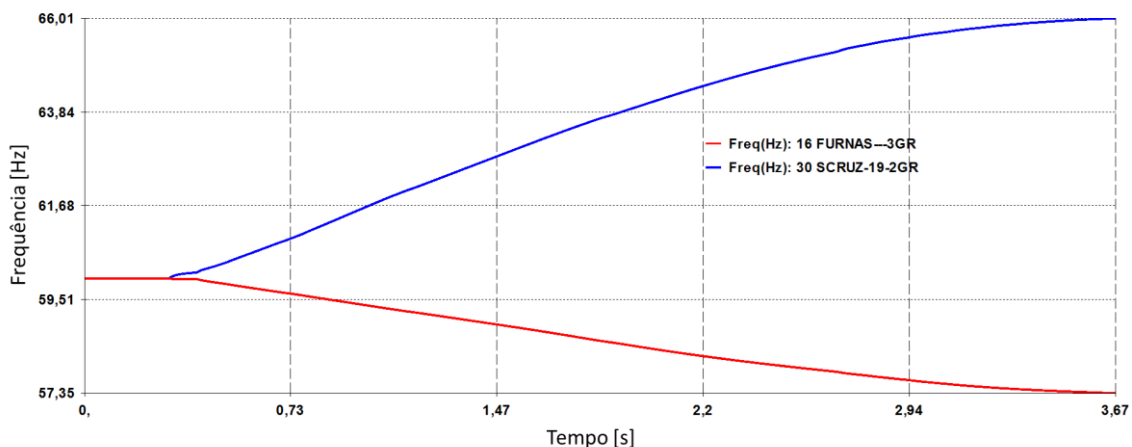


Figura 49 - Frequências na ilha sudeste e no restante do sistema para a contingência da LT 116-370 na direção 8

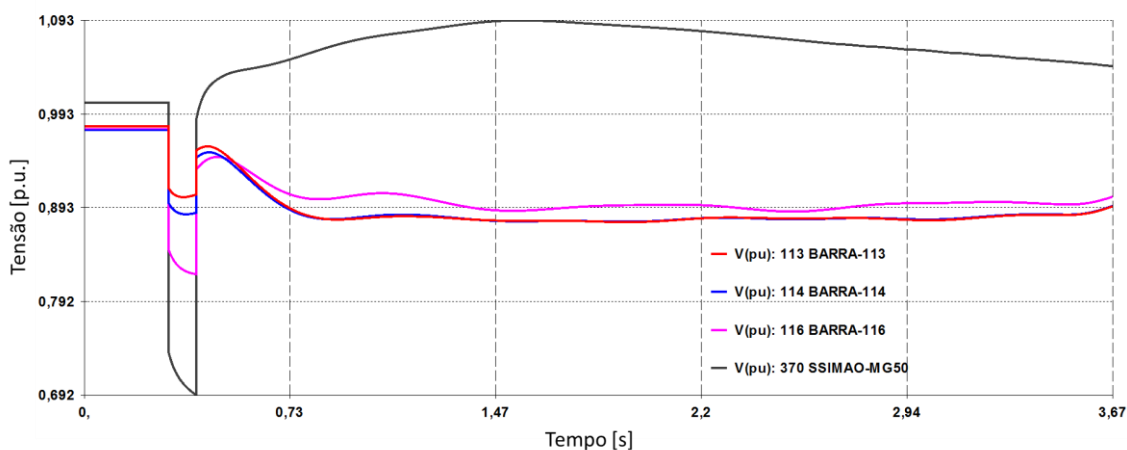


Figura 50 - Tensões na ilha sudeste e no restante do sistema para a contingência da LT 116-370 na direção 8

A fronteira de segurança localizada mais à direita do nomograma registrou violação da segurança para a contingência da LT 121-536 nas direções 3, 4, 5 e 6. Esse resultado mostra que o sistema tem comportamento instável para a perda desse circuito quando de elevados despachos nas usinas térmicas Mario Lago e Norte Fluminense. Os resultados obtidos na simulação no domínio do tempo para a contingência da LT 121-536 no ponto de operação inseguro registrado na direção 4 são exibidos na Figura 51 e na Figura 52.

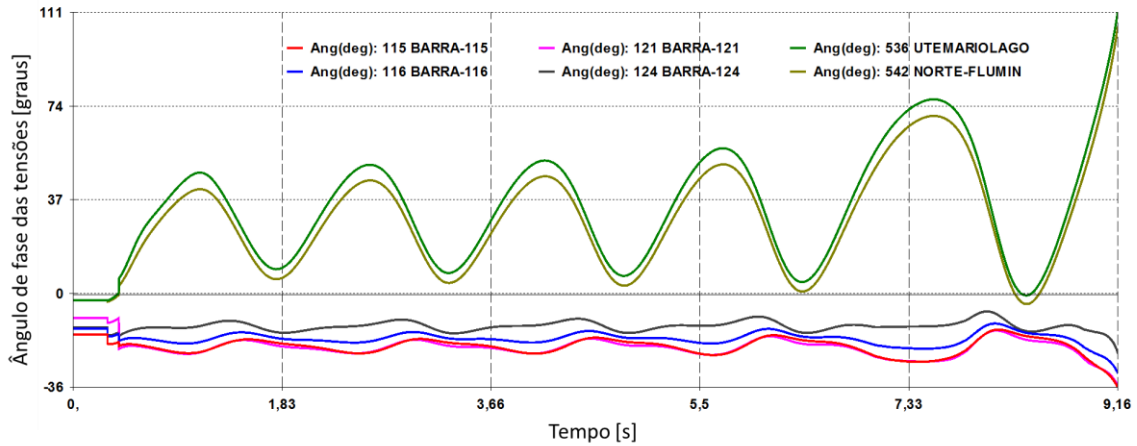


Figura 51 - Ângulos de fase das tensões no sistema para a contingência da LT 121-536 na direção 4

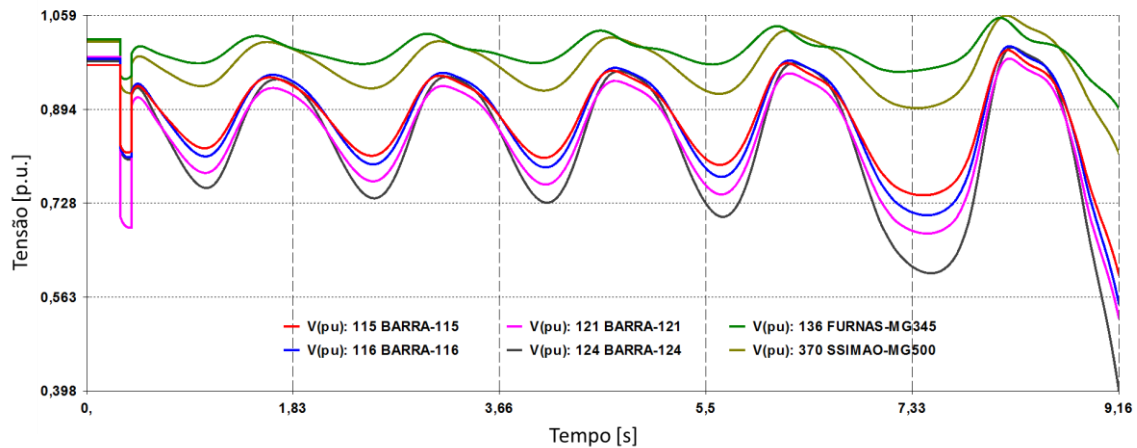


Figura 52 - Módulo das tensões no sistema para a contingência da LT 121-536 na direção 4

Essa situação se deve a alteração da malha de transmissão associada ao escoamento da geração dessas usinas, de maneira que houve a redução de dois caminhos elétricos para apenas um, que seria através da LT 542-124. Nessa situação, após o desligamento da LT 121-536 o sistema não alcançou a estabilidade angular, apresentada no item 2.4.1, para as unidades geradoras das usinas térmicas Mario Lago e Norte Fluminense. Esse resultado, comprovado pela Figura 51, mostra que apenas as restrições de segurança associadas ao despacho das usinas do Grupo 2, citadas anteriormente, não são suficientes para a garantia da segurança da malha sul.

Prosseguindo com a análise, a fronteira da linha diagonal localizada no lado esquerdo da região de segurança, destacada pelas direções 13, 14 e 15, registrou a violação da segurança para a contingência da LT 116-117. Essas direções estão definidas no sentido de redução da geração das usinas térmicas Mario Lago e Norte Fluminense, com pequenas variações da geração do Grupo 2, formado pelas usinas térmicas Santa

Cruz e Governador Leonel Brizola. Como os valores apresentados nos pontos de registro de violação de segurança nas direções 13, 14 e 15 estão contidos na faixa segura para a perda da LT 116-370 (geração do Grupo 2 entre 635 MW e 1980 MW), esse resultado mostra que apenas a limitação no despacho das usinas da Grupo 2 não é suficiente para a garantia da segurança da malha sul. Os resultados obtidos na simulação no domínio do tempo para a contingência da LT 116-117 no ponto de operação inseguro registrado na direção 14 são expostos na Figura 53 evidenciando a instabilidade angular entre a malha sul e a malha central.

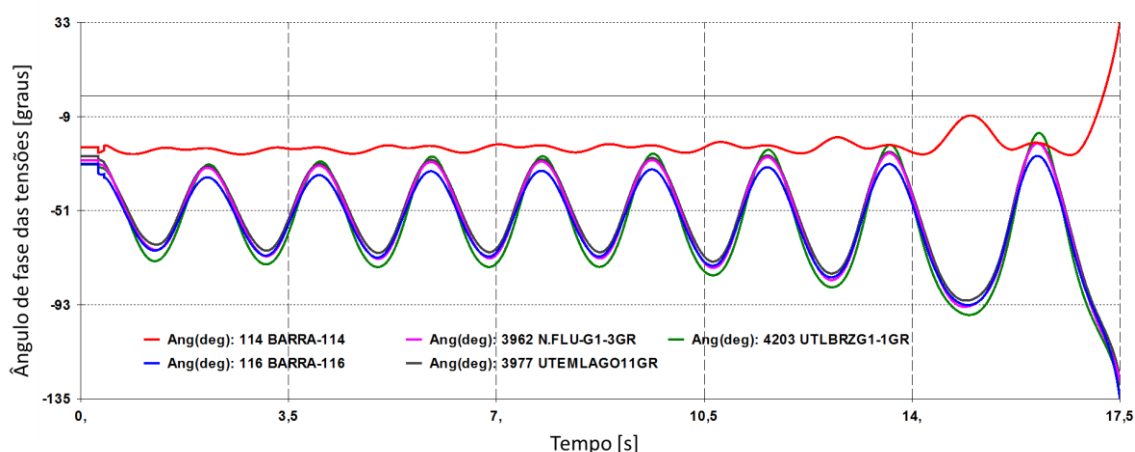


Figura 53 - Ângulos de fase das tensões no sistema para a contingência da LT 116-117 na direção 14

Adicionalmente, como a direção 12 mostrou que o sistema é seguro para todas as contingências simuladas, é possível concluir que o despacho reduzido nas usinas térmicas Mario Lago e Norte Fluminense, por si só, não determina a razão da instabilidade apresentada na fronteira das direções 13, 14 e 15.

Sendo assim, para que o sistema seja seguro para a contingência da LT 116-117, é necessário adotar uma restrição na qual o somatório do despacho das usinas do Grupo 1 e do Grupo 2 seja superior a 1500 MW, no patamar de carga pesada, de maneira que o recebimento de energia pela malha sul, feito pelas LT 117-116 e 115-116, não seja afetado com a alteração da topologia, uma vez que houve a redução de dois caminhos elétricos para apenas um, que seria através da LT 115-116.

Por fim, tomando como base os resultados desse item, a monitoração da segurança dinâmica da malha sul para a contingência da LT 116-117 pode ser melhor representada utilizando o quarto nomograma, citado no item 3.3.5, utilizando a medida do intercâmbio entre as duas malhas como item de controle, semelhante ao indicado para a região de segurança estática.

5.1.1.2 100 % Corrente constante

5.1.1.2.a) Região de segurança estática

O nomograma construído para o modelo de carga 100% corrente constante, exibido na Figura 54, foi capaz de expandir a fronteira de segurança quando comparado ao nomograma obtido para o modelo de carga 100% potência constante, conforme detalhes que serão abordados a seguir.

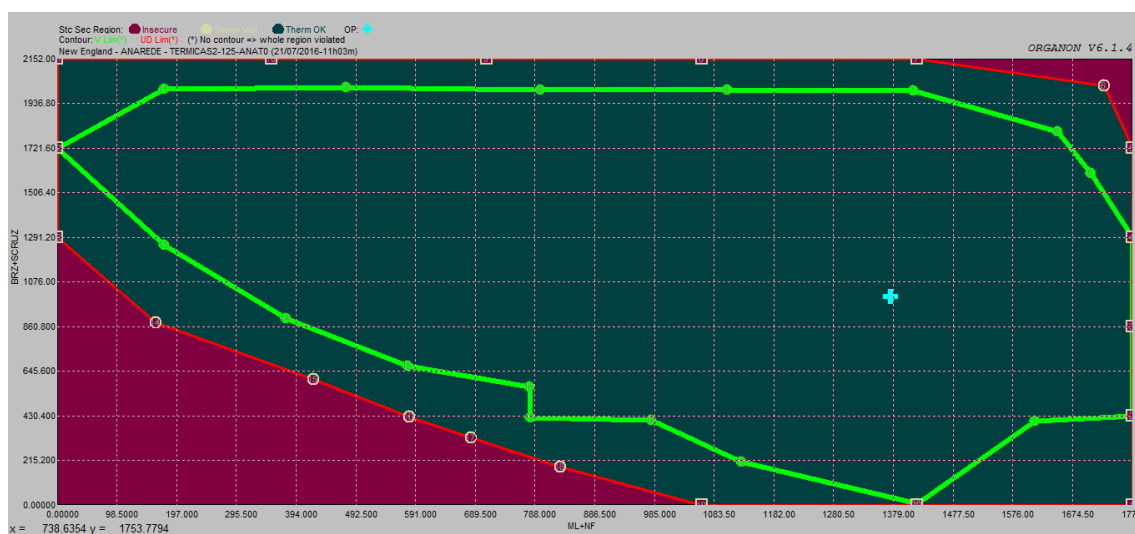


Figura 54 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% corrente constante

A modelagem de carga alterada para 100% corrente constante permitiu a exploração do máximo despacho das usinas do Grupo 2, uma vez que as direções 7, 8, 9, 10 e 11 não apresentaram mais nenhuma violação associada às contingências simuladas, apontando apenas a própria limitação de geração nominal das suas usinas. Além disso, os resultados apresentados nas direções 1, 19 e 20 mostraram que essa modelagem também possibilitou explorar o despacho nulo nas usinas do Grupo 2. Recordando o resultado para o modelo de carga 100% potência constante, era necessário limitar a geração total das usinas do Grupo 2 no intervalo entre 110 MW e 1400 MW, enquanto na modelagem deste item foi possível obter pontos de operação seguros para o intervalo entre 0 MW e 2152 MW.

A exploração do despacho máximo e mínimo do Grupo 1 também foi alcançado utilizando a modelagem de carga de 100% corrente constante. Os resultados das direções 12 e 13 sinalizam que o sistema é seguro para o despacho nulo do Grupo 1 enquanto as

direções 1, 2, 3, 4 e 5 sinalizam que o sistema também é seguro para o despacho máximo do Grupo 1.

As direções 14, 15, 16, 17 e 18 apresentaram violação de segurança para a contingência da LT 116-117 nos pontos de operação caracterizados pelos despachos reduzidos do Grupo 1 e do Grupo 2. Esse resultado coincide com as direções e limitações de recebimento pela malha sul encontrados na modelagem de carga 100% potência constante, uma vez que essa contingência representa a redução de um circuito da interligação centro-sul. Todavia, a distância entre o ponto de operação inicial e as direções citadas foi maior para o nomograma associado ao modelo de carga 100% corrente constante, significando que o limite de transferência de potência dessa interligação pode ser superior nesta modelagem de carga.

Por fim, a direção 6 apresentou violação de segurança para a contingência da LT 121-536. Esse resultado mostra uma limitação no escoamento máximo de geração das usinas do Grupo 1 e do Grupo 2, associada principalmente à malha que interliga as usinas térmicas Mario Lago e Norte Fluminense com o restante da malha sul, uma vez que essa contingência implica na diminuição do número de circuitos que conectam essas usinas com as demais barras da malha sul. De uma forma mais ampla, a violação apresentada na direção 6 para o modelo de carga 100% corrente constante indica que a contingência crítica para a máxima exportação da região sul, neste patamar de carga, é a perda da LT 121-536 e não a perda de circuitos na interligação centro-sul. Essa contingência não apresentou violação para a modelagem de carga 100% potência constante porque durante a exploração da direção 6 foi encontrado um ponto de violação de segurança para a contingência da LT 116-117 mais próximo do ponto de operação inicial, não permitindo a obtenção de um cenário de máxima exportação da malha sul como este.

5.1.1.2.b) Região de segurança dinâmica

A Figura 55 apresenta o resultado para a região de segurança dinâmica para a modelagem de carga 100% corrente constante. Uma inspeção inicial revela que a limitação mínima de geração nas usinas do Grupo 2 não sofreu alteração, quando comparada com a região de segurança construída com o modelo de carga 100% potência constante, entretanto, a limitação máxima de geração desse grupo foi ampliada para valores superiores ao limite encontrado anteriormente. Para as usinas do Grupo 1 é

possível perceber que ambas as fronteiras foram estendidas. A seguir serão detalhados os resultados encontrados nas direções percorridas.

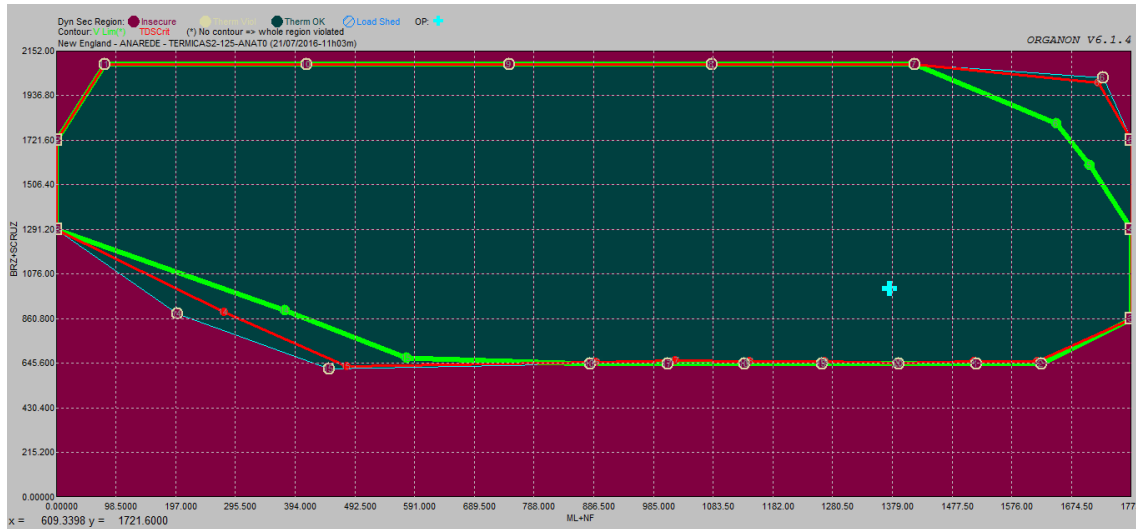


Figura 55 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% corrente constante

Considerando a alteração da modelagem da carga, passando para 100% corrente constante, o maior ganho observado para a área segura foi o deslocamento da fronteira superior, permitindo uma maior exploração do despacho das usinas térmicas Santa Cruz e Governador Leonel Brizola. Semelhante ao resultado encontrado na modelagem de carga 100% potência constante, nas direções 7, 8, 9, 10 e 11 houve o registro de violação de segurança para a contingência da LT 116-370, responsável pela separação da ilha sudeste da malha sul. Esse resultado é justificado porque a contingência da LT 116-370, nos cenários de elevada geração nas usinas do Grupo 2, é vista pela ilha sudeste como uma perda de carga, que, por consequência, eleva a frequência dessa ilha mas ao mesmo tempo também eleva o perfil de tensão das suas barras internas nos primeiros segundos da simulação, aumentando também a carga da ilha sudeste, contribuindo para um novo equilíbrio entre a carga e a geração. Esse resultado é representado na Figura 56, onde é vista a elevação nas barras de carga da ilha sudeste após a o desligamento da LT 116-370 para um ponto de operação seguro encontrado na direção 8, porém bastante próximo do ponto de operação inseguro. Já a Figura 57 apresenta a recuperação da frequência da malha sul e do restante do sistema, comprovando a justificativa para a expansão da fronteira superior da região de segurança.

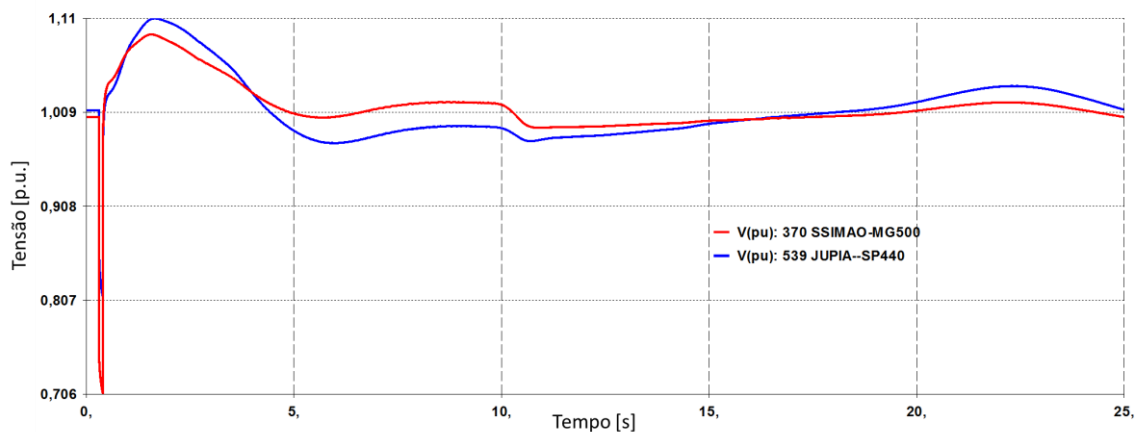


Figura 56 - Elevação da tensão nas barras da ilha sudeste na contingência da LT 116-370 na direção 8

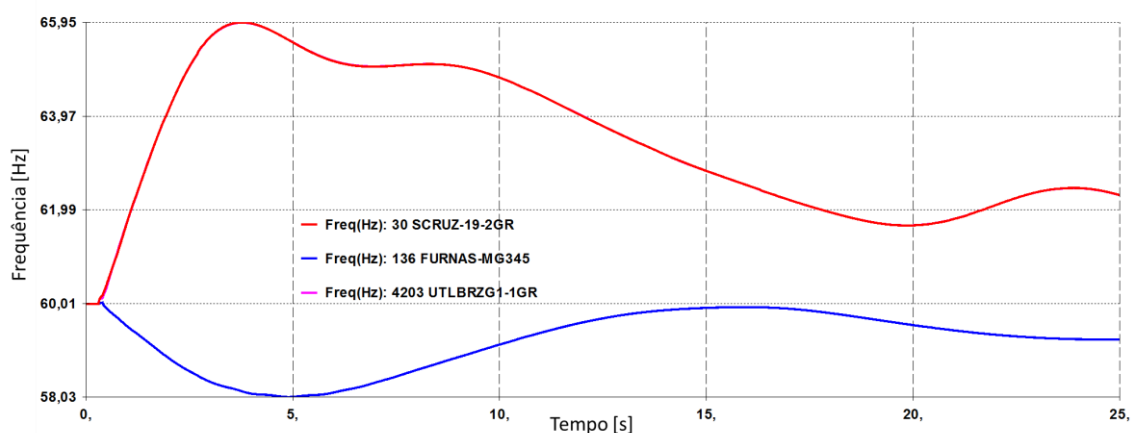


Figura 57 - Recuperação da frequência nas barras da ilha sudeste na contingência da LT 116-370 na direção 8

Análogo ao resultado obtido para a modelagem de carga 100% potência constante, as direções 1, 2, 16, 17, 18, 19 e 20 também estão associadas a violação do limite de segurança do sistema para a contingência da LT 116-370. Porém, nos cenários alcançados por essas direções, para que o sistema seja seguro para todas essa contingência, é necessário restringir a geração mínima total do Grupo 2 em um valor de 640 MW, evitando que a ilha sudeste seja instável sob a ótica da estabilidade da frequência. Esse resultado é próximo ao limite de segurança encontrado no nomograma associado ao modelo de carga 100% potência constante, que era de 635 MW. A justificativa para esse comportamento semelhante entre as duas modelagens de carga é encontrada na análise das tensões da ilha sudeste após o evento de perda da LT 116-370, exibidas na Figura 58, de tal forma que a pequena variação nessas tensões aproxima bastante os dois resultados obtidos.

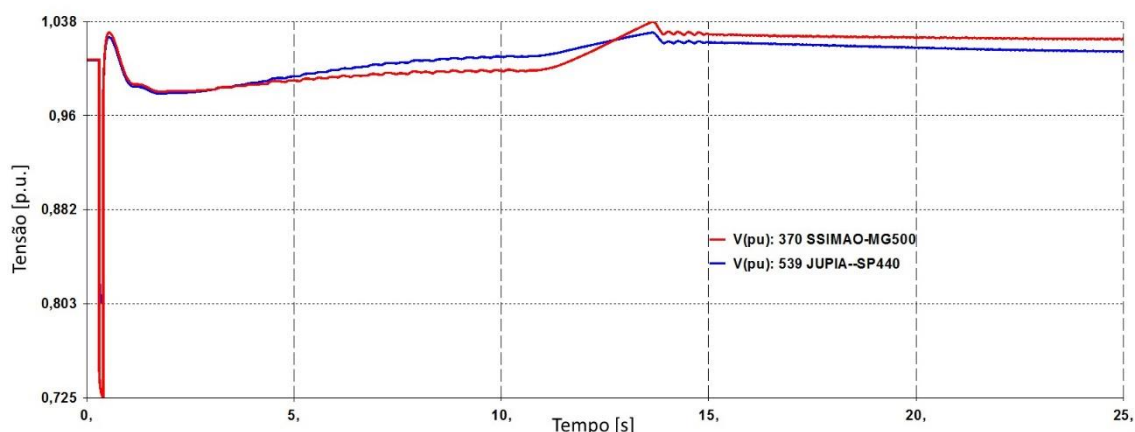


Figura 58 - Variação da tensão nas barras da ilha sudeste na contingência da LT 116-370 na direção 2

Prosseguindo, foi possível alcançar pontos de operação com despacho nulo das usinas térmicas Mario Lago e Norte Fluminense nas direções 12 e 13 na análise da região de segurança para o modelo de carga 100% corrente constante. Também foi possível explorar o despacho máximo dessas usinas através das direções 3, 4 e 5.

As direções 14 e 15 apresentaram violação de segurança para a contingência da LT 116-117 de forma semelhante ao encontrado na modelagem de carga para 100% potência constante, entretanto, a distância entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação limítrofe considerado seguro, alcançada pelo modelo de carga em 100% corrente constante, foi maior em cerca de 300 MW. Com esse resultado é possível concluir que o recebimento de energia da malha sul, para a modelagem de carga 100% corrente constante, pôde ser explorado em valores mais elevados ainda de forma segura. A justificativa para esse resultado é encontrada no modelo de carga utilizado, onde variação das tensões contribuiu para a restauração do sincronismo entre as unidades geradoras na medida em que a elevação das tensões resulta no aumento das cargas e consequente desaceleração das unidades geradoras, assim como, no sentido oposto, a redução das tensões leva a redução das cargas e a aceleração das unidades geradoras. Essa contribuição é observada na Figura 59, através da diferença entre o comportamento da velocidade angular, sendo a curva azul indicada para o modelo 100% potência constante e a curva vermelha para o modelo 100% corrente constante, com maior amortecimento que a primeira.

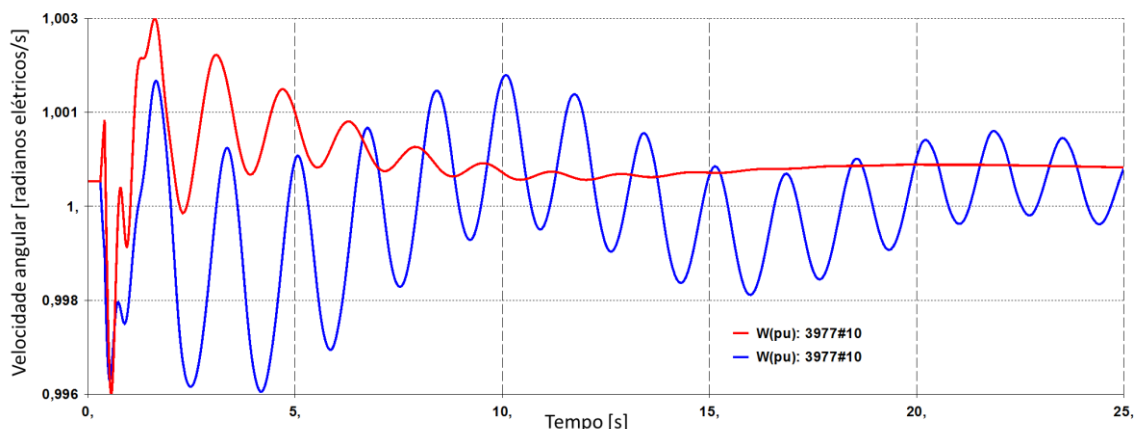


Figura 59 - Velocidade angular para a contingência da LT 116-117 na direção 15 em um ponto de operação seguro

Por fim, a direção 6 apresentou uma violação de segurança para a contingência da LT 116-117 a uma distância de 1080 MW do ponto de operação inicial. Para a modelagem de carga em 100% potência constante, essa mesma direção apresentou violação para a contingência da LT 121-536 a uma distância de 830 MW do ponto de operação inicial. Dessa forma, a modelagem de carga em 100% corrente constante permitiu o avanço na exploração dessa direção, de forma que a contingência da LT 121-536 deixou de ser limitante para a segurança do sistema. Esse novo resultado indica que, para a modelagem de carga 100% corrente constante, a máxima exportação da malha sul, que pode ser parametrizada pela exploração máxima da geração do Grupo 1 e do Grupo 2, é limitada pela capacidade de transmissão da interligação centro-sul, uma vez que a perda da LT 116-117 acarreta perda da estabilidade angular entre as usinas da malha sul e o restante do sistema, conforme resultado da simulação no domínio do tempo para essa contingência no ponto de operação inseguro registrado na direção 6, exibido na Figura 60.

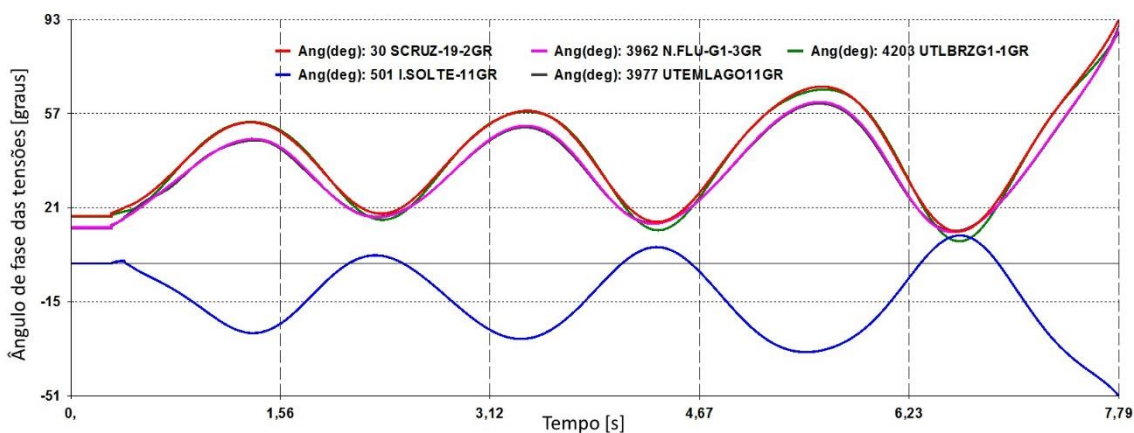


Figura 60 - Ângulos de fase das tensões no sistema para a contingência da LT 116-117 na direção 6

A diferença destacada entre as duas contingências críticas da direção 6 é justificada pelas modelagens de carga utilizadas onde, na modelagem de carga 100% corrente constante, conforme é elevada a geração das usinas do Grupo 1 e do Grupo 2 ao longo dessa direção, ocorre a redução do perfil de tensão das barras da malha sul que, por consequência, leva a redução das cargas dessa malha. Nessas circunstâncias, para uma mesma combinação de valores de geração nas usinas do Grupo 1 e do Grupo 2, o valor alcançado para a exportação sul será maior na modelagem de carga 100% corrente constante, justificado pela redução das cargas internas da própria malha sul. Por essa razão, a contingência na malha de interligação se torna mais severa na modelagem de carga 100% corrente constante. Nada obstante, de acordo com a Figura 61, o resultado da contingência da LT 121-536 no mesmo ponto de operação inseguro da direção 6 também apresenta uma resposta próxima a encontrada na Figura 60, porém não chega ao ponto de perder a estabilidade angular.

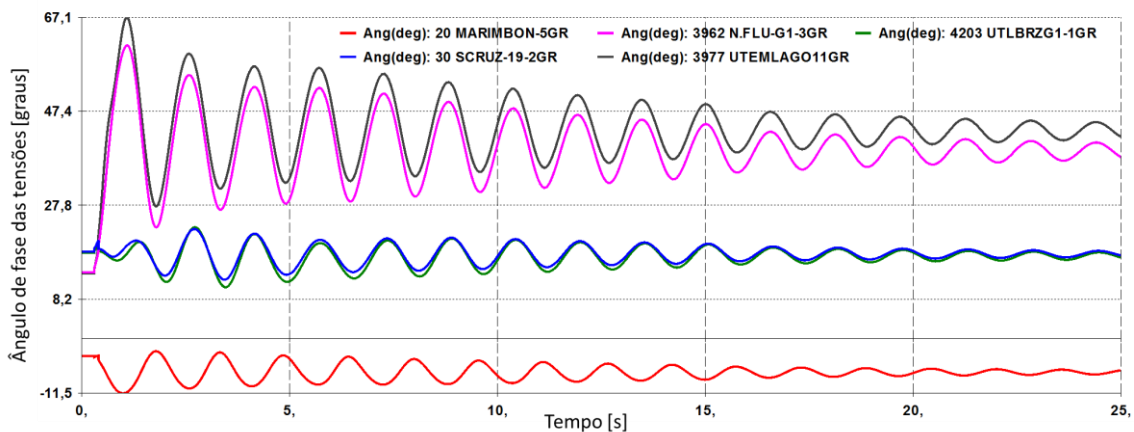


Figura 61 - Ângulos de fase das tensões no sistema para a contingência da LT 121-536 na direção 6

5.1.1.3 100 % Impedância constante

5.1.1.3.a) Região de segurança estática

A Figura 62 apresenta a região de segurança estática construída para o modelo de carga 100% impedância constante que, em comparação com as regiões estáticas encontradas tanto para o modelo de carga 100% potência constante quanto para o modelo 100% corrente constante, alcançou a maior área segura dentre todos eles. Dessa forma, as áreas seguras encontradas para os nomogramas de monitoração da segurança estática da malha sul com parque gerador misto foram crescentes no sentido das modelagens de

carga: 100% potência constante, 100% corrente constante e 100% impedância constante para todas as direções.



Figura 62 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante

Com a alteração da modelagem da carga para 100% impedância constante, além das direções que já se tornaram seguras quando o modelo de carga foi alterado para 100% corrente constante, a direção 14 também passou a apresentar apenas a limitação de geração nula nas usinas do Grupo 1.

As direções 15, 16, 17 e 18 também apresentaram a mesma violação de segurança para a contingência da LT 116-117, entretanto houve um aumento na distância entre o ponto de operação inicial e o ponto inseguro de 120 MW quando comparado com o modelo de carga de 100% impedância constante, e de 320 MW quando comparado com o modelo de carga 100% potência constante. Esses resultados mostram que é possível elevar ainda mais o limite de recebimento da malha sul para a modelagem desse item, quando comparado com os demais modelos de carga apresentados anteriormente. Esse resultado é justificado pela relação entre as curvas de cada modelagem de carga e as curvas P-V para a malha de transmissão antes e depois da contingência, exemplificada através da Figura 41, de forma que foi possível avançar na curva pré-contingência, no sentido do eixo horizontal, sem que a curva de carga deixasse de interceptar a curva P-V pós-contingência.

A direção 6 passou a apresentar violação de segurança para a perda da LT 116-117. Na modelagem de carga 100% corrente constante, essa mesma direção apresentou violação de segurança para a contingência da LT 121-536. Essa diferença é justificada

pela redução do perfil de tensão da malha sul, verificada quando de elevados despachos das usinas do Grupo 1 e do Grupo 2, simultaneamente, de forma que, dependendo dessa redução de tensão, os cenários de máxima exportação da malha sul podem se tornar mais críticos para a contingência da LT 116-117 do que para a contingência da LT 121-536, uma vez que essa redução de tensão leva à redução da carga interna dessa malha e, por consequência, acarreta a elevação do fluxo de potência na interligação centro-sul.

5.1.1.3.b) Região de segurança dinâmica

O nomograma da análise de segurança dinâmica, exibido na Figura 63, associado ao modelo de carga 100% impedância constante, traz um resultado de viabilização da máxima geração das usinas do Grupo 2 de maneira que o sistema passa a ser seguro para todas as contingências determinadas. Esse resultado vai ao encontro da ampliação da fronteira superior registrada na modelagem de carga 100% corrente constante, de tal forma que, para a presente modelagem de carga, essa fronteira é novamente afastada do ponto de operação inicial, se deparando apenas com a capacidade nominal de geração das usinas do Grupo 2.

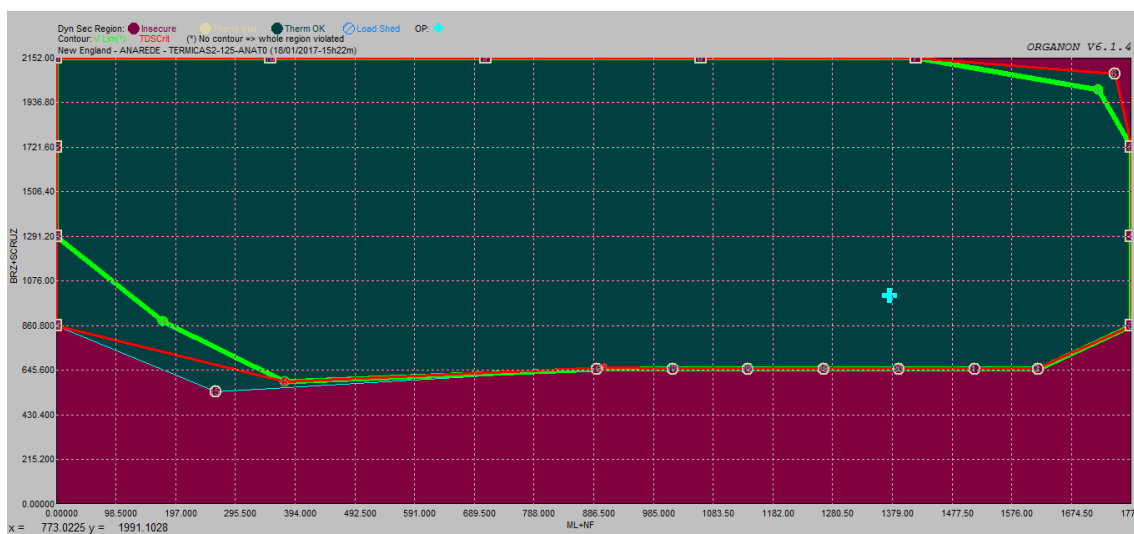


Figura 63 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante

A direção 15 apresentou violação do limite de segurança para a mesma contingência da LT 116-117, porém com um aumento da distância entre o ponto de operação inicial e o ponto inseguro de 200 MW, quando comparado ao modelo de carga 100% corrente constante. Com esse resultado é possível concluir que o recebimento de energia pela malha sul, para a modelagem de carga 100% impedância constante, pode ser elevado ainda mais, lembrando que na passagem da modelagem de carga 100% potência

constante para a modelagem de carga 100% corrente constante, já tinha sido observado um ganho de 300 MW na direção 15.

A direção 6 também apresentou violação de segurança na contingência da LT 116-117, porém com um pequeno acréscimo de 20 MW na distância entre o ponto de operação inicial e o ponto inseguro, quando comparado ao mesmo resultado da modelagem de carga 100% corrente constante. De maneira semelhante, esse resultado indica a necessidade de uma limitação da exportação da energia da malha sul para o restante do sistema.

5.1.2 Parque gerador térmico – Carga Nominal

Conforme descrito no item 4.1, o modelo de rede New England, composto apenas por usinas térmicas do SIN, foi formado com a reprodução do modelo da usina térmica Mario Lago no lugar de diversas usinas hidráulicas representadas no caso composto pelo parque gerador misto. Dessa maneira, a referência adotada para a descrição dos resultados aplicados à rede com o parque gerador integralmente térmico será focada nos grupos de redespacho de geração, uma vez que a citação do nome da usina pode dificultar o entendimento.

Adicionalmente, como o Grupo 1 e o Grupo 2 são os mesmos utilizados nas análises do parque gerador misto, os nomogramas exibidos para o parque gerador térmico foram construídos com os mesmos eixos apresentados anteriormente. Essa medida tem por objetivo facilitar a comparação entre todos os resultados apresentados nessa dissertação.

5.1.2.1 100 % Potência constante

5.1.2.1.a) Região de segurança estática

A região de segurança estática utilizada para a monitoração da malha sul, considerando a substituição de todas as usinas hidráulicas por usinas térmicas está representada na Figura 64 e terá sua fronteira detalhada a seguir.

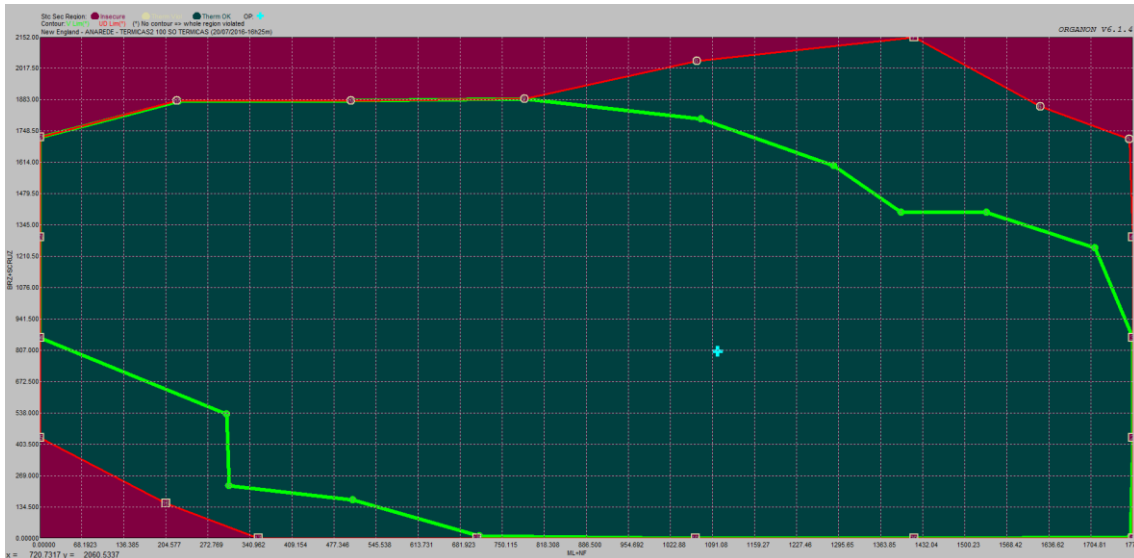


Figura 64 - RSE - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% potência constante

As direções 8, 9, 10 e 11 apresentaram violação de segurança para a contingência da LT 116-370. Os cenários encontrados nesses pontos inseguros estão associados a um elevado despacho nas usinas do Grupo 2, as quais ficaram ilhadas após o desligamento do circuito citado, juntamente com as suas cargas localizadas nas barras 370 e 539. Para essa contingência, nesses pontos de operação inseguros, as barras críticas ao processo de convergência numérica do método de fluxo de potência foram as seguintes: 116, 370 e 538, sendo que, dentre essas a barra 116 foi a que apresentou a maior dificuldade para a convergência, conforme relatório de convergência mostrado na Figura 65.

Running power flow solution ...

Ite	Tot	Mismat	Alpha	P	Mism	Max	bus1	bus2	bus3	Q	Mism	Max	bus1	bus2	bus3
0	0.995E+01	0.0000	0.3600E+01	370	116	538	0.1591E+01	116	370	538					
1	0.763E+01	0.6562	0.2215E+01	116	370	115	0.1604E+01	370	30	32					31
2	0.157E+02	0.0174	0.3374E+01	116	370	30	0.2166E+01	370	30	116					31
3	0.319E+02	1.0000	0.1652E+01	370	539	116	0.1448E+02	539	370	542					31
4	0.592E+01	1.0000	0.7497E+00	370	539	542	0.1441E+01	30	32	31					116
5	0.172E+02	0.2903	0.2890E+01	116	370	30	0.8102E+01	370	116	536					31
6	0.405E+01	1.0000	0.1534E+01	370	116	536	0.4506E+00	116	30	370					542
7	0.879E+01	0.3177	0.1911E+01	370	116	30	0.6839E+00	116	370	4203					31
8	0.233E+02	1.0000	0.1207E+01	539	116	32	0.1290E+02	539	370	542					31
9	0.487E+01	1.0000	0.6430E+00	539	370	116	0.1343E+01	30	32	31					31
10	0.123E+02	0.2438	0.2949E+01	370	116	30	0.1120E+01	30	32	116					31
11	0.409E+01	1.0000	0.9417E+00	116	370	30	0.3813E+00	370	116	30					4204
12	0.446E+01	0.0564	0.1155E+01	116	370	30	0.3578E+00	116	30	370					31
13	0.567E+01	0.5774	0.1632E+01	116	370	30	0.3179E+00	370	116	4203					31
14	0.138E+02	1.0000	0.8242E+00	539	116	30	0.9922E+01	539	116	370					31
15	0.306E+01	1.0000	0.1047E+01	539	116	370	0.3205E+00	116	539	30					31
16	0.690E+01	0.7847	0.2262E+01	116	370	30	0.5274E+00	539	116	370					31
17	0.404E+01	1.0000	0.1405E+01	116	370	539	0.2924E+00	370	30	32					31
18	0.572E+01	0.6679	0.1888E+01	116	370	30	0.7293E+00	370	116	539					31
19	0.400E+01	0.9601	0.1415E+01	116	370	30	0.2158E+00	370	30	32					31
20	0.569E+01	0.6680	0.1874E+01	116	370	30	0.8357E+00	370	116	539					31
21	0.400E+01	0.9601	0.1416E+01	116	370	30	0.2056E+00	370	30	32					31

Warning(Gen): Generator at Bus 30 bouncings at limit: 4
Warning(Gen): Generator at Bus 31 bouncings at limit: 4
Warning(Gen): Generator at Bus 32 bouncings at limit: 4
Warning(Gen): Generator at Bus 3978 bouncings at limit: 4
Warning(Newton): Bouncings exceeded limit. Solution is not reliable
Warning(Gen): # Units at bus 501 changed from 9 to 11
Power flow solution completed
No convergence
Static contingency completed

Figura 65 - Sumário de convergência após a contingência da LT 116-370 no ponto de operação inseguro limítrofe da direção 8

Além dessas direções, foram encontradas violações de segurança para a contingência da LT 116-117 nas direções 5 e 6. Essas direções estão associadas com o elevado despacho tanto nas usinas do Grupo 1 quanto do Grupo 2, representando, assim, um cenário de máxima exportação da malha sul para o restante do sistema. As barras críticas para a convergência do método de fluxo de potência para a contingência desse circuito foram: 104, 108 e 115, conforme exibido na Figura 66. Essa violação mostra que é necessário incluir uma restrição de segurança associada a máxima de exportação do sul, de forma que a rede possa se manter segura após a contingência em um dos circuitos da interligação centro-sul. Como já comentado nos itens anteriores, as contingências associadas com a maximização da exploração do intercâmbio entre as malhas sul e central impõem restrições de segurança para que haja uma interseção entre a curva da carga e a curva P-V pós-contingência, conforme descrito no item 4.5.

```
Running power flow solution ...
-----
Ite Tot_Mismatch Alpha P_Mismatch bus1 bus2 bus3 Q_Mismatch bus1 bus2 bus3
F 0 0.105E+02 0.0000 0.4466E+01 116 117 104 0.1518E+01 117 116 104
1 0.611E+01 1.0000 0.2822E+00 114 116 117 0.1116E+01 116 117 99300 31
2 0.112E+01 1.0000 0.2589E+00 115 104 108 0.7269E-01 30 115 116 99302
3 0.477E+00 1.0000 0.5774E-01 115 104 108 0.5769E-01 112 99916 31 30
4 0.302E+00 1.0000 0.3913E-01 107 115 108 0.5343E-01 99920 16 107 31
5 0.184E+01 0.1110 0.3618E+00 108 107 115 0.1886E+00 136 108 370 31
6 0.529E+00 1.0000 0.1282E+00 104 115 370 0.5707E-01 99916 32 104 31
7 0.513E+00 1.0000 0.8368E-01 108 107 115 0.7884E-01 99920 16 108 31
8 0.132E+01 0.9454 0.3140E+00 108 107 115 0.1086E+00 100 136 108 31
9 0.610E+00 1.0000 0.1770E+00 104 115 116 0.8658E-01 32 99916 104 30
10 0.949E+00 1.0000 0.1897E+00 108 107 115 0.1199E+00 99920 16 108 31
11 0.344E+00 1.0000 0.5140E-01 108 115 116 0.1241E+00 536 108 115 30
12 0.161E+01 0.2162 0.4264E+00 108 115 116 0.1901E+00 3978 20 108 31
13 0.330E+00 1.0000 0.5135E-01 115 116 3978 0.1898E-01 100 108 115 31
14 0.130E+01 0.7395 0.2929E+00 108 107 115 0.1044E+00 100 108 136 31
15 0.640E+00 1.0000 0.1923E+00 104 115 116 0.9601E-01 32 99916 104 30
16 0.118E+01 1.0000 0.2377E+00 108 107 115 0.1392E+00 99920 16 3978 31
17 0.284E+00 1.0000 0.2659E-01 115 116 104 0.7121E-01 536 100 115 30
18 0.103E+01 0.9550 0.2011E+00 107 104 115 0.7325E-01 104 107 115 31
19 0.373E+00 1.0000 0.1090E+00 104 115 116 0.5301E-01 104 114 107 31
20 0.148E+01 0.5704 0.3066E+00 108 107 115 0.1585E+00 3978 20 108 31
21 0.223E+00 1.0000 0.3279E-01 115 116 3978 0.3611E-01 100 115 116 31
Warning(Gen): Generator at Bus 16 bouncings at limit: 4
Warning(Gen): Generator at Bus 31 bouncings at limit: 4
Warning(Gen): Generator at Bus 32 bouncings at limit: 4
Warning(Gen): Generator at Bus 3978 bouncings at limit: 4
Warning(Gen): Generator at Bus 99916 bouncings at limit: 4
Warning(Gen): Generator at Bus 99920 bouncings at limit: 4
Warning(Newton): Bouncings exceeded limit. Solution is not reliable
Power flow solution completed
No convergence
Static contingency completed
```

Figura 66 - Sumário de convergência após a contingência da LT 116-117 no ponto de operação inseguro limítrofe da direção 6

Todas as demais direções simuladas apresentaram resultados seguros para as contingências simuladas, de forma que o único registro é a limitação máxima ou mínima de geração de pelo menos um dos grupos de despacho de geração.

5.1.2.1.b) Região de segurança dinâmica

Diferente do resultado encontrado na análise estática, a região de segurança dinâmica, exibida através da Figura 67, indica a necessidade de limitação tanto superior

quanto inferior na capacidade de geração das usinas do Grupo 2. Esse resultado é bastante restrito quando comparado ao resultado da análise de segurança estática para a mesma modelagem de carga.

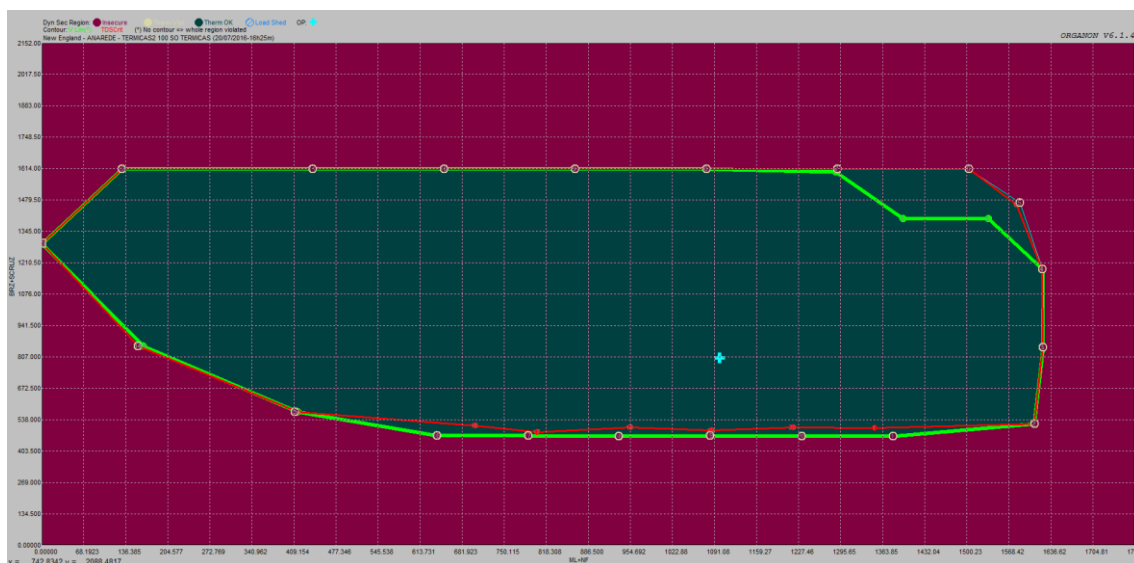


Figura 67 - RSD - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% potência constante

As direções 6, 7, 8, 9, 10, 11 e 12 apresentaram violação de segurança para a contingência da LT 116-370. Esse resultado aponta a necessidade de limitação do máximo despacho para as usinas do Grupo 2 em 1600 MW, de forma a ser possível o controle da sobrefrequência da ilha sudeste, evitando a perda da estabilidade de frequência nessa ilha, de forma bastante parecida com o resultado encontrado para a composição mista de geradores e a modelagem de carga 100% potência constante.

Já os resultados encontrados nas direções 1, 16, 17, 18, 19 e 20, que também apresentaram violação do limite de segurança para a contingência da LT 116-370, apontaram a necessidade de adoção de uma restrição de segurança para um despacho mínimo de 480 MW para as usinas do Grupo 2, evitando que a ilha formada por suas unidades geradoras não perca a estabilidade de frequência devido a subfrequência.

As direções 2, 3, 4 e 5 apresentaram violação de segurança para a contingência da LT 121-536. Os pontos inseguros dessas direções representam o cenário de geração maximizada nas usinas do Grupo 1 associado a uma elevada exportação da malha sul. Sendo assim, esse resultado indica uma necessidade de limitação do despacho das usinas do Grupo 1 em função da dificuldade de escoamento desse montante de geração, uma vez que, após a perda da LT 121-536, toda a geração do Grupo 2 terá que ser transmitida através da LT 124-542. Esse resultado é justificado pela perda estabilidade angular,

também encontrada para a mesma contingência na composição do parque gerador misto, e representada na Figura 68.

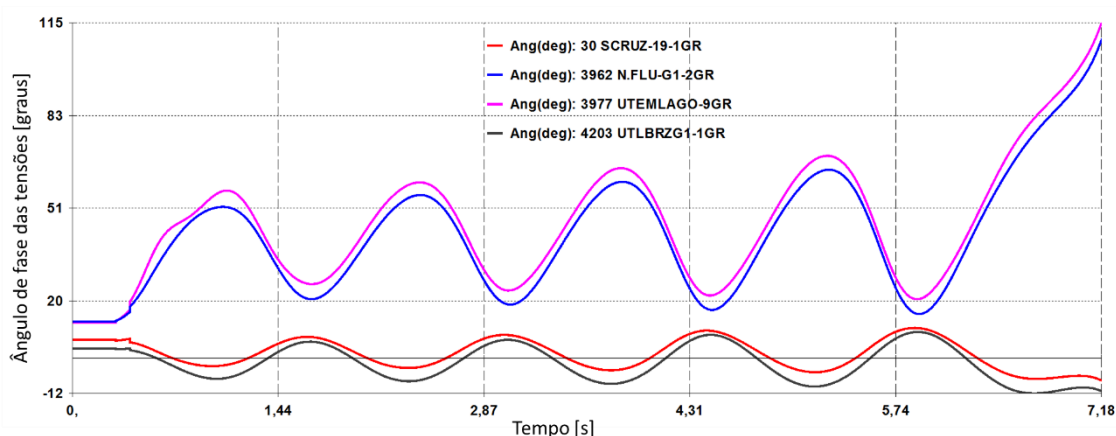


Figura 68 - Ângulos de fase das tensões no sistema para a contingência da LT 121-536 na direção 5 para o parque gerador térmico

Por fim, as direções 14 e 15 registraram violação de segurança para a contingência da LT 116-117. Conforme apresentado anteriormente, no cenário de elevado recebimento da malha sul, essa contingência pode levar o sistema a perda da estabilidade angular das usinas do Grupo 1.

5.1.2.2 100 % Corrente constante

5.1.2.2.a) Região de segurança estática

Prosseguindo com a alteração da modelagem de carga para 100% corrente constante, a Figura 69 apresenta a região de segurança estática para a monitoração da segurança da malha sul. Esse novo resultado mostra a expansão da fronteira do nomograma, em comparação ao apresentado para a modelagem de carga 100% potência constante, cujas violações serão analisadas a seguir.

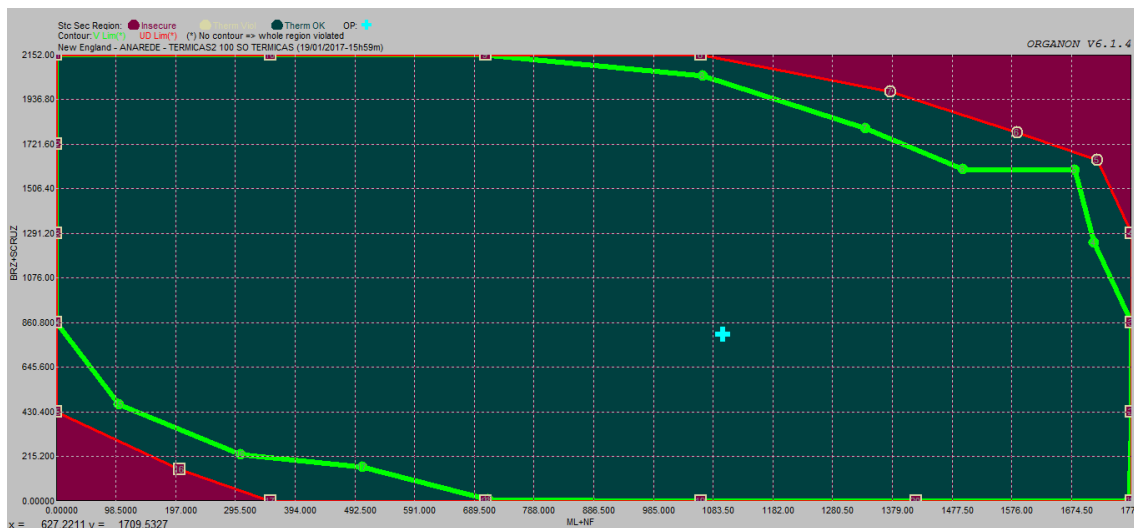


Figura 69 - RSE - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% corrente constante

Após a alteração da modelagem da carga para 100% corrente constante, a região de segurança estática da malha sul com o parque gerador térmico só registrou violações de segurança nas direções 5, 6 e 7, sendo todas elas associadas com a contingência da LT 116-117. Como visto anteriormente, essas direções levam o ponto de operação inicial para um cenário de elevado despacho tanto do Grupo 1 quanto do Grupo 2, aumentando, assim, a exportação da malha sul. Como essa contingência é aplicada em um dos circuitos da interligação centro-sul, a capacidade de transmissão é afetada, gerando a não-convergência desse evento e consequente registro de violação da segurança.

Todas as demais direções apresentaram apenas a limitação máxima ou mínima de geração de pelo menos um dos grupos de redespacho de geração.

5.1.2.2.b) Região de segurança dinâmica

De forma semelhante às análises anteriores, o resultado da região de segurança dinâmica para o parque gerador térmico com o modelo de carga 100% corrente constante, exibido na Figura 70, apresentou violações de segurança na contingência da LT 116-370 limitando o despacho máximo das usinas do Grupo 2 em 1650 MW nas direções 6, 7, 8, 9, 10, 11 e 12, e limitando o despacho mínimo das usinas do Grupo 2 em 470 MW nas direções 1, 2, 16, 17, 18, 19 e 20.

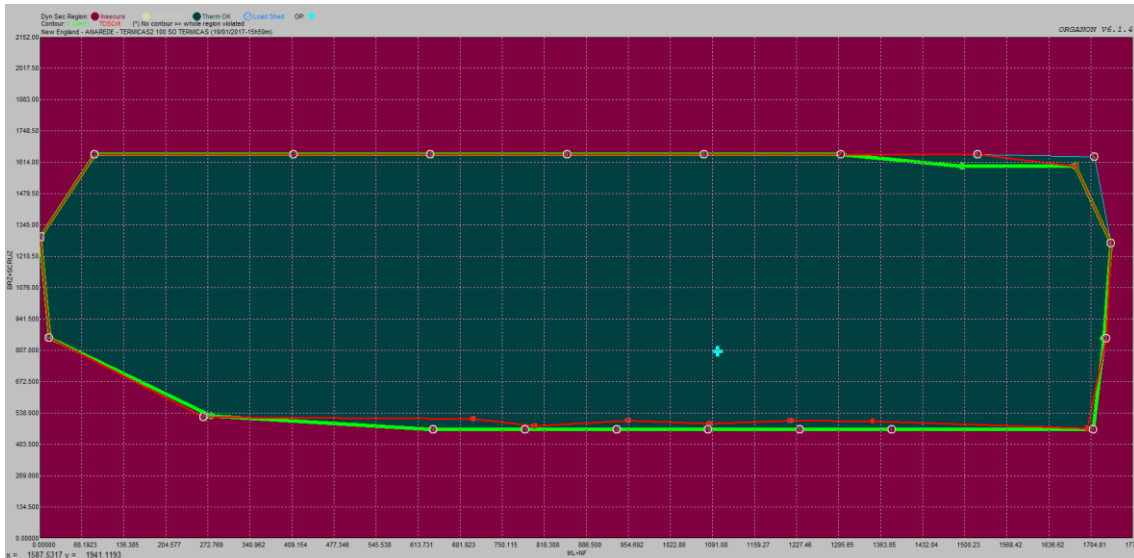


Figura 70 - RSD - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% corrente constante

Destaca-se que as restrições de segurança desse sistema eram, respectivamente, de 1600 MW e de 480 MW para a região de segurança para o modelo de carga 100% potência constante. Esse resultado próximo da modelagem 100% potência constante é justificado pela pequena variação de tensão nas barras da ilha sudeste nos primeiros segundos da simulação, mostrada na Figura 71.

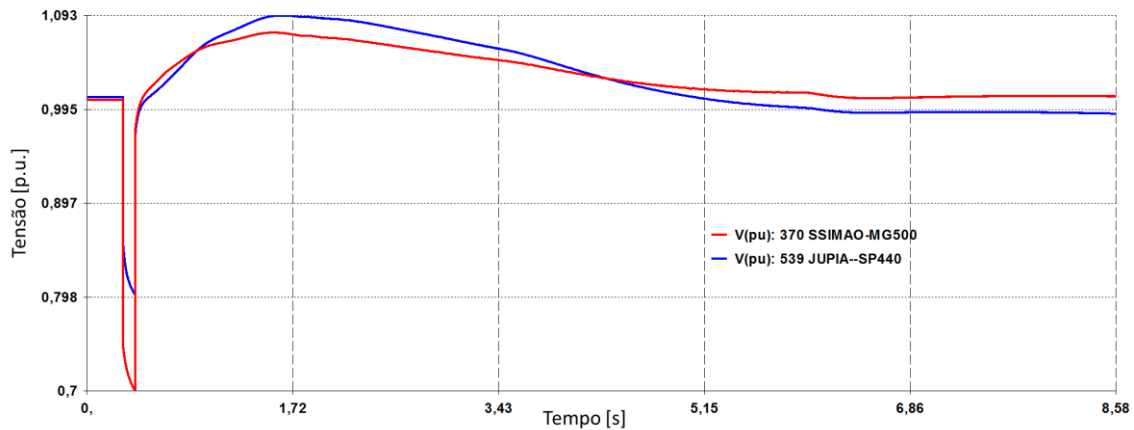


Figura 71 - Variação da tensão nas barras da ilha sudeste para a contingência da LT 116-370 aplicada no ponto de operação inseguro limítrofe da na direção 9

A fronteira de segurança associada às violações do lado direito da região de segurança, representada pelas direções 3, 4 e 5, apresentou a violação de segurança para a contingência da LT 121-536. Essa violação é justificada pela perda da estabilidade angular das usinas do Grupo 1 decorrente da contingência citada, também já registrada para a modelagem de carga 100% potência constante, porém com um aumento da distância entre o ponto de operação inicial e a fronteira citada de 100 MW.

Da mesma forma, as direções 14 e 15 também apresentaram violação do limite de segurança para a contingência da LT 116-117, no cenário de elevado recebimento pela malha sul, com despachos reduzidos nas usinas tanto do Grupo 1 quanto do Grupo 2. Todavia, essa violação foi encontrada a uma distância 130 MW superior quando comparada ao valor obtido na modelagem 100% potência constante.

5.1.2.3 100 % Impedância constante

5.1.2.3.a) Região de segurança estática

A alteração da modelagem de carga para 100% impedância constante, apresentada na Figura 72, não trouxe ganhos significativos quando comparada com o resultado da região de segurança estática utilizando a modelagem 100% corrente constante.

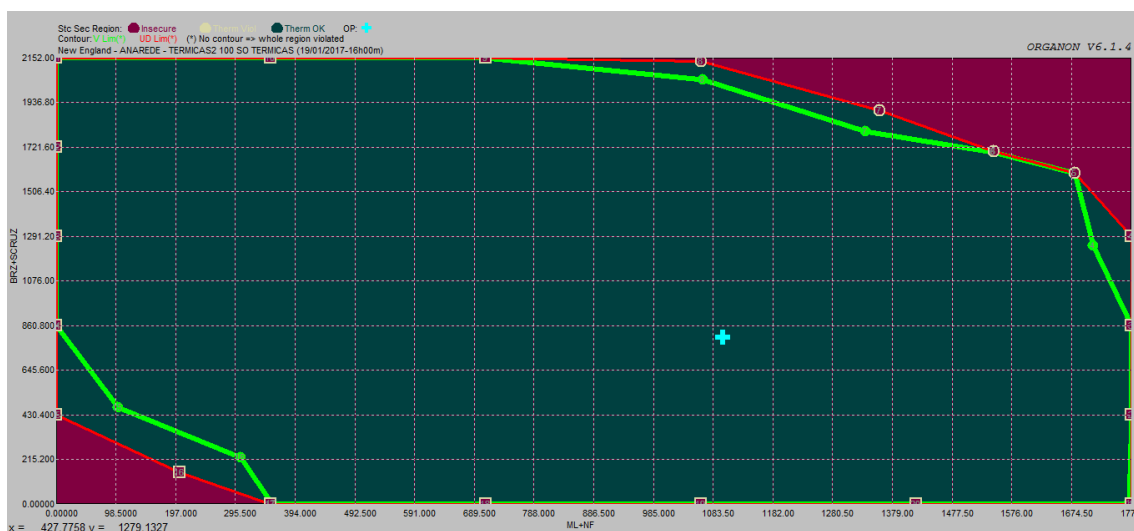


Figura 72 - RSE - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% impedância constante

5.1.2.3.b) Região de segurança dinâmica

O resultado da alteração da modelagem de carga para 100% impedância constante, exibido no nomograma da Figura 73, não trouxe ganhos significativos quando comparada com o resultado da região de segurança dinâmica utilizando a modelagem 100% corrente constante.

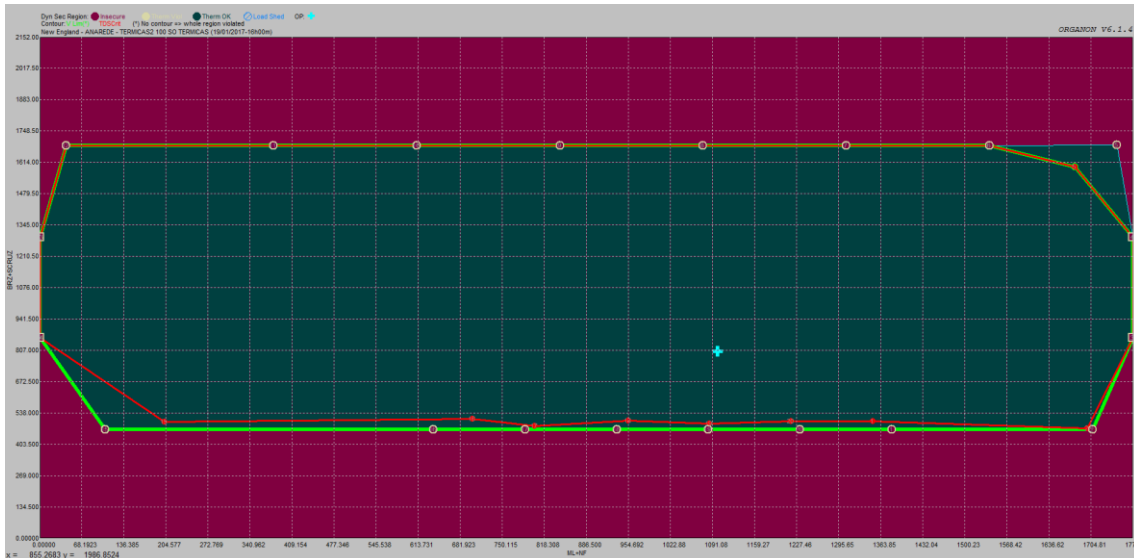


Figura 73 - RSD - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% impedância constante

Foram eliminadas as violações de segurança encontradas na modelagem 100% corrente constante nas direções 3 e 4 que apontavam violação para a contingência da LT 121-536, e na direção 12 que apontava violação para a contingência da LT 116-370.

5.1.3 Conclusão da análise da modelagem de carga para a malha sul

A alteração da modelagem da carga proporcionou grandes diferenças entre as regiões de segurança tanto estáticas quanto dinâmicas apresentadas para a malha sul. Foram detalhadas direções que sofreram mudanças tanto em relação com a distância do ponto de operação inicial para a fronteira de segurança, quanto para o seu evento crítico.

De uma forma geral, essas regiões de segurança mostraram um comportamento crescente, sendo os resultados obtidos para o modelo de carga 100 potência constante mais severos, seguidos pelos resultados para o modelo 100% corrente constante e depois pelos resultados do modelo 100% impedância constante.

5.2 Análise da malha central

Como citado anteriormente, a análise da malha central é responsável por avaliar eventos de perdas duplas, todavia sem haver separação do sistema inicial. Nos itens seguintes serão explorados os modelos de carga 100% potência constante, 100% corrente constante e 100% impedância constante.

5.2.1 Parque gerador misto – Carga Pesada

Os resultados de cada modelo de carga, mostrados a seguir, foram construídos no patamar de carga de pesada.

5.2.1.1 100 % Potência constante

5.2.1.1.a) Região de segurança estática

A região de segurança estática para a malha central, exibida pela Figura 74, apresenta uma fronteira de limites de segurança associados a redução do despacho das usinas do Grupo 2. Com relação ao despacho das usinas do Grupo 1, a região de segurança mostra que ele pode ser explorado na sua totalidade, sem restrições de despachos máximo ou mínimo.

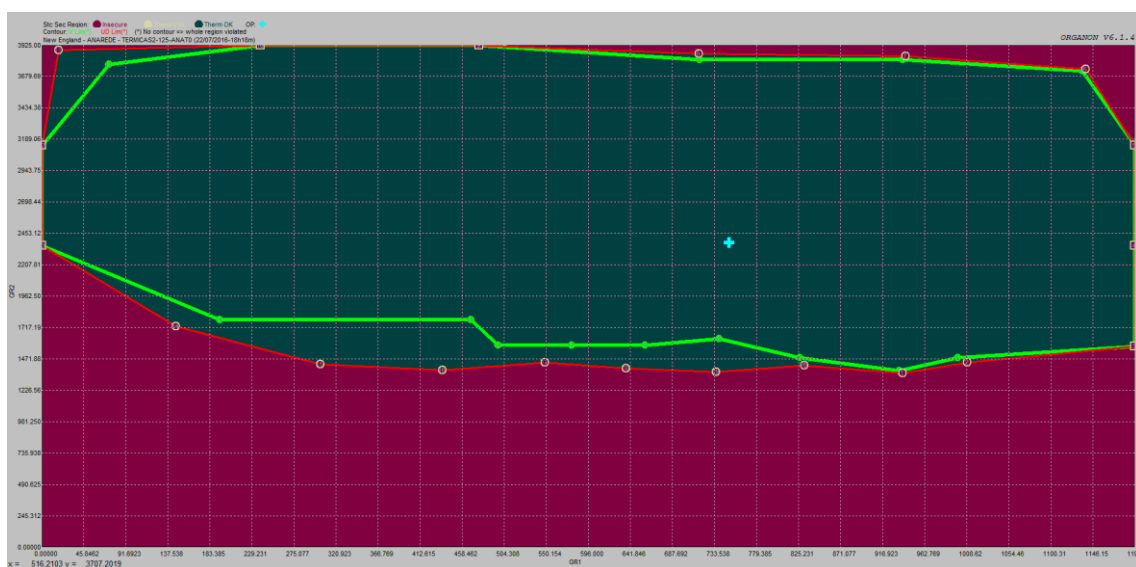


Figura 74 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% potência constante

As direções 1, 2, 15 e 18, integrantes da fronteira inferior da região de segurança registraram violação de segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116. Já as direções 16, 19 e 20, que integram a mesma fronteira, apresentaram violação de segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127. A direção 17, que também integra essa fronteira inferior, apresentou violação de segurança para a contingência simples da LT 117-116. Como é possível notar, a contingência da LT 117-116 é comum a todos os eventos que apresentaram violação de segurança nessa fronteira, se mostrando, portanto, a contingência mais crítica para os cenários de reduzidos despachos nas usinas do Grupo 2. Na definição de grupos de redespacho de geração para a análise da malha central, foram reunidos no Grupo 2 todas as usinas da malha sul, dessa

forma, o resultado apresentado na fronteira inferior da região de segurança está associado a limitação do recebimento da malha sul. De forma semelhante aos resultados encontrados na análise da malha sul, todas as perdas listadas nessa fronteira resultam na redução da capacidade de transmissão entre a malha sul e malha central, uma vez que essa interligação passa a ser feita apenas pelas LT 116-115 e LT 115-114, que estão conectadas em série. Assim, para a garantia da segurança do sistema para as contingências listadas, é necessário adotar uma restrição de segurança, para que o despacho total das usinas do Grupo 2 não seja menor que 1400 MW.

Na fronteira superior da região de segurança, foram encontradas violações de segurança nas direções 6, 7, 8 e 11, sendo que, nas direções 6, 8 e 11 a contingência associada ao registro da violação foi a perda dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, enquanto na direção 7 a contingência referente a violação da segurança foi a perda dupla da LT 117-116 e da LT 117-127. Ao contrário do resultado apresentado na fronteira inferior, mesmo associado às mesmas contingências, esse resultado aponta para a necessidade inclusão de uma restrição de geração máxima nas usinas do Grupo 2, limitando, por consequência, a exportação da malha sul para o restante do sistema. Da mesma forma que foi adotado um limite inferior para o despacho total das usinas do Grupo 2, para a garantia da segurança do sistema para as contingências listadas, é necessário adotar uma restrição de segurança para que o despacho total das usinas do Grupo 2 seja inferior a 3860 MW.

A direção 14 apresentou violação de segurança para a contingência dupla da LT 103-104 e da LT 103-118. Essa direção avança no sentido de redução da geração do Grupo 1 e do Grupo 2, simultaneamente. Para que isso seja possível, é necessário elevar a geração do Grupo 3, conforme visto no item 3.2. Esse resultado mostra que existe outro ponto de intercâmbio, além da interligação com a malha sul, onde o recebimento da malha central precisa ser limitado sob a ótica da segurança quando da perda citada.

As direções 3, 4, 5, 9 e 10 não apresentaram nenhuma violação de segurança, sendo registradas apenas a limitação de geração de pelo menos um dos grupos de redespacho de geração.

5.2.1.1.b) Região de segurança dinâmica

A análise da região de segurança dinâmica, exibida pela Figura 75, mostrou que o despacho das usinas do Grupo 1 foi plenamente explorado, de forma que não é necessário

aplicar nenhum tipo de restrição para elas. Esse resultado é apresentado pelas direções 3, 4, 5, 12 e 13, que puderam excursionar até o limite máximo e mínimo de geração desse grupo, não sendo registrada nenhuma violação de segurança.

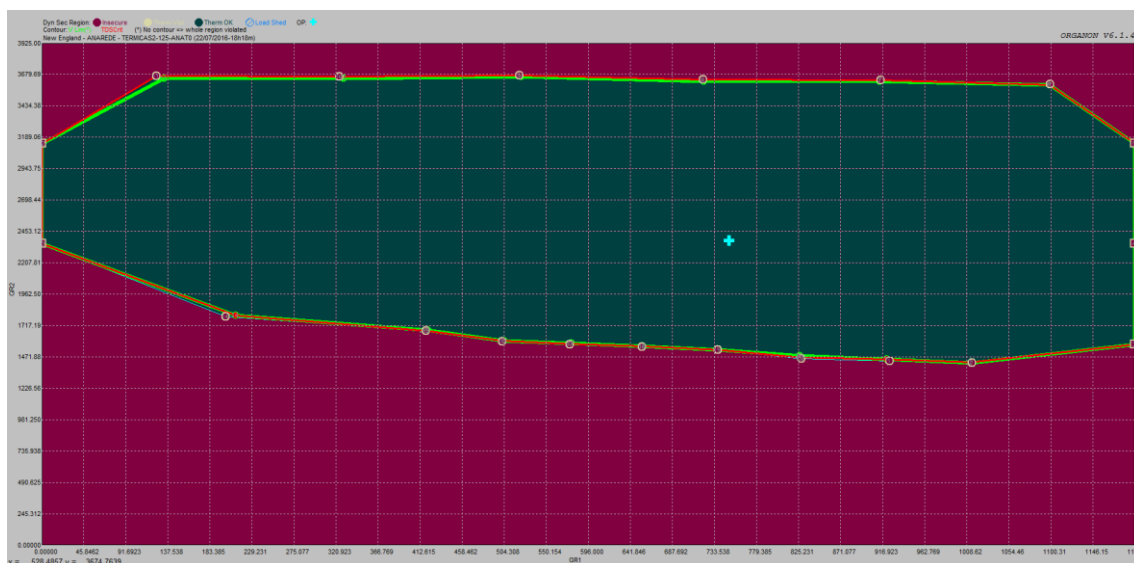


Figura 75 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% potência constante

De forma semelhante ao resultado encontrado na região de segurança estática, a fronteira inferior da região de segurança dinâmica apresentou violação de segurança para as direções 1, 15 e 17 associadas à contingência dupla da LT 116-117 e da LT 117-127, enquanto as direções 2, 16, 18, 19 e 20 apresentaram violação de segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 116-117. Esses dois eventos têm em comum a perda da LT 116-117, que é um dos circuitos integrantes da interligação centro-sul, de forma que o seu desligamento acarreta uma redução na capacidade de transferência de energia entre essas duas regiões. Adicionalmente, os cenários de reduzidos despachos de geração nas usinas do Grupo 2, encontrados nessas direções, acarretam um elevado recebimento de energia pela malha sul, situação que leva o sistema a perda de estabilidade, no caso de ocorrência das contingências duplas listadas acima quando de despacho total nas usinas do Grupo 2 inferior a 1570 MW.

A fronteira superior encontrada na região de segurança dinâmica foi estabelecida a uma distância menor do ponto de operação, quando comparada ao resultado obtido na região de segurança estática, restringindo ainda mais o despacho máximo das usinas do Grupo 2 até o valor de 3670 MW, sendo que, para a região de segurança estática, esse valor era de 3860 MW. As contingências limitantes para essa fronteira, nas direções 6 e 9, foram a perda dupla das LT 117-118 e da LT 117-116, enquanto que, nas direções 7,

8, 10 e 11, foram a perda dupla das LT 117-116 e da LT 117-127. Os cenários apresentados nessas direções estão associados aos elevados despachos nas usinas do Grupo 2, onde a exportação de energia da malha sul para a malha central é maximizada, promovendo o aumento do carregamento nos circuitos da interligação centro-sul. De forma semelhante ao encontrado na fronteira inferior, essas contingências acarretam a redução da capacidade de transmissão nessa interligação, de forma que, para a manutenção da segurança, deve ser adotada uma restrição de segurança para a máxima exportação da malha sul para o restante do sistema.

Análogo ao resultado encontrado na região de segurança estática, a direção 14 apresentou violação da segurança para a contingência da LT 103-104 e da LT 103-118. Essa direção busca a análise do sistema em cenários de reduzidos despachos nas usinas do Grupo 1 e do Grupo 2 e, para isso, é necessário elevar o despacho do Grupo 3. Da mesma forma, esse resultado mostra que existe outro ponto de intercâmbio, onde o recebimento da malha central precisa ser limitado sob a ótica da segurança quando da perda citada. O resultado da simulação no domínio do tempo para essa contingência dupla, no ponto inseguro apontado na direção 14, expostos na Figura 76 e na Figura 77, mostram a perda de estabilidade angular, principalmente entre a usina de Ilha Solteira e a usina térmica Governador Leonel Brizola.

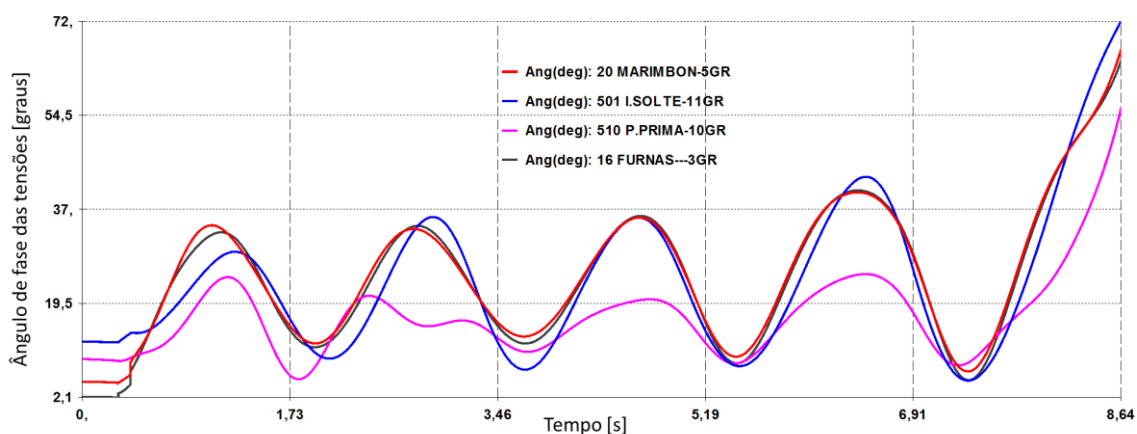


Figura 76 - Ângulos de fase das tensões para a contingência dupla da LT 103-104 e da LT 103-118 na direção 14 – abertura angular positiva

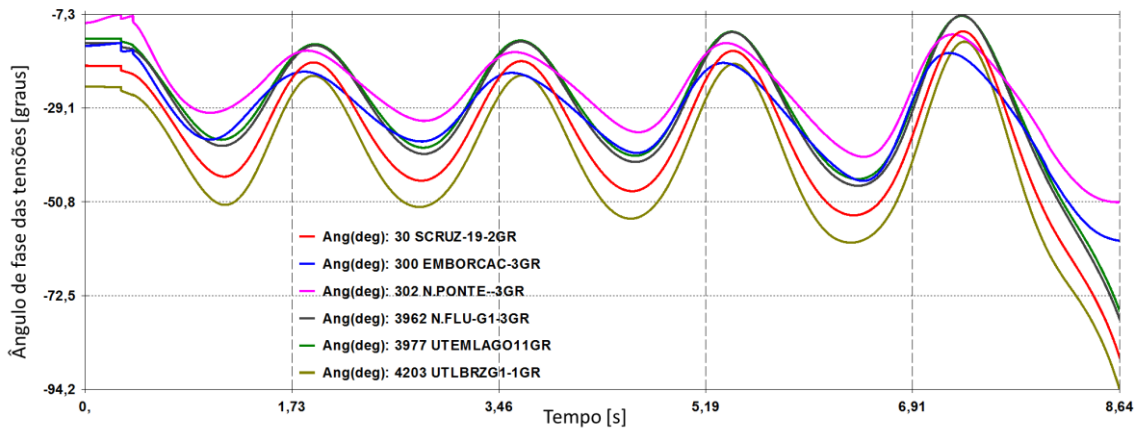


Figura 77 - Ângulos de fase das tensões para a contingência dupla da LT 103-104 e da LT 103-118 na direção 14 – abertura angular negativa

5.2.1.2 100 % Corrente constante

5.2.1.2.a) Região de segurança estática

Em comparação com o resultado apresentado para o modelo de carga 100% potência constante, a região de segurança estática para o modelo de carga 100% corrente constante, exposta na Figura 78, apresentou algumas diferenças nas violações de segurança de algumas direções que serão comentadas a seguir.

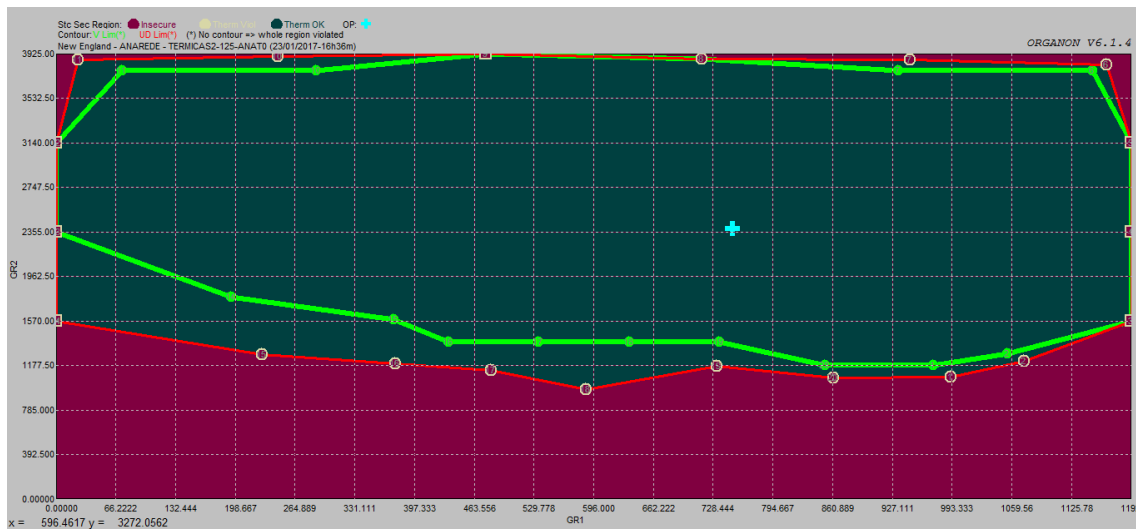


Figura 78 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% corrente constante

A direção 14, antes relacionada com o limite de segurança para a contingência dupla da LT 103-104 e da LT 103-118, para a modelagem de carga 100% corrente constante, não apresentou nenhuma violação, registrando apenas o limite de geração nula do Grupo 1. Esse resultado é explicado pelo exemplo da relação entre a curva P-V e a

curva correspondente ao modelo de carga, representada na Figura 41, onde a modelagem de carga 100% potência constante não conseguiu encontrar um ponto de interseção entre a reta representada pela carga e a curva P-V do sistema após a contingência, enquanto a modelagem de carga 100% corrente constante conseguiu encontrar esse ponto de interseção de uma tal maneira que, mesmo avançando ainda mais na direção 14, não houve mais sinalização de violação de segurança causada por essa contingência.

Entretanto, as direções 16 e 17, antes relacionadas com o limite de segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127 e para a contingência simples da LT 117-116, respectivamente, agora estão relacionadas com a contingência dupla da LT 103-104 e da LT 103-118. Esse resultado é justificado pelos mesmos motivos da alteração da direção 14, citada acima, porém, ao avançar nas direções 16 e 17, a análise de segurança encontrou essa nova violação para os cenários de reduzidos despachos de geração nas usinas do Grupo 1 e do Grupo 2, confirmando a necessidade de atendimento a uma restrição, porém não relacionada com a interligação centro-sul.

A direção 10, antes relacionada apenas com o máximo despacho das usinas do Grupo 2, sofreu uma pequena redução na sua distância entre o ponto limite e o ponto de operação e agora está relacionada com o limite de segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127. Esse resultado é justificado pela adoção da modelagem de carga em 100% corrente constante, onde, no cenário de elevada exportação da malha sul, a redução de tensão nessa malha provocou a redução da sua carga interna, incrementando assim a parcela de excedente de geração disponível para a exportação, aumentando o carregamento nos circuitos da interligação entre essas duas malhas e deslocando, assim, o ponto de operação ao longo da curva P-V. Por outro lado, a elevação de geração do Grupo 2, correlacionada com a redução da geração do Grupo 1 e do Grupo 3, favorece a elevação da tensão da malha central, e conseqüentemente o aumento da sua carga, corroborando para o acréscimo do carregamento dos circuitos de interligação entre as malhas citadas.

As direções 2, 15 e 18, antes relacionadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, agora estão relacionadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127. Inversamente, as direções 1, 7, 19 e 20, antes relacionadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127, agora estão relacionadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116.

Ambas as situações envolvem a troca de contingências associadas com a interligação centro-sul, que, em função da modelagem de carga adotada, sofreram uma pequena variação nos seus resultados.

As demais direções não tiveram seus fatores limitantes alterados.

5.2.1.2.b) Região de segurança dinâmica

As violações apresentadas em cada direção da região de segurança dinâmica exibida na Figura 79, para o modelo de carga 100% corrente constante, mostraram pequenas variações quando comparadas ao modelo de carga 100% potência constante, que serão comentadas a seguir.

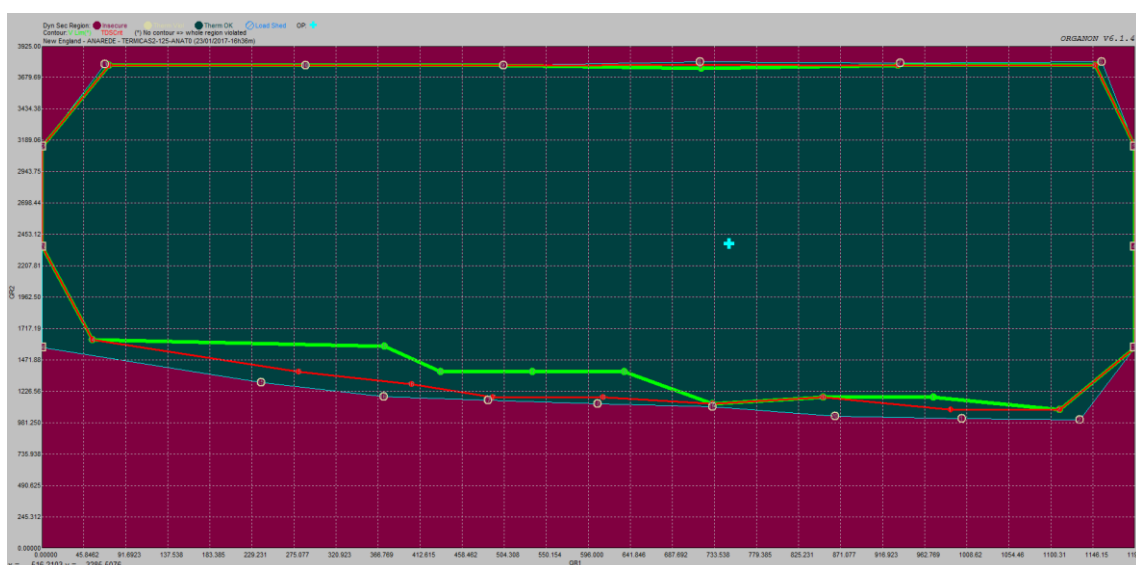


Figura 79 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% corrente constante

A principal alteração encontrada foi na direção 14, antes relacionada com a violação de segurança para a contingência dupla da LT 103-104 e da LT 103-118, para o modelo de carga 100% corrente constante, não apresentou nenhuma violação, registrando apenas a restrição da geração nula do Grupo 1. Esse resultado também foi encontrado na direção 14 da região de segurança estática, entretanto, nenhuma outra direção da região de segurança dinâmica apresentou violação de segurança para essa contingência.

As direções 2, 18 e 20 antes relacionadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, agora estão relacionadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127. Inversamente, as direções 7, 8, 10 e 11, antes relacionadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127, agora estão relacionadas com

a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116. Em virtude das respostas de ambas as contingências duplas serem muito parecidas pelo envolvimento com a interligação centro-sul, através do desligamento da LT 117-116, independente de qual delas seja determinada como contingência crítica para um ponto de operação, a outra apresentará a mesma instabilidade após um pequeno avanço ao longo da direção explorada.

5.2.1.3 100 % Impedância constante

5.2.1.3.a) Região de segurança estática

A Figura 80 apresenta a região de segurança estática para a monitoração da malha central, considerando a utilização do parque gerador misto e a modelagem de carga 100% impedância constante. A análise desse nomograma trouxe resultados importantes e alterações dos tipos de limite em algumas direções, quando comparado com o resultado obtido para a região de segurança estática com o modelo de carga 100% corrente constante, que serão comentadas a seguir.

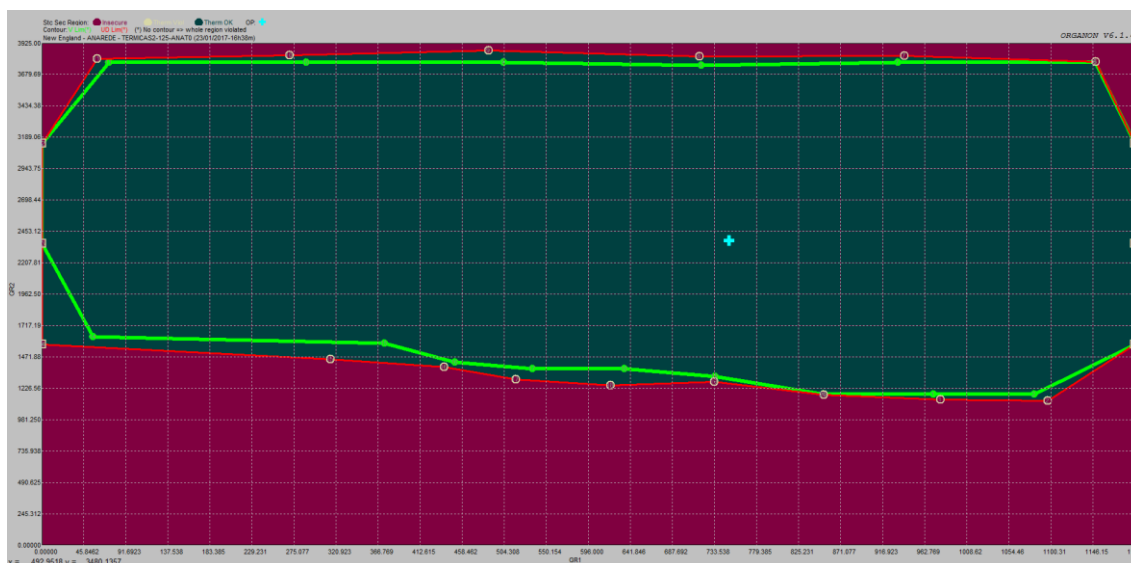


Figura 80 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante

As direções 15, 16, 17 e 18, outrora apresentadas pela violação do limite de segurança ora para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, ora para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127, agora estão relacionadas com a perda simples da LT 116-117. Esse resultado é comprovado através do avanço da fronteira inferior do nomograma da Figura 81, exposta a seguir, onde a contingência da LT 117-

116 foi retirada da lista de eventos, mostrando que essa perda simples, nas direções citadas, por si só já se torna mais severa que as perdas duplas mencionadas.

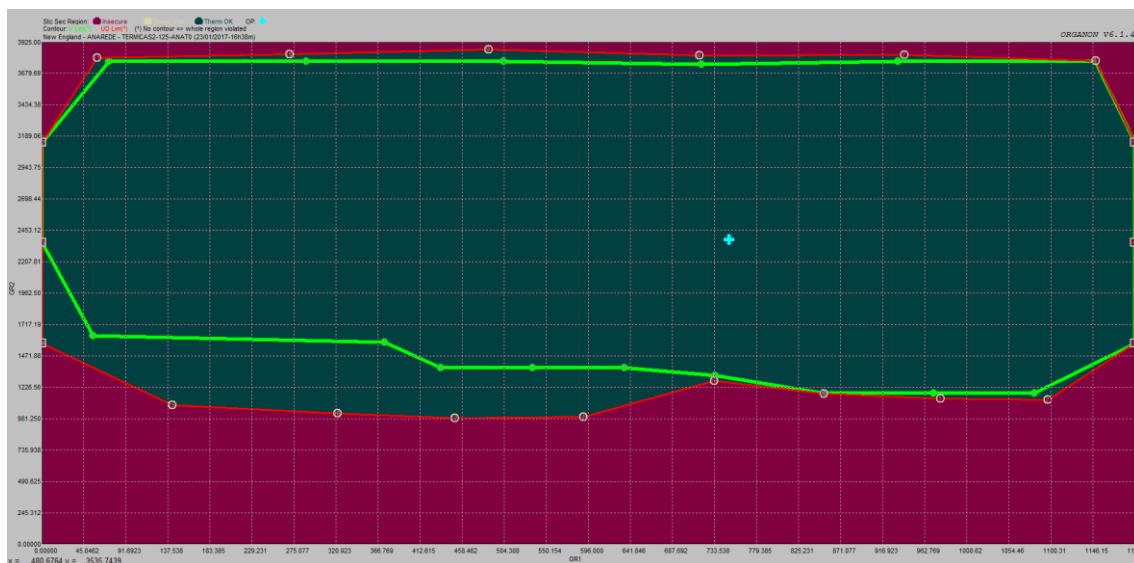


Figura 81 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante desconsiderando a perda simples da LT 116-117

Na região de segurança construída para o modelo de carga 100% corrente constante, a direção 10, apontada anteriormente apenas como limite de geração para a modelagem da carga 100% potência constante, sofreu uma redução onde essa direção passou a apresentar violação de segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116. Além da manutenção desse novo resultado para a direção 10, a direção 9 também sofreu a mesma redução quando da troca da modelagem de carga 100% corrente constante para a modelagem 100% impedância constante, sendo que a mesma justificativa apresentada para a direção 10, na modelagem 100% corrente constante, é válida, agora, para a direção 9.

As direções 1, 7, 11 e 20, antes relacionadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, agora estão relacionadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127. Como visto anteriormente, em função do envolvimento com a interligação centro-sul nas duas contingências duplas citadas, através do desligamento da LT 117-116, independente de qual delas seja determinada como contingência crítica para um ponto de operação, a outra apresentará a mesma violação após um pequeno avanço ao longo da direção explorada.

5.2.1.3.b) Região de segurança dinâmica

As violações apresentadas em cada direção da região de segurança dinâmica exposta na Figura 82, para o modelo de carga 100% impedância constante, mostraram pequenas variações, relacionadas com a alteração para a modelagem de carga 100% corrente constante, que serão comentadas a seguir.

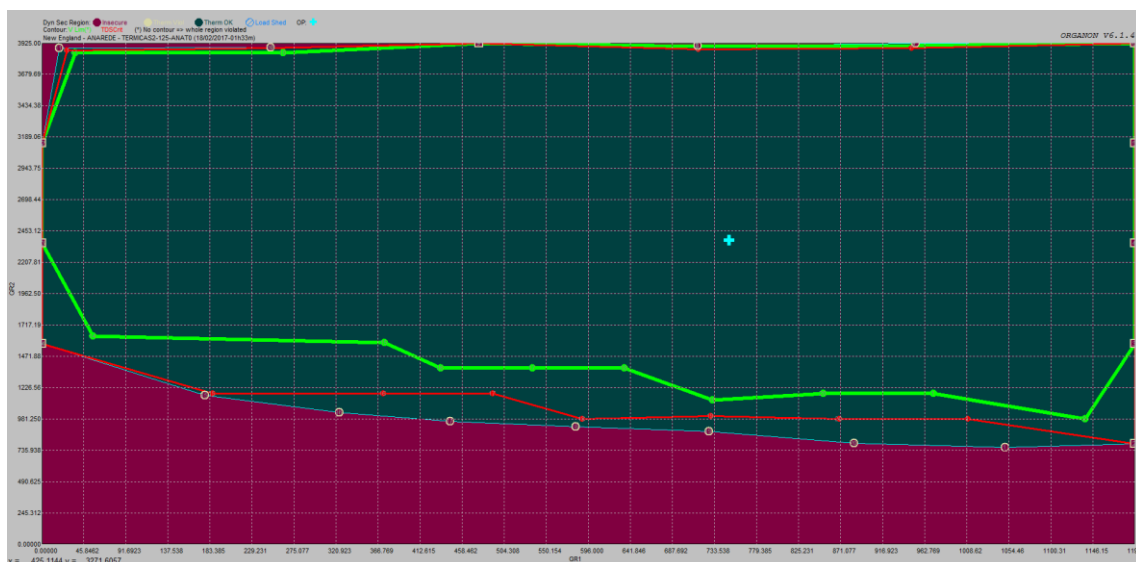


Figura 82 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante

As principais alterações encontradas foram nas direções 2, 6 e 9, antes relacionadas com a violação de segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116 (direção 2) ou relacionadas com a violação de segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127 (direções 6 e 9), para o modelo de carga 100% corrente constante, agora não apresentam nenhuma violação, registrando apenas a restrição da geração máxima do Grupo 1 (direções 2 e 6) ou do Grupo 2 (direção 9).

A direção 11, cuja violação foi apresentada como limite de segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, agora está relacionada com a perda simples da LT 116-117. A análise desse resultado foi complementada pela exclusão dessa contingência simples na lista de eventos, cuja nova região de segurança é exposta na Figura 83, mostrando que a perda simples é tão severa quanto a perda dupla mencionada, uma vez que o ponto com violação não obteve nenhum avanço significativo ao longo da direção 11.

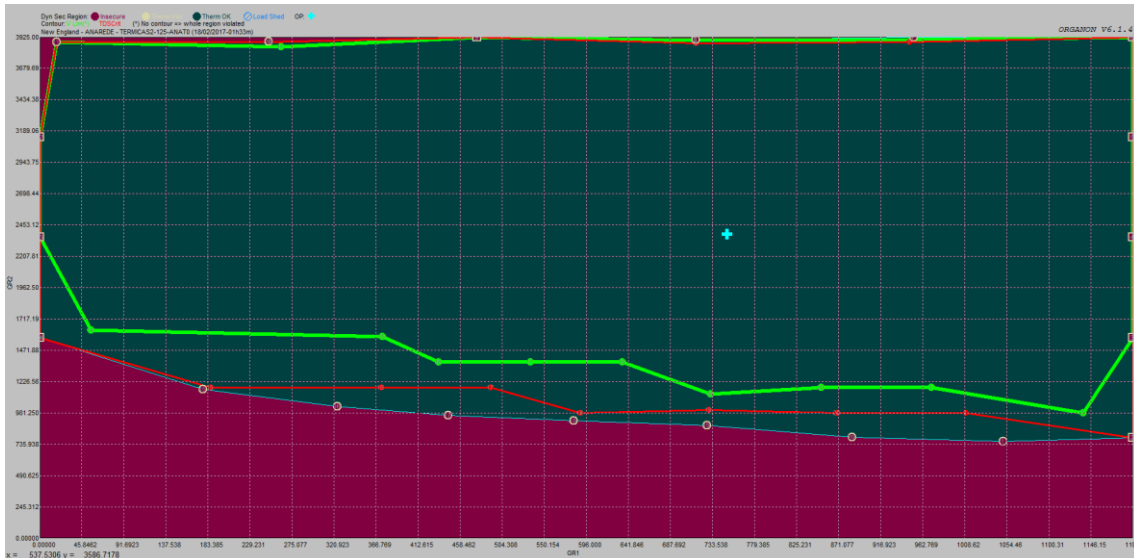


Figura 83 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% impedância constante desconsiderando a perda simples da LT 116-117

Retomando a análise da região de segurança apresentada na Figura 82, a direção 16 passou a apresentar uma violação de segurança para a contingência dupla da LT 103-104 e da LT 103-118. Na modelagem de carga 100% corrente constante, essa direção apresentou violação de segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116. Essa alteração é devida a uma maior excursão ao longo dessa direção, ultrapassando o ponto de violação anterior e alcançando um novo ponto de operação, com despachos ainda menores no Grupo 1 e no Grupo 2 e, conseqüentemente, um despacho mais elevado no Grupo 3 que, por sua vez, influenciou diretamente o carregamento de outras interligações da malha central com o restante da rede, excetuando a interligação centro-sul.

A direção 19, antes relacionada com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, agora está relacionada com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127. Como visto anteriormente, esse resultado é justificado pelo envolvimento com a interligação centro-sul nas duas contingências duplas citadas, através do desligamento da LT 117-116, ou seja, independente de qual delas seja determinada como contingência crítica para um ponto de operação, a outra apresentará a mesma violação após um pequeno avanço ao longo da direção explorada.

5.2.2 Parque gerador térmico – Carga Nominal

5.2.2.1 100 % Potência constante

5.2.2.1.a) Região de segurança estática

A análise preliminar do resultado apontado pela região de segurança estática para a malha central, considerando o parque gerador integralmente composto por usinas térmicas, exposta na Figura 84, permite concluir que foi possível explorar toda a disponibilidade de geração das usinas do Grupo 1, uma vez que as direções 2, 3, 4 e 5 apresentaram como limite o valor máximo de geração desse grupo, enquanto as direções 12, 13 e 14 apresentaram como limite apenas o valor nulo de geração desse grupo. Adicionalmente, as direções 15, 16 e 17 também não apresentaram violações de segurança, registrando apenas o limite máximo de geração disponível no Grupo 3.

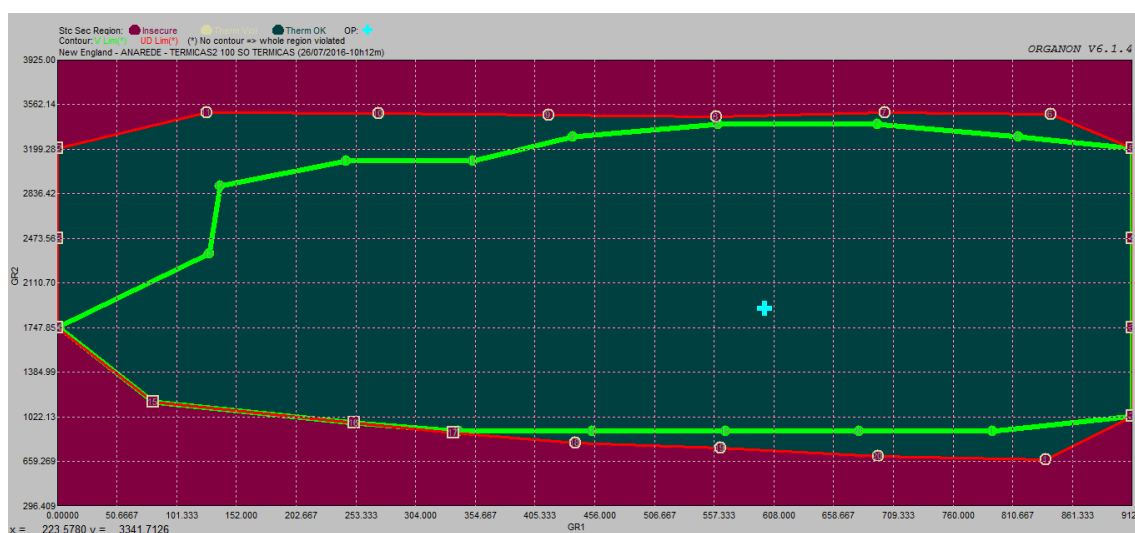


Figura 84 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% potência constante

A fronteira superior da região de segurança é composta por direções que apresentaram violação do limite de segurança para pelo menos uma das contingências simuladas, sendo elas a perda simples da LT 116-117 nas direções 6, 10 e 11, perda dupla da LT 117-118 e da LT 117-116 nas direções 7 e 9, além da perda dupla da LT 117-116 e da LT 117-127 na direção 8. Como já explicado anteriormente, essas direções têm por objetivo levar o ponto de operação até os valores máximos de geração das usinas do Grupo 2, que, no modelo New England adaptado para essa dissertação, significa um cenário de elevada exportação de energia da malha sul para a malha central. Dessa maneira, as contingências mais severas, para essas direções, estão relacionadas com os

circuitos da interligação entre essas duas malhas através da exploração do seu máximo carregamento.

A fronteira inferior da região de segurança também é composta por direções que apresentaram violação do limite de segurança para pelo menos uma das contingências simuladas, sendo elas a perda dupla da LT 117-118 e da LT 117-116 na direção 20, e a da perda dupla da LT 117-116 e da LT 117-127 nas direções 1, 18 e 19. A contrário do resultado observado nas direções da fronteira superior do nomograma, as direções localizadas na fronteira inferior têm por objetivo levar o ponto de operação até os valores mínimos de geração das usinas do Grupo 2, que, significa um cenário de elevado recebimento de energia da malha sul. Por essa razão, as contingências mais severas também estão associadas aos circuitos da interligação centro-sul e a exploração do seu ponto de máximo carregamento.

5.2.2.1.b) Região de segurança dinâmica

De forma semelhante ao resultado encontrado na análise preliminar do resultado apontado pela região de segurança estática para a malha central acima, na região de segurança dinâmica dessa mesma área, apresentada pela Figura 85, também foi possível explorar toda a disponibilidade de geração das usinas do Grupo 1, uma vez que as direções 3 e 4 apresentaram como limite o valor máximo de geração desse grupo, enquanto as direções 13 e 14 apresentaram como limite apenas o valor nulo de geração desse grupo. Entretanto, não houve exploração de forma segura da geração total ou nula tanto para as usinas do Grupo 2 quanto para as usinas do Grupo 3.

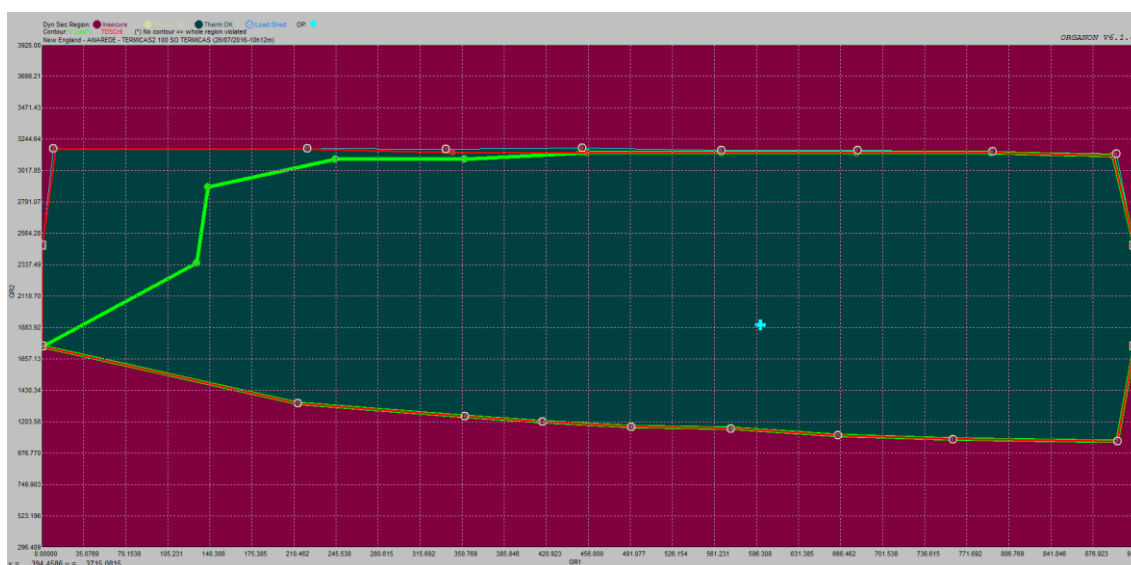


Figura 85 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% potência constante

A fronteira superior da região de segurança dinâmica também é composta por direções que apresentaram apenas violação do limite de segurança para a perda dupla da LT 117-118 e da LT 117-116 nas direções 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 e 12. Como já explicado anteriormente, essas direções têm por objetivo levar o ponto de operação até os valores máximos de geração das usinas do Grupo 2, o que significa a exploração de um cenário de elevada exportação de energia da malha sul para a malha central. Dessa maneira, as contingências mais severas estão associadas aos circuitos da interligação entre essas duas malhas e a capacidade do sistema manter a estabilidade angular pós-contingência nos cenários de elevados intercâmbios entre as duas malhas.

A fronteira inferior da região de segurança dinâmica é composta por direções que apresentaram violação do limite de segurança para pelo menos uma das contingências simuladas, sendo elas a perda dupla da LT 117-118 e da LT 117-116 na direção 1, 16 e 18, e a da perda dupla da LT 117-116 e da LT 117-127 nas direções 2, 15, 17, 19 e 20. Conforme explicado anteriormente, essas direções têm por objetivo levar o ponto de operação até os valores mínimos de geração das usinas do Grupo 2, o que, significa uma exploração dos cenários de elevado recebimento de energia pela malha sul. Dessa forma, as contingências mais severas também estão associadas aos circuitos da interligação entre essas duas malhas e a capacidade de exploração dos cenários de elevados intercâmbios de maneira que o sistema consiga manter a estabilidade angular pós-contingência.

5.2.2.2 100 % Corrente constante

5.2.2.2.a) Região de segurança estática

A Figura 86 apresenta a região de segurança estática construída para a monitoração da malha central utilizando a modelagem de carga 100% corrente constante. A alteração da modelagem de carga levou a algumas diferenças nos resultados da região de segurança estática, quando comparada a modelagem de carga 100% potência constante, que serão comentados a seguir.

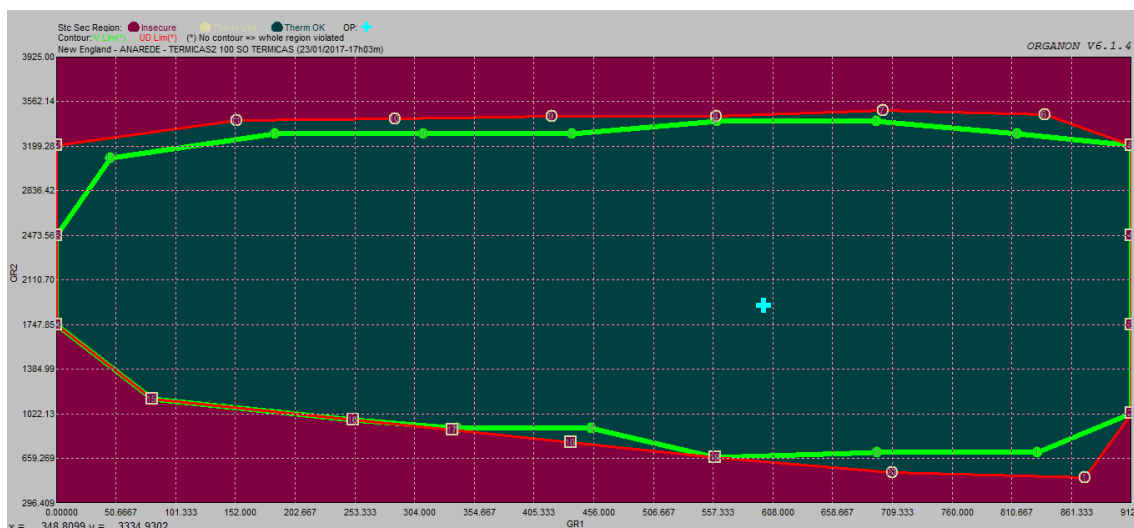


Figura 86 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% corrente constante

As direções 6, 10 e 11, antes relacionadas com a perda simples da LT 116-117, na modelagem de carga 100% corrente constante, passaram a ser relacionadas com a perda dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, entretanto houve apenas uma pequena redução na distância entre o ponto de operação inicial e os pontos de operação inseguros. Inversamente, a direção 7, antes associada com o limite de segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, agora está associada com a perda simples da LT 116-117. Nesse último caso, não houve variação significativa da distância entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação inseguro.

As direções 9 e 20, antes relacionadas com a perda dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, passaram a ser relacionadas com a perda dupla da LT 117-116 e da LT 117-127, sendo que na direção 9 não houve variação significativa da distância entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação inseguro, porém, na direção 20 houve um pequeno aumento da distância entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação inseguro. Inversamente, a direção 8, antes associada com o limite de segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127, agora está associada com a perda dupla da LT 117-118 e da LT 117-116. Nesse último caso, também não houve variação significativa da distância entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação inseguro.

Por fim, as direções 18 e 19, antes relacionadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127, agora estão relacionadas com o limite da máxima geração das usinas do Grupo 3, representando um pequeno aumento da distância entre o ponto de operação inicial e os pontos de operação limites

De maneira ampla, as diferenças mencionadas na comparação entre a modelagem de carga 100% corrente constante e 100% potência constante são justificadas pela própria alteração do modelo de carga, onde as variações nos módulos das tensões, tanto em regime normal, quanto em contingência, levam a variação das cargas consumidas em cada barra, que, por consequência, levam a variação dos ângulos de fase das tensões nodais, fazendo com que a violação do critério de segurança estática seja encontrada para um conjunto de contingências semelhantes que, pelo motivo exposto, acabam sendo reordenadas sob a ótica da severidade na fronteira do nomograma. Logo, para os casos apresentados, todas as contingências que envolvem o desligamento da LT 116-117, associadas a máxima exportação da malha sul ou ao elevado recebimento sul, apresentam violações de segurança para o conjunto de perdas duplas que envolvem esse circuito, ou até mesmo a perda simples dele, de forma que, um pequeno avanço na direção explorada pode representar o reordenamento da severidade dessas contingências.

5.2.2.2.b) Região de segurança dinâmica

A área segura encontrada para a modelagem de carga para 100% corrente constante, mostrada na Figura 87, foi maior que a área segura associada a modelagem de carga 100% potência constante em todas as direções percorridas. O resultado dessa alteração na modelagem de carga trouxe algumas mudanças nos fatores limitantes de cada direção quando comparada com a região de segurança dinâmica construída utilizando a modelagem de carga 100% potência constante, conforme detalhado a seguir.

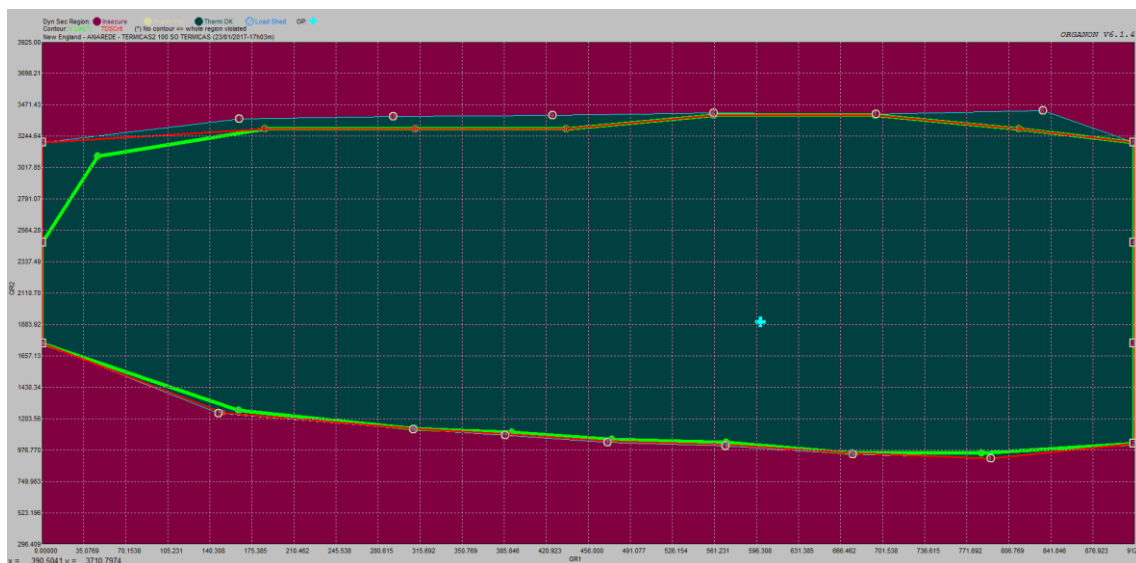


Figura 87 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% corrente constante

As direções 2, 5 e 12, antes associadas com a violação do critério de segurança dinâmica para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, na modelagem de carga 100% potência constante, agora estão associadas ao limite máximo de um dos grupos de despacho de geração.

As direções 1 e 16 apresentaram violação do critério de segurança dinâmica para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127, sendo que na modelagem 100% potência constante essas mesmas direções foram registradas por violação de segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116. O contrário foi observado na direção 15. Essas alterações de contingências críticas para uma determinada direção, quando de eventos semelhantes, são provocadas pelo reordenamento dessas contingências em função da mudança do modelo de carga, fazendo com que pequenas variações nos módulos e nos ângulos das tensões e nas cargas possam trazer a instabilidade para uma determinada contingência, sendo que, para um deslocamento mínimo desse ponto ao longo dessa direção, outra contingência, semelhante a anterior, traga a instabilidade.

5.2.2.3 100 % Impedância constante

5.2.2.3.a) Região de segurança estática

A alteração da modelagem de carga 100% impedância constante não trouxe mudanças significativas nos fatores limitantes de cada direção da região de segurança exibida na Figura 88, conforme será mostrado a seguir.

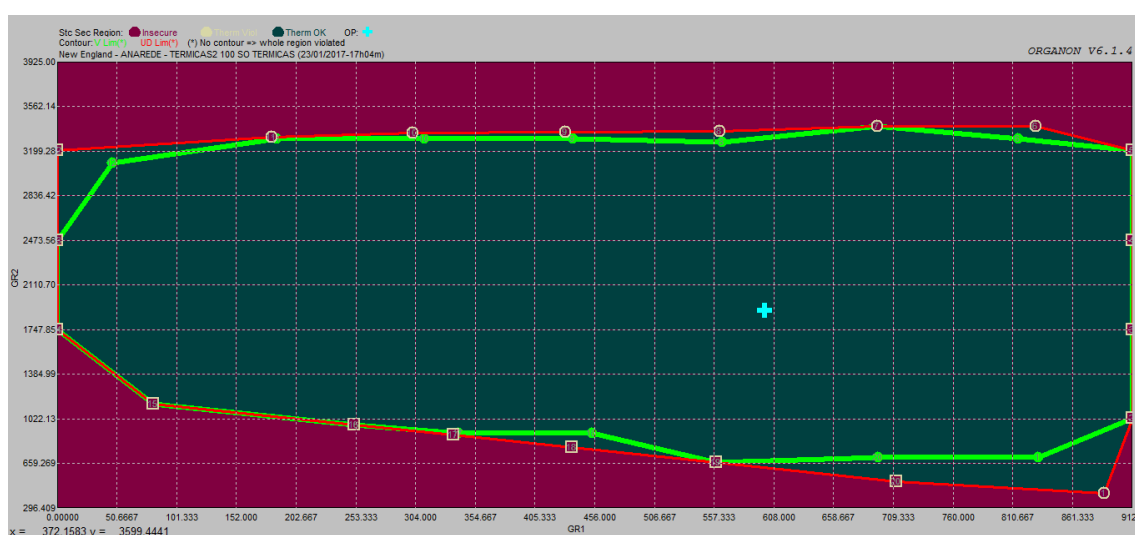


Figura 88 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% impedância constante

A direção 7, antes associada com a perda simples da LT 116-117, agora está associada com a perda dupla da LT 117-118 e da LT 117-116. A alteração da modelagem

de carga trouxe uma pequena redução na distância entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação inseguro.

A direção 20, antes relacionada à violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127, agora está relacionada apenas à máxima capacidade de geração das usinas do Grupo 3. Nesse caso, a variação na modelagem de carga trouxe um pequeno aumento na distância entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação inseguro.

5.2.2.3.b) Região de segurança dinâmica

O resultado obtido na construção da região de segurança para o modelo de carga 100% impedância constante, exposta na Figura 89, alcançou a ampliação da área segura em todas as direções percorridas, em comparação com o modelo de carga 100% corrente constante. Essa alteração na modelagem de carga levou a alguns resultados diferentes na fronteira da região de segurança dinâmica que serão comentados a seguir.

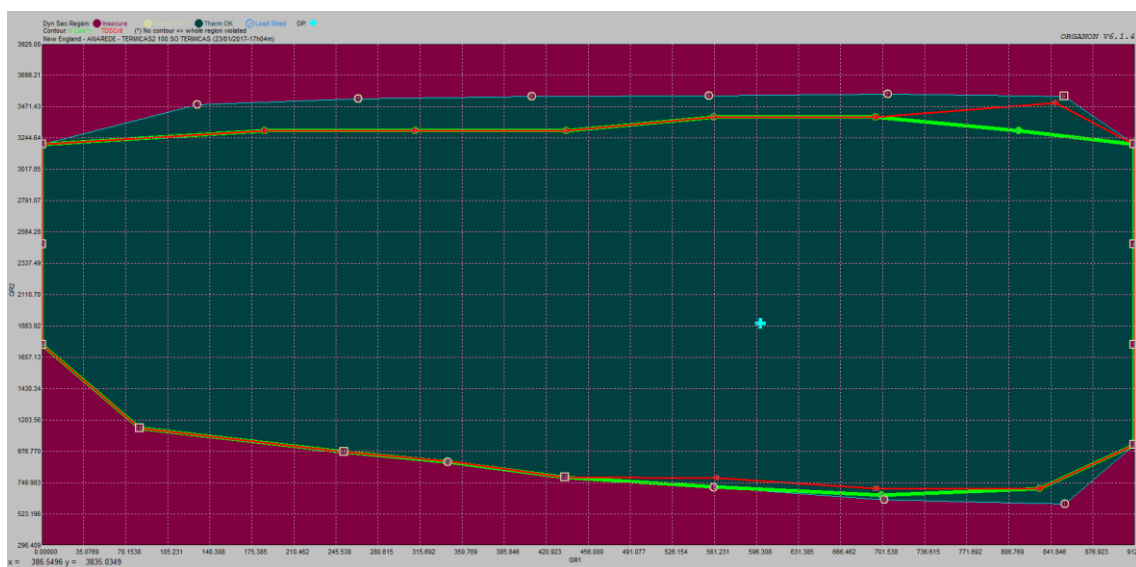


Figura 89 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga nominal - 100% impedância constante

As direções 6, 15, 16 e 18, antes relacionadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127 ou para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, agora estão relacionadas com o limite da máxima geração das usinas do Grupo 2 (direção 6) ou do Grupo 3 (direções 15, 16 e 18), representando um aumento da distância entre o ponto de operação inicial e os pontos de operação limites.

As direções 1, 17, 19 e 20, antes associadas com a violação da segurança para a contingência dupla da LT 117-116 e da LT 117-127, agora estão associadas com a perda

simples da LT 116-117. Para essas direções, houve variação significativa da distância entre o ponto de operação inicial e o ponto de operação inseguro. Esse resultado mostra que, com a modelagem de carga 100% impedância constante, é possível aumentar a exportação de energia da malha central para a malha sul, uma vez que a fronteira inferior da região de segurança foi deslocada para baixo.

5.2.3 Conclusão da análise da modelagem de carga para a malha central

A alteração da modelagem da carga também proporcionou grandes diferenças entre as regiões de segurança tanto estáticas quanto dinâmicas apresentadas para a malha central, tanto em relação com a distância do ponto de operação inicial para a fronteira de segurança, quanto para o seu evento crítico.

De uma forma geral, essas regiões de segurança mostraram o mesmo comportamento crescente observado para a análise da malha sul, porém foram encontradas algumas situações em que a distância entre o ponto de operação inicial e a fronteira da região de segurança sofreu uma redução na mudança do modelo de carga 100% potência constante para o modelo de carga 100% corrente constante, e também desse modelo de carga 100% corrente constante para o modelo 100% impedância constante, contrariando a maioria dos resultados.

Assim, a análise da modelagem de carga para a malha central mostrou que não é possível afirmar que o comportamento crescente citado pode ser propagado para qualquer região de segurança.

6 INFLUÊNCIA DOS DEMAIS PARÂMETROS NAS REGIÕES DE SEGURANÇA ESTÁTICA E DINÂMICA

6.1 Variação de patamares de carga

Conforme descrito no processo comparativo elaborado para esta dissertação, as regiões de segurança foram calculadas para cinco patamares de carga: pesada, nominal, média, leve e mínima. A seguir, serão apresentados os resultados das análises comparativas entre alguns desses patamares.

6.1.1 Análise da malha sul com parque gerador misto e modelo de carga 100% potência constante

6.1.1.1 Patamar de carga nominal (100%)

6.1.1.1.a) Região de segurança estática

A análise da região de segurança estática da malha sul, considerando o parque gerador misto, o modelo de carga 100% potência constante e o patamar de carga nominal, exposta na Figura 90, indica a violação de segurança para algumas direções que serão abordadas a seguir.

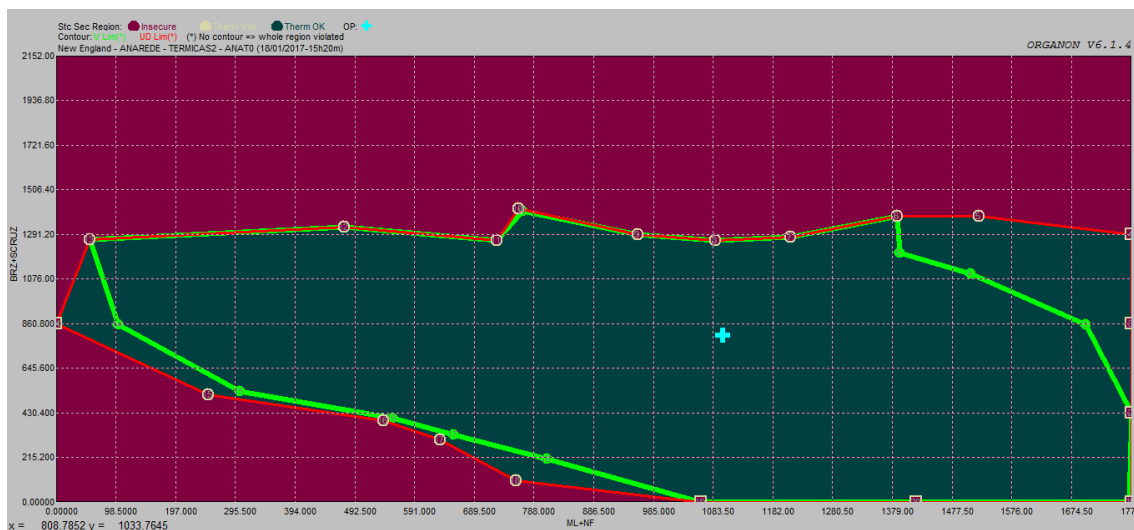


Figura 90 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga nominal - 100% potência constante

A fronteira superior da região de segurança, formada pelas direções 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 e 13, apresentou violação da segurança para a contingência da LT 116-370. Essa contingência é responsável pelo ilhamento das usinas do Grupo 2 com as barras de

carga 370 e 539, de forma que o a análise de fluxo de potência dessa contingência transforma uma dessas usinas, antes representada por uma barra do tipo PV, em uma barra swing, assumindo a diferença entre a geração e a carga (incluindo as perdas) da ilha sudeste. Todas essas direções têm em comum o sentido de elevação da geração das usinas do Grupo 2, de forma que a sinalização dessa violação da segurança indica a necessidade de adoção de uma restrição de segurança para o despacho total máximo das usinas do Grupo 2, garantindo que, em casos de desligamento da LT 116-370, o sistema seja seguro. Esse resultado é verificado quando o método do fluxo de potência consegue convergir para um novo ponto de operação, onde as grandezas elétricas do sistema podem ser avaliadas sob a ótica da segurança. A análise do resultado dessa contingência para a direção 6, detalhada na Figura 91, mostra a dificuldade de convergência, após o evento, associada com a barra 370, pertencente a ilha sudeste, e com a barra 116, pertencente a interligação centro-sul.

```
Running power flow solution ...
-----
Ite Tot_Mismat Alpha P_Mism_Max bus1 bus2 bus3 Q_Mism_Max bus1 bus2 bus3
0 0.627E+01 0.0000 0.2112E+01 370 116 117 0.1166E+01 116 370 360
1 0.560E+01 0.3589 0.1816E+01 116 370 115 0.1466E+01 370 116 302 31
2 0.540E+01 0.6120 0.1743E+01 370 116 30 0.1618E+01 370 116 360 30
3 0.280E+01 1.0000 0.1268E+01 370 116 30 0.5454E+00 370 302 116 30
4 0.436E+01 0.2474 0.1983E+01 370 116 302 0.5676E+00 360 370 116 31
5 0.346E+01 0.7477 0.1270E+01 370 116 115 0.6431E+00 370 302 116 31
6 0.479E+01 0.2372 0.2023E+01 370 116 302 0.6775E+00 360 370 116 31
7 0.361E+01 0.7453 0.1271E+01 370 116 115 0.6664E+00 370 302 116 31
8 0.442E+01 0.2341 0.2033E+01 370 116 115 0.2591E+00 370 116 302 31
9 0.337E+01 0.7422 0.1279E+01 370 116 115 0.6749E+00 370 116 302 31
10 0.422E+01 0.2354 0.2040E+01 370 116 115 0.2569E+00 370 116 302 31
11 0.332E+01 0.7416 0.1280E+01 370 116 115 0.6763E+00 370 116 302 31
12 0.418E+01 0.2355 0.2042E+01 370 116 115 0.2565E+00 370 116 360 31
13 0.331E+01 0.7415 0.1280E+01 370 116 115 0.6766E+00 370 116 539 31
14 0.417E+01 0.2355 0.2042E+01 370 116 115 0.2564E+00 370 116 121 31
15 0.330E+01 0.7415 0.1280E+01 370 116 115 0.6766E+00 370 116 539 31
16 0.417E+01 0.2355 0.2042E+01 370 116 115 0.2564E+00 370 116 121 31
17 0.330E+01 0.7415 0.1280E+01 370 116 115 0.6766E+00 370 116 539 31
18 0.417E+01 0.2355 0.2042E+01 370 116 115 0.2564E+00 370 116 121 31
19 0.330E+01 0.7415 0.1280E+01 370 116 115 0.6766E+00 370 116 539 31
20 0.417E+01 0.2355 0.2042E+01 370 116 115 0.2564E+00 370 116 121 31
21 0.330E+01 0.7415 0.1280E+01 370 116 115 0.6766E+00 370 116 539 31
Warning(Gen): Generator at Bus 302 bouncings at limit: 4
Warning(Newton): Bouncings exceeded limit. Solution is not reliable
Power flow solution completed
No convergence
Static contingency completed
```

Figura 91 - Sequência das interações para a contingência da LT 116-370 na direção 6 da Figura 90

As direções 15, 16, 17 e 18 indicaram violação da segurança para a contingência da LT 116-117 na região de segurança apresentada na Figura 90. A exploração dessas direções permite a avaliação da segurança para cenários de reduzidos despachos tanto nas usinas do Grupo 1 quanto nas usinas do Grupo 2 e, para isso, torna-se necessário explorar a elevação da geração das usinas do Grupo 3, garantindo o fechamento do balanço entre a carga e a geração total do sistema. Como visto anteriormente, a LT 116-117 é integrante da interligação centro-sul do modelo de rede utilizado, de forma que o evento de desligamento deste circuito implica na redução dessa malha de interligação,

originalmente composta por dois circuitos, para apenas um circuito. Por essa razão, associando o fluxo de potência elevado nessa interligação, no sentido da malha central para a malha sul, com a perda de um dos seus circuitos, a capacidade de intercâmbio é reduzida, tornando o sistema inseguro para essa contingência.

6.1.1.1.b) Região de segurança dinâmica

A análise do resultado apresentado na região de segurança dinâmica para a malha sul, considerando o parque gerador misto e o modelo de carga 100% potência constante, exposta na Figura 92, também apresentou violações de segurança em algumas direções que serão comentadas a seguir.

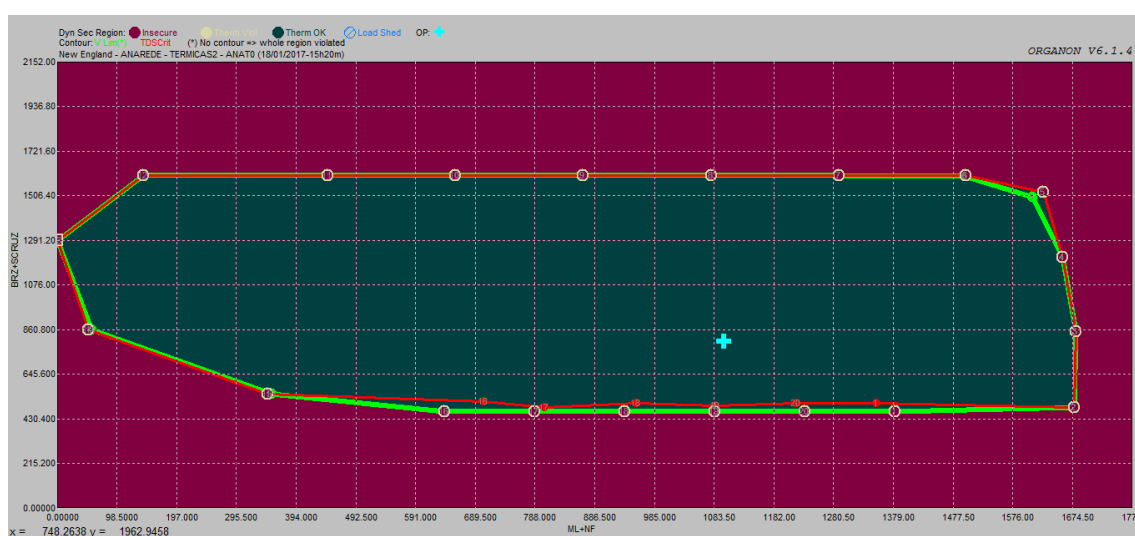


Figura 92 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar carga nominal - 100% potência constante

A fronteira superior da região de segurança, formada pelas direções 6, 7, 8, 9, 10, 11 e 12, apresentou a violação do limite de segurança para a contingência da LT 116-370. Como já destacado nessa dissertação, essa contingência é responsável pelo ilhamento das usinas do Grupo 2 com as barras de carga 370 e 539, de forma que, nas direções citadas, o cenário apresentado é de elevado despacho de geração nas usinas do Grupo 2, mostrando a necessidade de uma restrição de segurança associada ao máximo despacho dessas usinas, para que o sistema possa ser estável após a contingência desta LT sob a ótica da estabilidade de frequência.

De forma complementar, a fronteira inferior da região de segurança, formada pelas direções 16, 17, 18, 19 e 20, também apresenta a violação do limite de segurança para a contingência da LT 116-370, porém associada com o reduzido despacho das usinas do Grupo 2. Dessa maneira, além da restrição de segurança para o máximo despacho,

também se faz necessária a adoção de uma restrição para o despacho mínimo dessas usinas para a manutenção da estabilidade de frequência.

Nas duas fronteiras descritas acima, a manutenção da segurança do sistema para a contingência da LT 116-370 está sujeita à estabilidade de frequência, seja na primeira pela eliminação da sobrefrequência dos geradores da ilha sudeste, que enxergam esse desligamento como uma perda de carga, ou na segunda pela extinção da subfrequência das usinas da ilha sudeste, que enxergam esse evento como uma perda de geração.

Além dessas violações de segurança, as direções 14, 15 e 16 apresentaram violação de segurança para a contingência da LT 116-117. Especificamente nessas direções, os cenários obtidos são de reduzidos despachos nas usinas do Grupo 1 e do Grupo 2, levando a elevados montantes de geração nas usinas do Grupo 3 e também a elevados carregamentos nos circuitos da interligação centro-sul. Dessa forma, a perda da LT 116-117 resulta na redução da capacidade de intercâmbio, onde, especificamente nos cenários apresentados nas direções 14, 15 e 16, o recebimento de energia da malha sul deve ser limitado, para garantir a segurança do sistema frente a contingência citada, mantendo a estabilidade angular entre os geradores, principalmente associada às usinas do Grupo 1, que, de acordo com a resposta no domínio do tempo para essa contingência no ponto inseguro da direção 14, exposta na Figura 93, apresentam a maior variação angular.

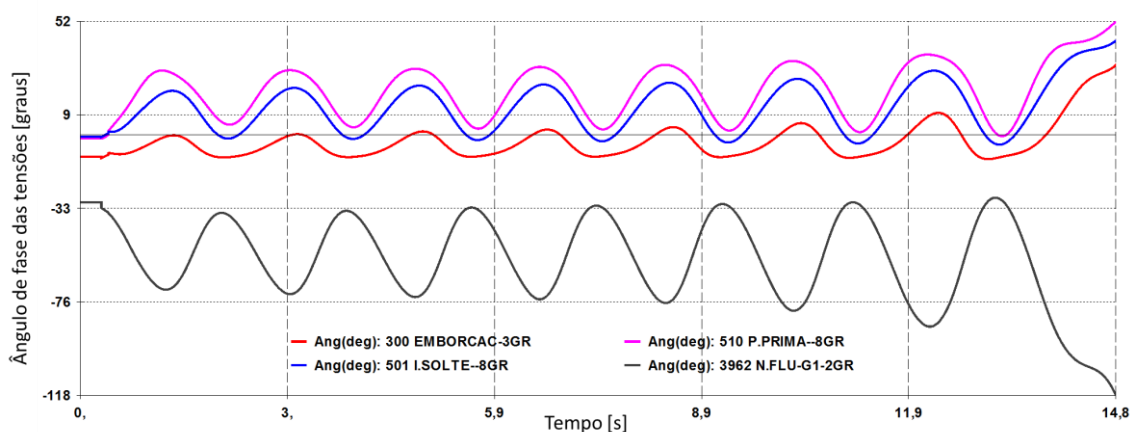


Figura 93 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 116-117 na direção 14

Por fim, as direções 2, 3, 4 e 5 apresentaram violação de segurança para a contingência da LT 121-536. Essas direções têm em comum o sentido de levar o ponto de operação inicial para cenários de elevados despachos nas usinas do Grupo 1, intensificando o carregamento na LT 121-536 e na LT 542-124, responsáveis pelo

escoamento do montante de geração das usinas desse grupo. Nos cenários mais extremos dessas direções, a contingência mencionada pode levar o sistema a instabilidade angular, conforme mostrado na Figura 94, representando uma limitação na capacidade de transmissão do circuito remanescente e levando a necessidade de limitação do despacho das usinas desse grupo, inviabilizando a plena exploração dessa parte do parque gerador.

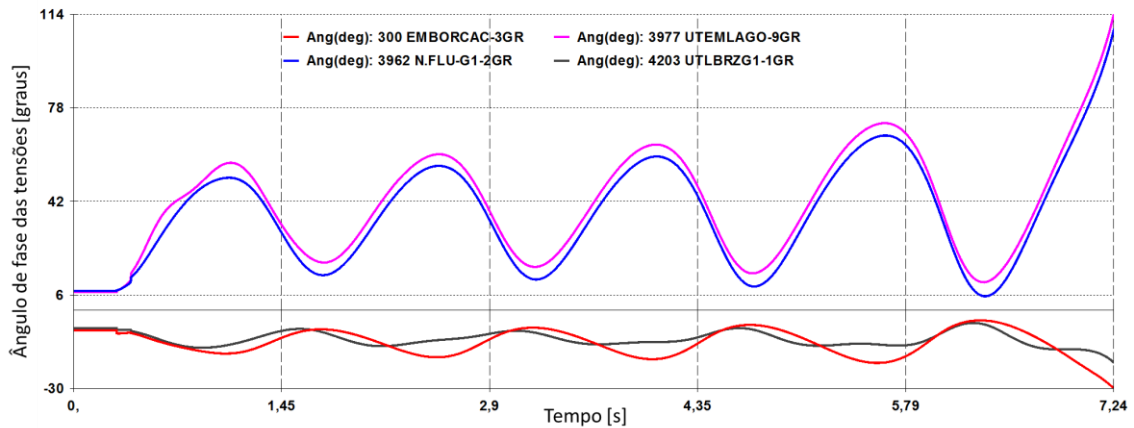


Figura 94 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 121-536 na direção 3

6.1.1.2 Patamar de carga de mínima (25%)

6.1.1.2.a) Região de segurança estática

Em comparação com o resultado apresentado na análise da região de segurança estática para o patamar de carga nominal, a Figura 95 apresenta apenas uma fronteira associada com os limites nominais de despacho nas usinas dos grupos de redespacho de geração, tornando o cenário de carga mínima menos severo quando comparada ao patamar de carga nominal.

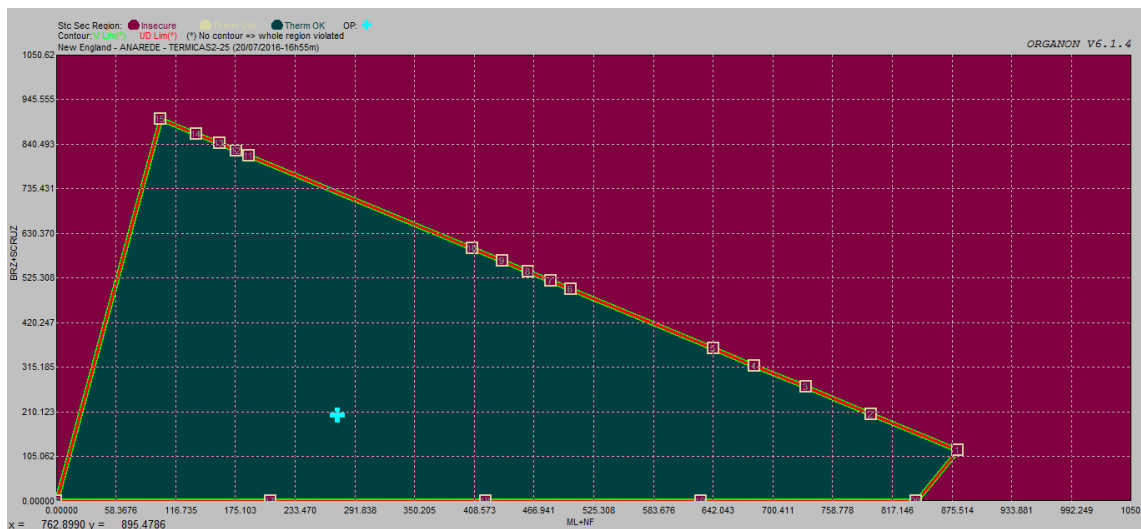


Figura 95 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga mínima - 100% potência constante

Vale acrescentar que o ponto de operação da região de segurança construída para o cenário de carga mínima pertence à região insegura do nomograma construído para o cenário de carga nominal. Esse resultado evidencia a necessidade da utilização cíclica da região de segurança ao longo da evolução diária da carga da área monitorada, ou seja, dependendo das características de um sistema, o mesmo ponto de operação pode ser inseguro para um patamar de carga e seguro para outro sob a ótica da segurança estática.

6.1.1.2.b) Região de segurança dinâmica

A análise inicial da comparação entre a região de segurança dinâmica da malha sul no patamar de carga nominal e no patamar de carga mínima, apresentadas respectivamente pela Figura 92 e pela Figura 96, mostra que os valores de geração máximo e mínimo, adotados como seguros, para o Grupo 2 e relacionados com a contingência da LT 116-370 sofreram uma alteração relevante, conforme descrito a seguir.

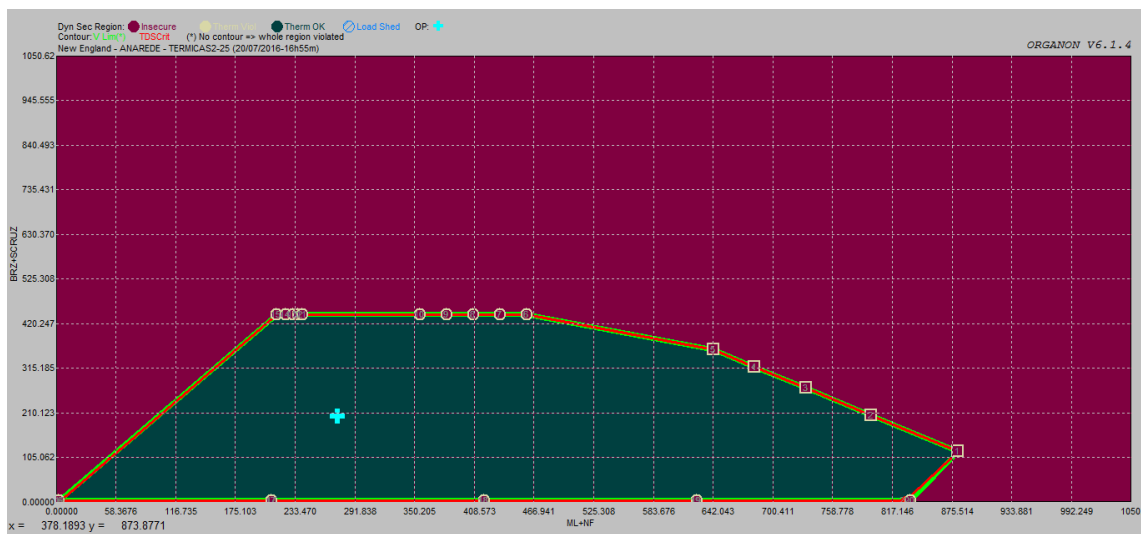


Figura 96 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga mínima - 100% potência constante

Para o patamar de carga nominal, os limites mínimo e máximo seguros de geração do Grupo 2 eram de 450 MW e de 1600 MW, respectivamente. Para o patamar de carga mínima, esses mesmos limites foram alterados para 5 MW e 440 MW, respectivamente. Reunindo essas informações é possível concluir que o fator que motiva a instabilidade de frequência para a contingência da LT 116-370 não está associado diretamente ao montante de geração despachada nas usinas do Grupo 2, mas sim associado com a diferença entre a geração e a carga da ilha sudeste. Uma outra forma de parametrizar os limites de segurança pode ser feita monitorando o fluxo de potência na própria linha que

interliga os dois sistemas, a LT 116-370, sendo essa uma das situações onde é interessante a construção do quarto nomograma, conforme item 3.3.5.

6.1.2 Análise da malha central com parque gerador térmico e carga 100% impedância constante

6.1.2.1 Patamar de carga leve (50%)

6.1.2.1.a) Região de segurança estática

A análise da região de segurança estática para a malha central, utilizando o parque gerador integralmente térmico e o modelo de carga 100% impedância constante, no patamar de carga leve, apresentada na Figura 97, não mostrou nenhuma violação de segurança, registrando apenas as limitações nominais de geração dos grupos de redespacho de geração na sua fronteira.

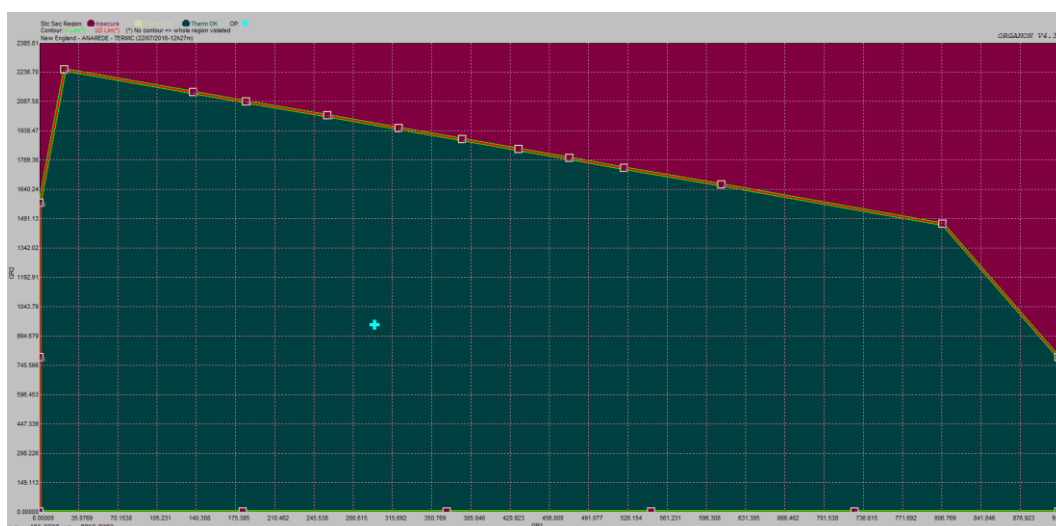


Figura 97 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga leve - 100% impedância constante

6.1.2.1.b) Região de segurança dinâmica

A análise dos resultados obtidos na região de segurança dinâmica para a malha central, considerando o parque gerador integralmente térmico e o modelo de carga 100% impedância constante, apresentada na Figura 98, ao contrário do resultado obtido pela região de segurança estática, mostrou a violação da segurança para algumas direções, que serão comentadas a seguir.

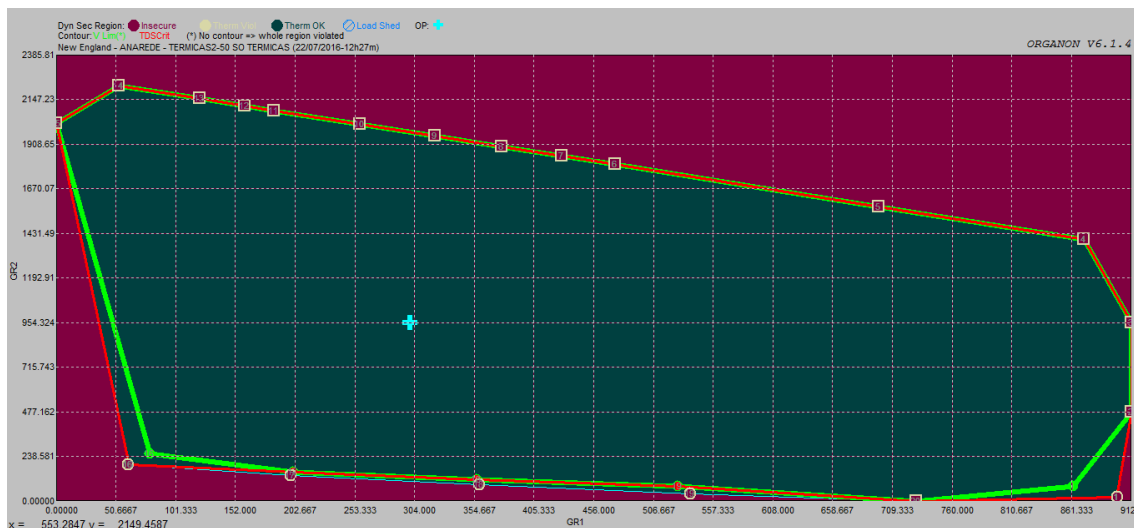


Figura 98 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga leve - 100% impedância constante

A direção 1 apresentou violação de segurança para a contingência da LT 116-117 que, conforme visto anteriormente, é integrante da interligação centro-sul do modelo de rede adotado. A direção 1 tem por objetivo explorar os cenários de elevados despachos nas usinas do Grupo 1 e do Grupo 3 com redução da geração no Grupo 2, caracterizando, de maneira mais ampla, um cenário de elevado recebimento de energia pela malha sul, onde a contingência da LT 116-117 pode levar a perda da estabilidade angular para determinados valores de intercâmbio, como mostrado na Figura 99.

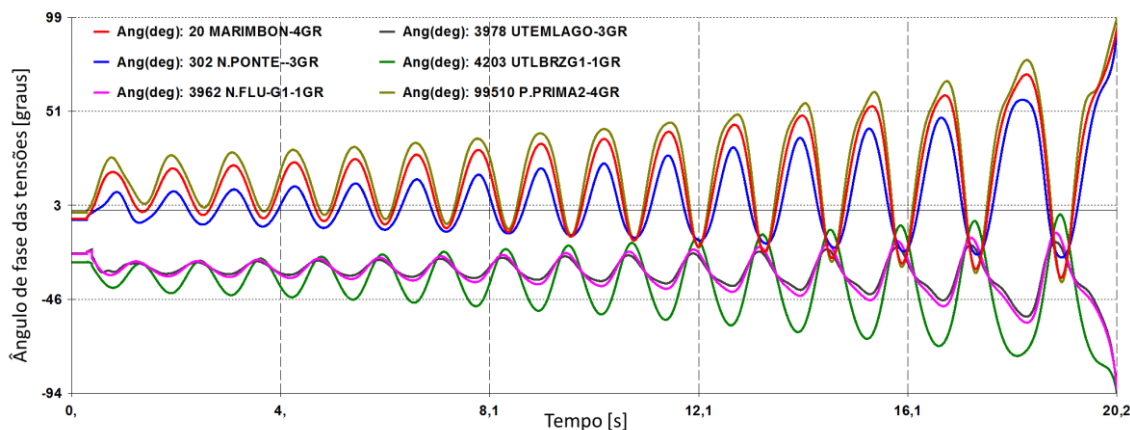


Figura 99 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 116-117 na direção 1

As direções 16 e 17 apresentaram violação de segurança para a contingência dupla da LT 117-118 e da LT 117-116, enquanto as direções 18 e 19 apresentaram violação de segurança para a contingência dupla da LT 117-127 e da LT 117-116. Essas quatro direções têm em comum a exploração de cenários com a redução acentuada da geração nas usinas do Grupo 2, com consequente elevação nas usinas do Grupo 1 e do Grupo 3,

além da elevação do intercâmbio entre as malhas central e sul. Como essas contingências afetam diretamente a capacidade de transferência de energia entre essas duas malhas, os cenários de elevado recebimento de energia da malha sul apresentaram a perda da estabilidade angular para as contingências mencionadas nos pontos inseguros destacados na fronteira da região de segurança.

6.1.2.2 Patamar de carga mínima (25%)

6.1.2.2.a) Região de segurança estática

Semelhante ao resultado encontrado para a análise da região de segurança estática para a malha central no patamar de carga leve, o resultado encontrado para o patamar de carga mínima, exposto na Figura 100, também não identificou nenhum ponto associado a uma violação de segurança. Entretanto, a diferença observada entre os nomogramas dos patamares de carga citados está associada ao despacho total das usinas dos grupos de redespacho de geração, onde no patamar de carga leve esse montante foi de 2272 MW, enquanto no patamar de carga mínima, o somatório dos três grupos foi de 1248 MW. Dessa maneira, mesmo os grupos 1, 2 e 3 possuindo, respectivamente, uma capacidade total de 912 MW, 3925 MW e 3648 MW em ambos os patamares de carga, o máximo valor explorado nas regiões de segurança se restringiu ao valor total despachado pelos três grupos, conforme descrito no item 3.2.

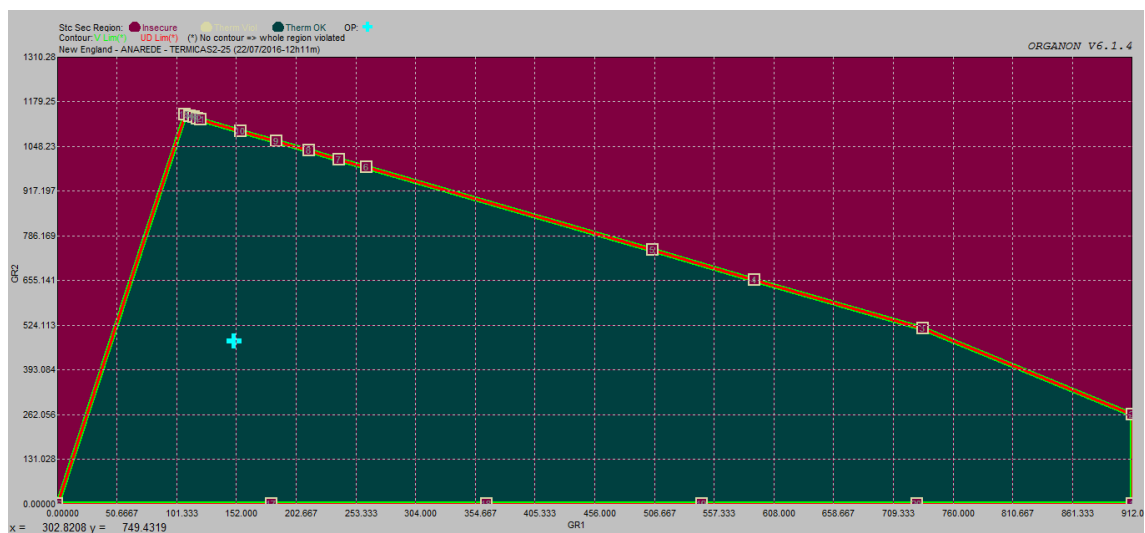


Figura 100 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga mínima - 100% impedância constante

6.1.2.2.b) Região de segurança dinâmica

A análise da região de segurança dinâmica para a malha central, considerando o modelo de carga 100% impedância constante e o parque gerador integralmente térmico, para o patamar de carga mínima, apresentada na Figura 101, diferente do resultado para o patamar de carga leve, não trouxe nenhuma violação de segurança.

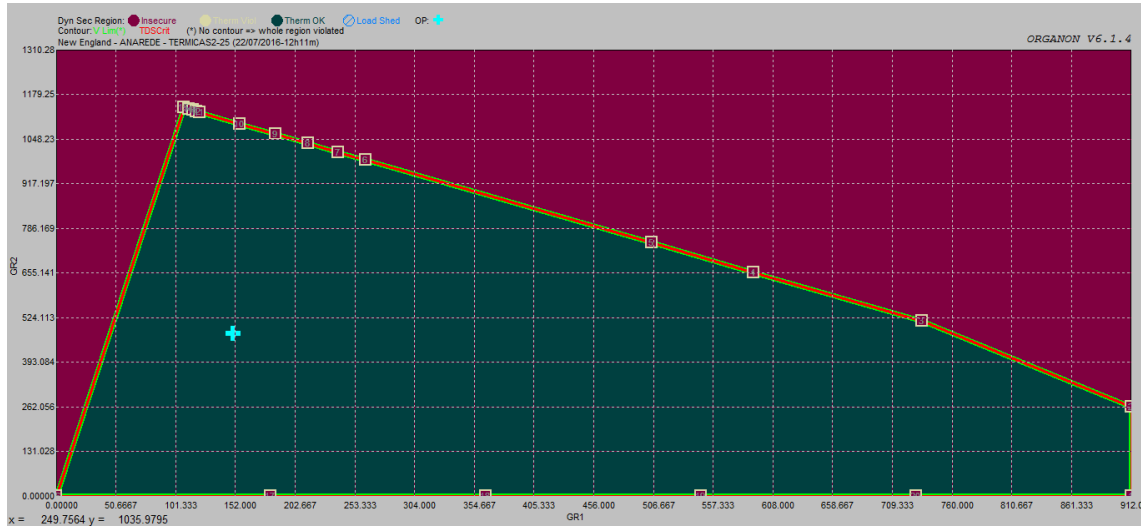


Figura 101 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga mínima - 100% impedância constante

Adicionalmente, é possível afirmar que, para o patamar de carga mínima, as direções relacionadas com a redução do despacho das usinas do Grupo 2 não trouxe as mesmas restrições apresentadas no patamar de carga leve. Esse fato é justificado pela redução da carga da malha sul, quando comparados os seus valores para os patamares de carga leve e mínima, de forma que o recebimento desta malha pôde ser explorado até mesmo nos pontos de operação onde as usinas do Grupo 2 estejam com despacho nulo. Ou seja, para o patamar de carga mínima, o máximo recebimento da malha sul alcançado não correspondeu ao ponto de máximo carregamento da interligação centro-sul, de forma que esse intercâmbio pôde ser explorado sem restrições e com segurança para o patamar de carga mínima.

6.2 Variação dos modelos dos geradores

6.2.1 Análise da malha sul no patamar de carga média e modelo de carga 100% potência constante

6.2.1.1 Comparação de geradores para a região de segurança estática

A comparação entre os tipos de geradores utilizados será feita utilizando as regiões de segurança estática exibidas pela Figura 102, para o parque gerador misto, e pela Figura 103, para o parque gerador integralmente composto por usinas térmicas.

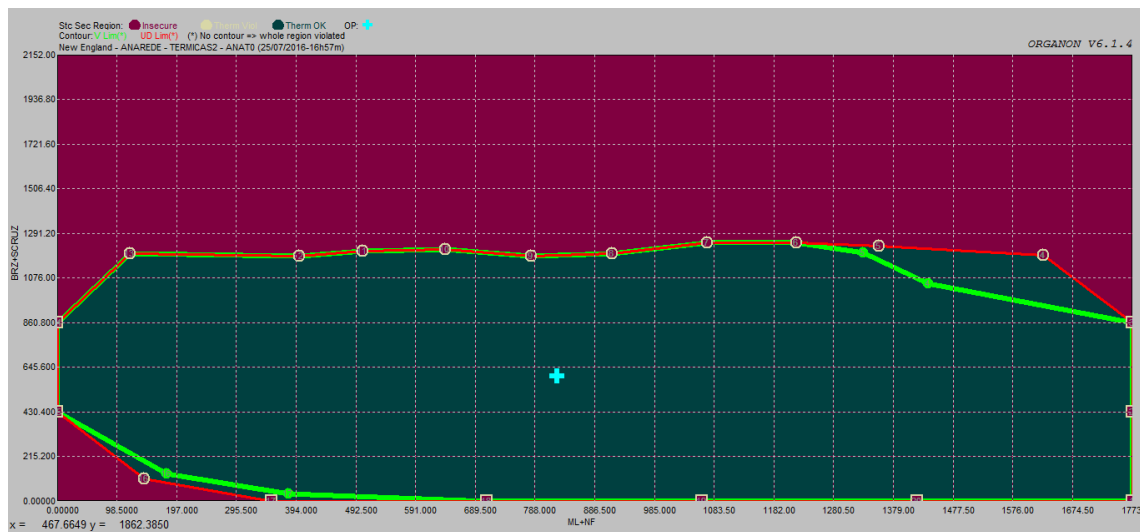


Figura 102 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% potência constante

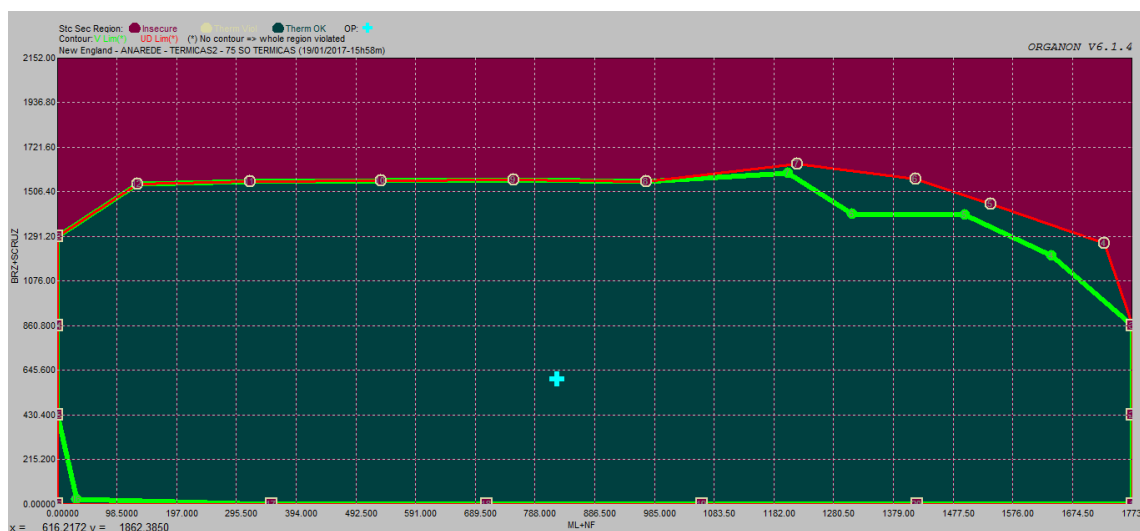


Figura 103 - RSE - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% potência constante

Comparando os resultados obtidos para as regiões de segurança estática para as duas composições de parque gerador propostas para essa dissertação, conforme item 4.1,

é possível notar que a região segura associada ao parque gerador térmico é superior a região segura para o parque gerador misto.

Sob a ótica da representação estática das unidades geradoras, existem duas diferenças significativas entre os modelos térmicos e hidráulicos utilizados nessa dissertação que são:

- Quantidade de unidades geradoras por usina;
- Limites máximo e mínimo de potência reativa;

Nesse contexto, conforme valores da Tabela 2, as usinas térmicas são representadas com grande capacidade de absorver ou fornecer potência reativa superior quando comparadas às usinas hidráulicas.

Dessa maneira, considerando a principal contingência da malha sul, o desligamento da LT 116-370, responsável pelo ilhamento das usinas do Grupo 2 com as cargas das barras 370 e 539, a característica associada a elevada capacidade de fornecer ou de absorver potência reativa às usinas térmicas auxilia o processo de convergência do fluxo de potência, diminuindo a quantidade de iterações, na medida em que permite um melhor controle de tensão tanto para a ilha sudeste quanto para o restante do sistema.

6.2.1.2 Comparação de geradores para a região de segurança dinâmica

De maneira semelhante ao item 6.2.1.1, a comparação entre os tipos de geradores utilizados será feita utilizando as regiões de segurança dinâmica exibidas pela Figura 104, para o parque gerador misto, e pela Figura 105, para o parque gerador integralmente composto por usinas térmicas.

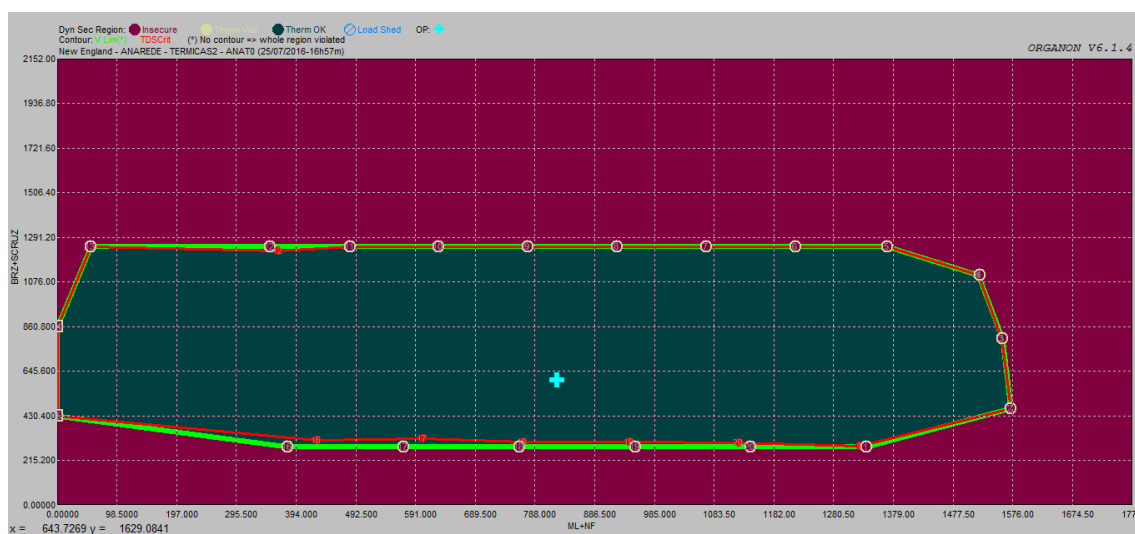


Figura 104 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% potência constante

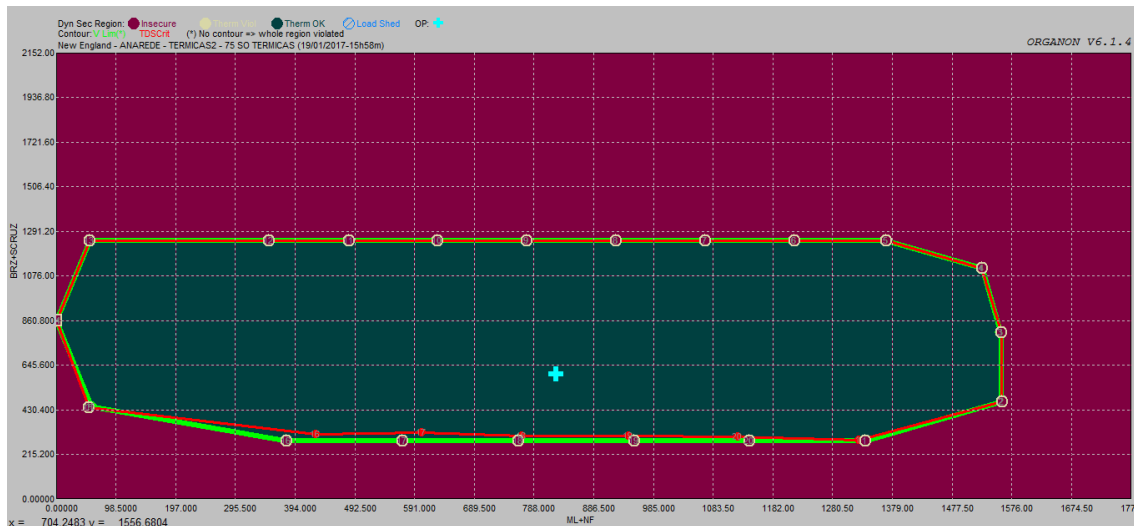


Figura 105 - RSD - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% potência constante

Uma análise preliminar comparativa entre os resultados apresentados pelo parque gerador misto e pelo parque gerador térmico poderia levar a conclusão de que a modelagem dinâmica teria uma influência mínima sobre as regiões de segurança. Entretanto, vale ressaltar que, como as três contingências críticas da malha sul, nesse patamar de carga, são as perdas simples da LT 116-370, da LT 116-117 e da LT 121-536, e que todas elas são associadas principalmente a perda de estabilidade dos geradores do Grupo 1 e do Grupo 2, que não sofreram alteração nessa etapa de comparação, o resultado é coerente.

Dessa maneira, foram retiradas da lista de eventos as contingências simples da LT 116-370, da LT 116-117 e da LT 121-536 com o propósito de comparar as demais contingências, atingindo as unidades geradoras hidráulicas que foram substituídas, cujo resultado é apresentado na Figura 106, para a composição do parque gerador misto, e na Figura 107, para o parque gerador térmico.

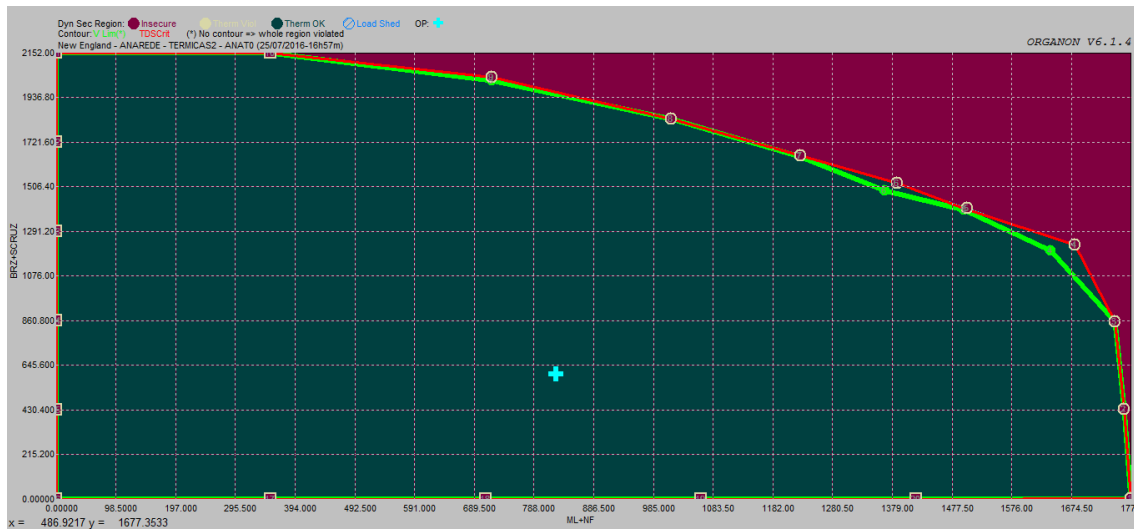


Figura 106 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga pesada - 100% potência constante – retiradas as contingências simples da LT 116-370, da LT 116-117 e da LT 121-536

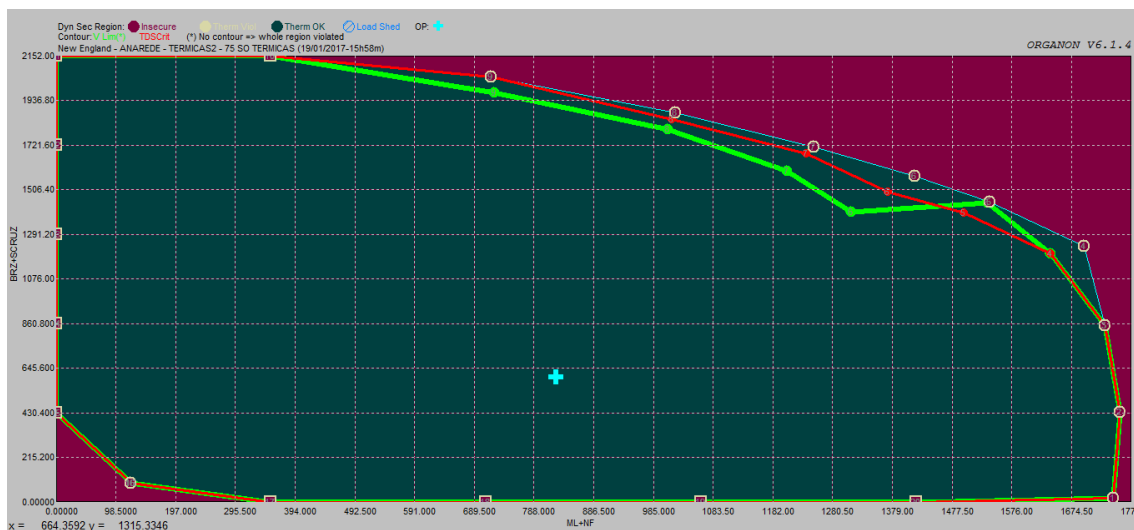


Figura 107 - RSD - malha sul - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% potência constante – retiradas as contingências simples da LT 116-370, da LT 116-117 e da LT 121-536

Para o parque gerador térmico, ao se retirar as perdas simples da LT 116-370, da LT 116-117 e da LT 121-536 da lista de eventos, as contingências que violaram o critério de segurança foram as perdas simples da LT 116-121, LT 114-115 e da LT 115-116. Para a composição do parque gerador misto, as contingências que violaram o critério de segurança foram apenas as perdas simples da LT 116-121 e da LT 115-116.

Para a região de segurança relacionada com o parque gerador térmico, a contingência da LT 114-115 apresentou violação do limite de segurança na direção 16, registrando que essa composição de geradores não consegue ser estável, no cenário de geração de potência ativa nula nas usinas do Grupo 1 e do Grupo 2, para esse evento, conforme mostrado na Figura 108. Em contrapartida, a Figura 109 apresenta o resultado

para a mesma contingência considerando o ponto de operação com geração de potência ativa nula nas usinas do Grupo 1 e do Grupo 2, porém para a composição mista de geradores, onde o sistema é estável para o evento.

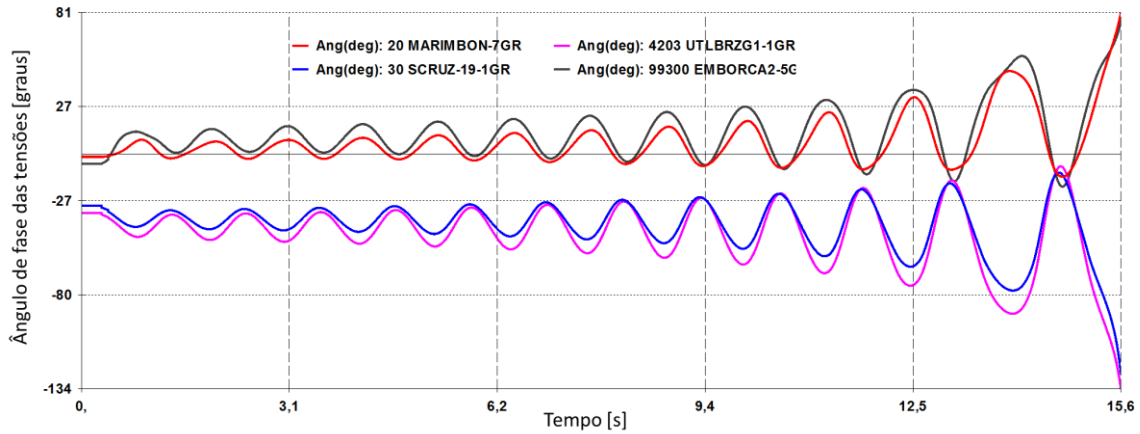


Figura 108 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 114-115 na direção 16 da Figura 107

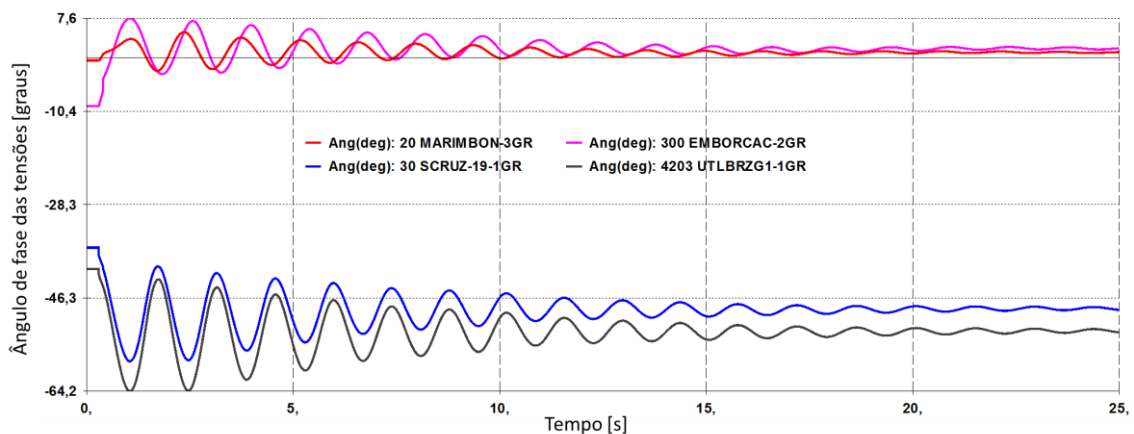


Figura 109 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 114-115 na direção 16 da Figura 106

Assim sendo, ainda é possível observar que o resultado apresentado para as duas composições de parques geradores propostas é bastante semelhante sob a análise dos resultados apresentados nas regiões de segurança dinâmicas apresentadas neste item, ao contrário do observado para a comparação realizada nas regiões de segurança estática.

6.2.2 Análise da malha central no patamar de carga média e modelo de carga 100% potência constante

6.2.2.1 Comparação de geradores para a região de segurança estática

A comparação entre os tipos de geradores utilizados será feita utilizando as regiões de segurança estática exibidas pela Figura 110, para o parque gerador misto, e pela Figura 111, para o parque gerador integralmente composto por usinas térmicas.

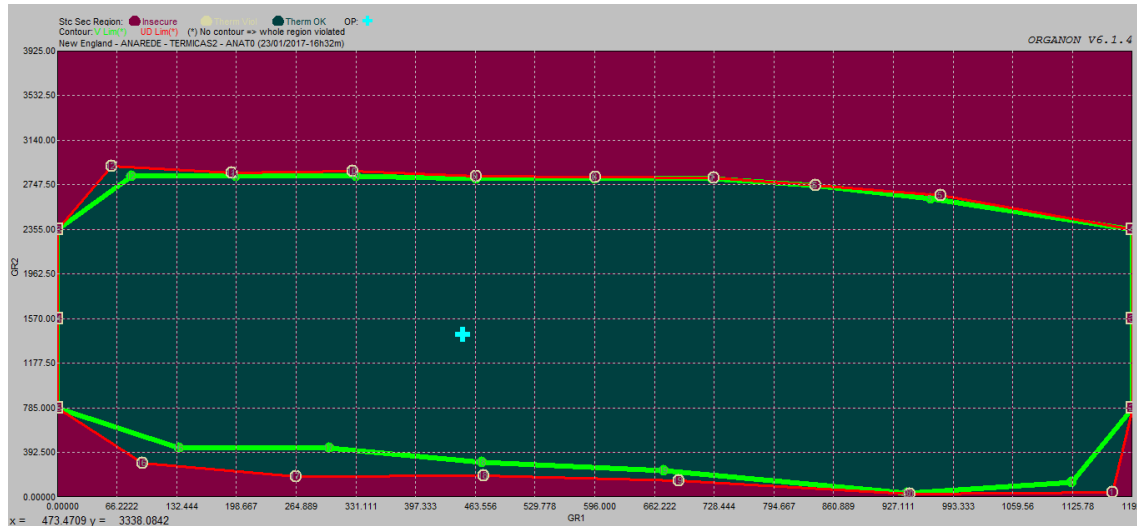


Figura 110 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% potência constante

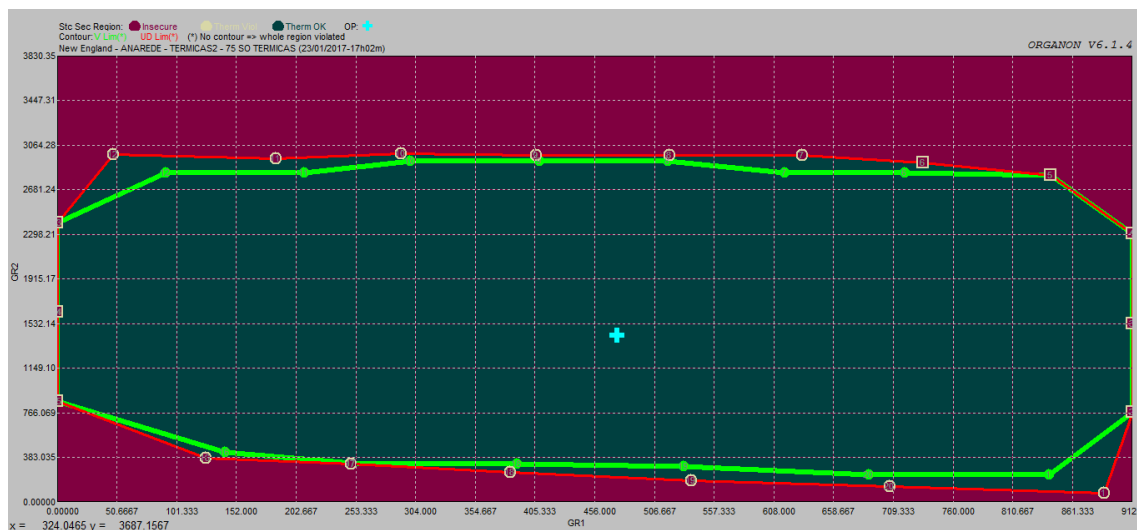


Figura 111 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% potência constante

A primeira consideração que deve ser feita nessa etapa de comparação é a limitação de geração nas usinas do Grupo 1. O valor máximo nominal de geração, no modelo que utiliza o parque gerador misto, é de 1192 MW. Já no modelo composto apenas por usinas térmicas, o valor máximo nominal para esse mesmo grupo é de 912 MW.

Sob a ótica da análise de segurança estática, ambos os resultados são semelhantes, uma vez que, em linhas gerais, as restrições máxima e mínima de geração do Grupo 2 é a mesma para as duas composições do parque gerador. Adicionalmente, nas duas regiões de segurança foi possível explorar plenamente o despacho das usinas do Grupo 1, dispensando qualquer tipo de restrição de segurança para este grupo.

6.2.2.2 Comparação de geradores para a região de segurança dinâmica

De maneira semelhante ao item 6.2.2.1, a comparação entre os tipos de geradores utilizados será feita utilizando as regiões de segurança dinâmica exibidas pela Figura 112 e Figura 102, para o parque gerador misto, e pela Figura 113, para o parque gerador integralmente composto por usinas térmicas.

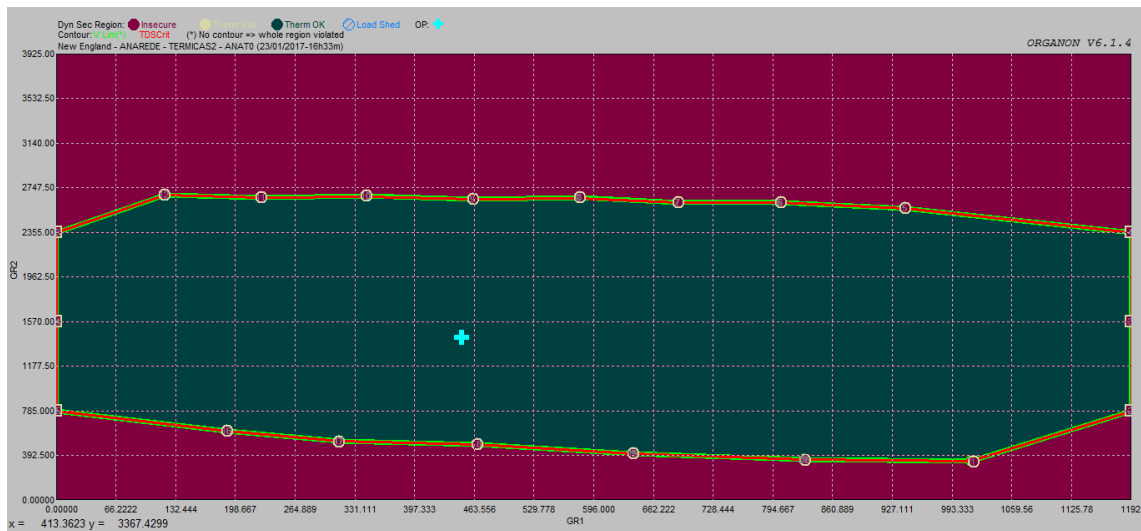


Figura 112 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% potência constante

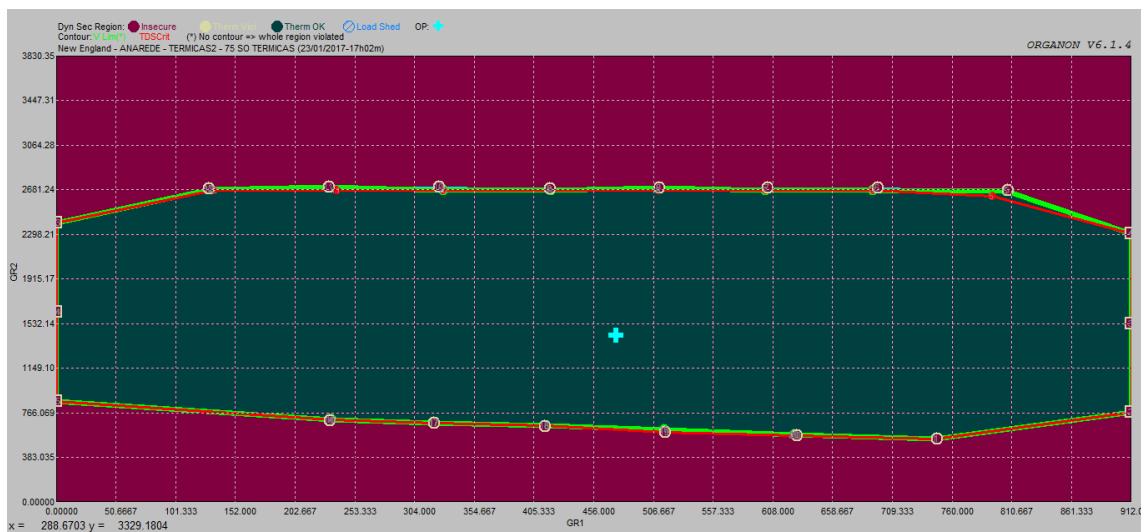


Figura 113 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% potência constante

Conforme relatado na análise da região de segurança estática, a primeira consideração deve ser feita em relação a limitação de geração as usinas envolvidas no Grupo 1. Assim, o valor nominal máximo de geração é de 1192 MW, no modelo que utiliza o parque gerador misto, e de 912 MW, no modelo composto apenas por usinas térmicas.

Sob a ótica da análise de segurança dinâmica, independente da composição do parque gerador utilizada, os resultados também apresentam as mesmas restrições de segurança para a geração máxima e mínima das usinas do Grupo 2. Adicionalmente, nas duas regiões de segurança foi possível explorar plenamente o despacho das usinas do Grupo 1, dispensando qualquer tipo de restrição de segurança.

6.2.3 Análise da malha central no patamar de carga média com modelo de carga 100% impedância constante

6.2.3.1 Comparação de geradores para a região de segurança estática

A comparação entre os tipos de geradores utilizados será feita utilizando as regiões de segurança estática exibidas pela Figura 114, para o parque gerador misto, e pela Figura 115, para o parque gerador integralmente composto por usinas térmicas.

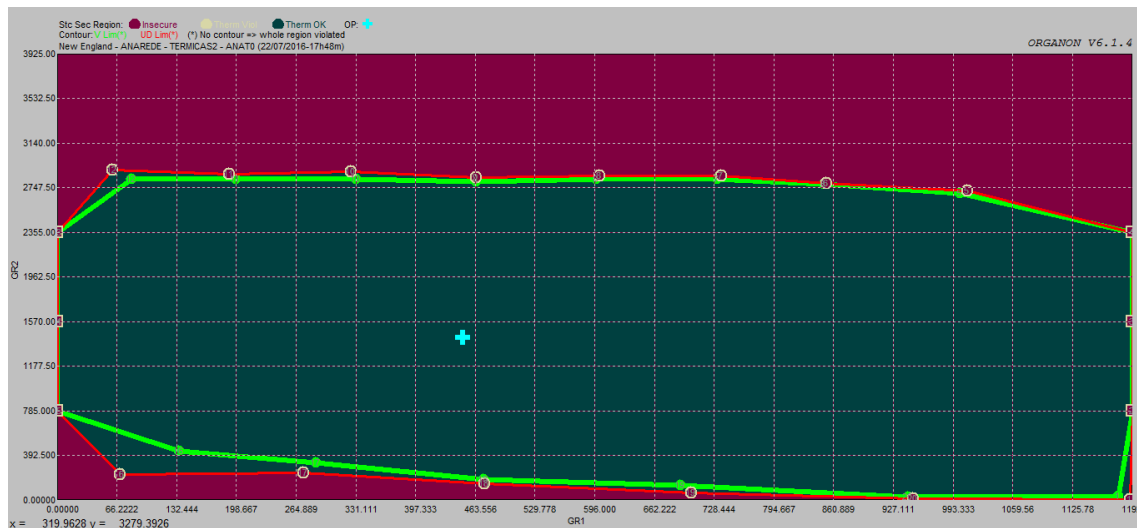


Figura 114 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% impedância constante

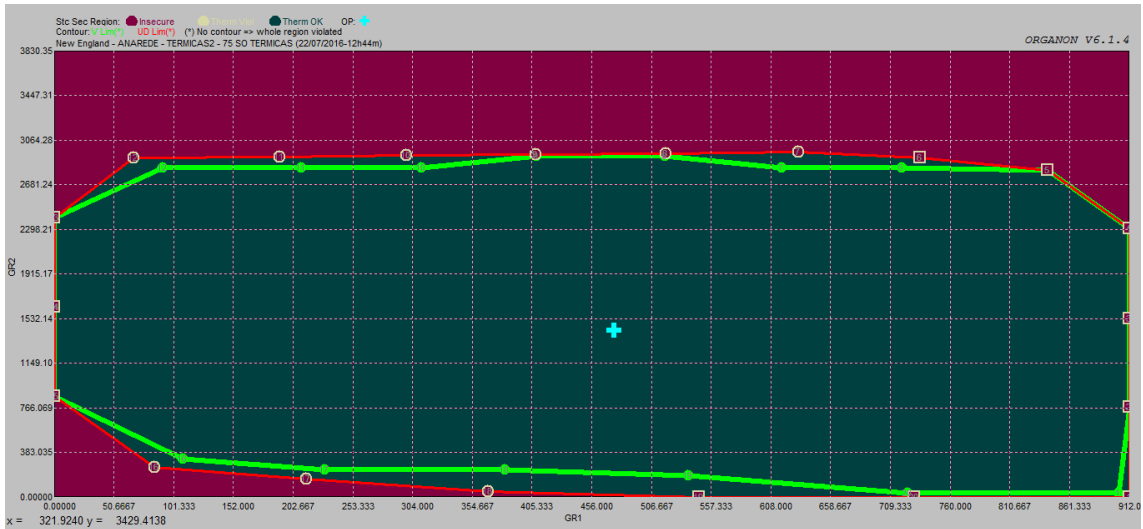


Figura 115 - RSE - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% impedância constante

A comparação entre as duas regiões de segurança estáticas para cada tipo de parque gerador, agora realizada com a modelagem de carga 100% impedância constante não trouxe nenhuma modificação na análise descrita no item 6.2.2.1.

6.2.3.2 Comparação de geradores para a região de segurança dinâmica

De maneira semelhante ao item 6.2.1.1, a comparação entre os tipos de geradores utilizados será feita utilizando as regiões de segurança dinâmica exibidas pela Figura 116 Figura 102, para o parque gerador misto, e pela Figura 117, para o parque gerador integralmente composto por usinas térmicas.

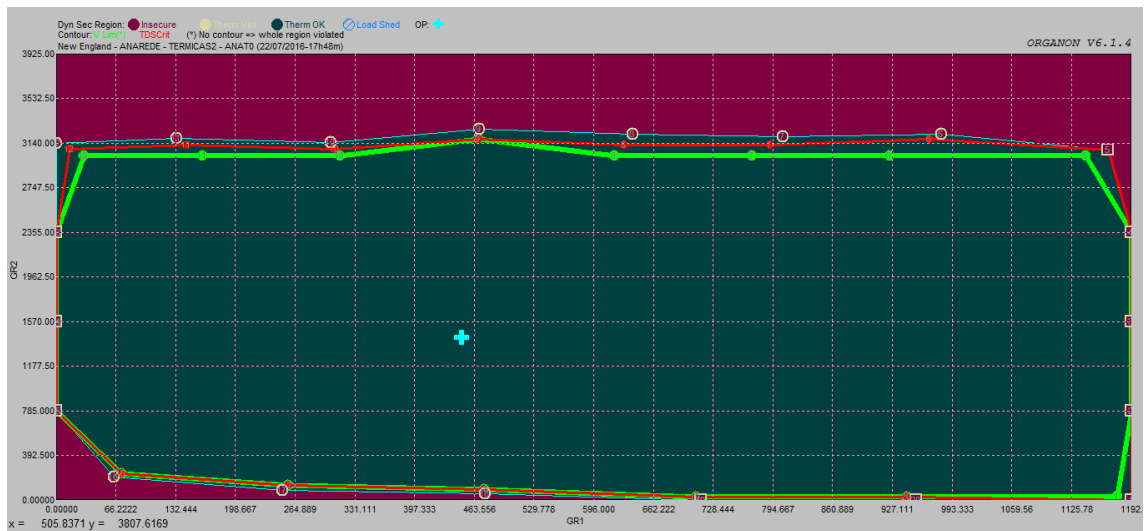


Figura 116 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga média - 100% impedância constante

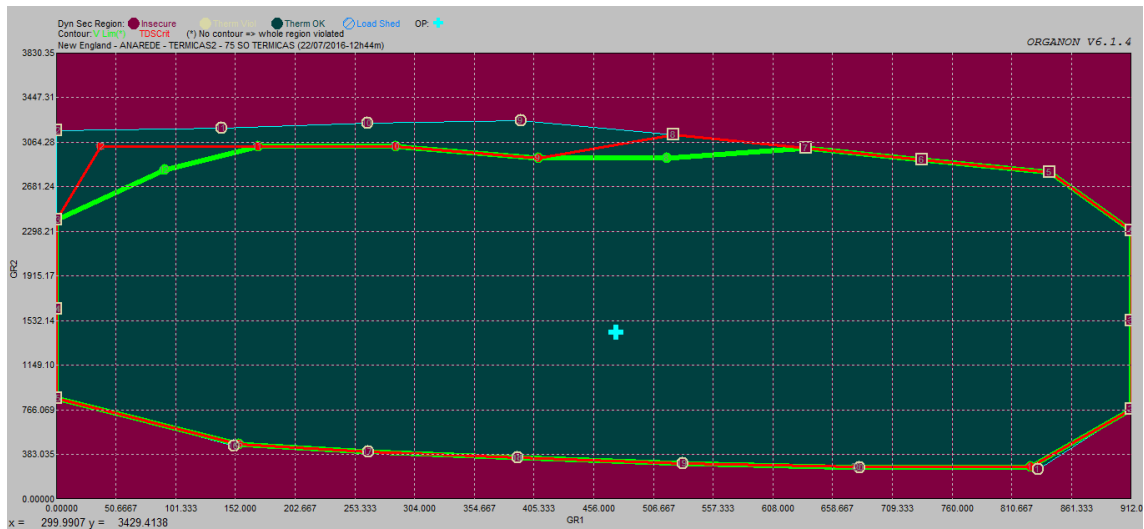


Figura 117 - RSD - malha central - parque gerador térmico - patamar de carga média - 100% impedância constante

Conforme visto nos itens 6.2.2.1 e 6.2.2.2, deve ser considerada inicialmente a limitação de geração nominal máxima, nas usinas envolvidas no Grupo 1, de 1192 MW, para o modelo que utiliza o parque gerador misto, e de 912 MW, para o modelo composto apenas por usinas térmicas.

Sob a ótica da análise de segurança dinâmica, discordante do resultado obtido no processo de comparação do item 6.2.3.2, a restrição de segurança associada ao valor mínimo de geração nas usinas do Grupo 2 não é a mesma para as duas composições do parque gerador, dado que a região de segurança associada com o parque gerador térmico apresentou uma fronteira inferior mais restrita que a fronteira inferior indicada para o parque gerador misto para as mesmas contingências associadas ao intercâmbio entre a malha central e a malha sul.

Em função da região de segurança dinâmica ter atingido valores inferiores de geração para as usinas do Grupo 2, é possível concluir que o resultado obtido no modelo composto pelo parque gerador misto alcançou uma maior capacidade de transferência de potência entre a malha central e a malha sul, fator este associado a uma maior estabilidade angular apresentada para os modelos utilizados de geradores hidráulicos em comparação com os modelos térmicos.

6.3 Variação dos tipos de eventos

6.3.1 Análise da malha sul no patamar de carga leve com modelo de carga 100% impedância constante utilizando o parque gerador misto

6.3.1.1 Região de segurança estática

A análise da região de segurança estática para a malha sul, exposta na Figura 118, apresenta violação da segurança apenas para a contingência da LT 116-370, que é responsável pelo ilhamento das usinas térmicas Santa Cruz e Governador Leonel Brizola juntamente com as cargas das barras 370 e 539. Essa contingência é a mais severa para a segurança dessa malha, consoante aos demais resultados mostrados anteriormente.



Figura 118 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga leve - 100% impedância constante

De forma a permitir a avaliação de segurança para as demais contingências, o desligamento da LT 116-370 foi retirado da lista de eventos original, e o processo de construção da região de segurança foi reiniciado com uma nova lista de eventos composta pelas demais perdas simples que não envolvem situações de ilhamento. O novo resultado, apresentado na Figura 119, confirma a informação acima, e não aponta nenhuma violação de segurança.

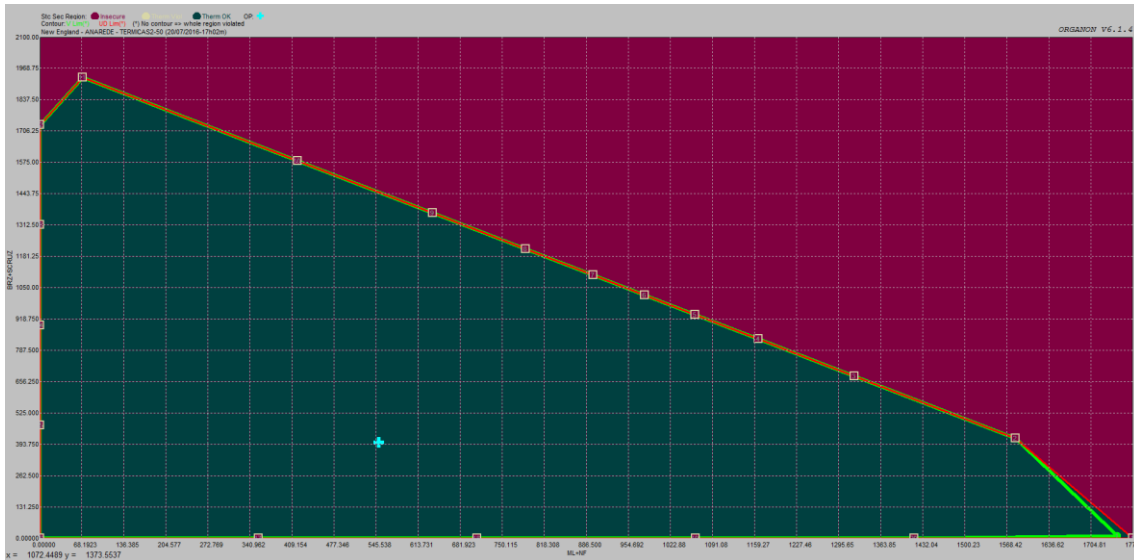


Figura 119 - RSE - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga leve - 100% impedância constante - retirada a contingência da LT 116-370 da lista de eventos

6.3.1.2 Região de segurança dinâmica

A região de segurança dinâmica para o monitoramento da malha sul, apresentada na Figura 120, indica diversos pontos de violação do critério de segurança para a contingência da LT 116-370.

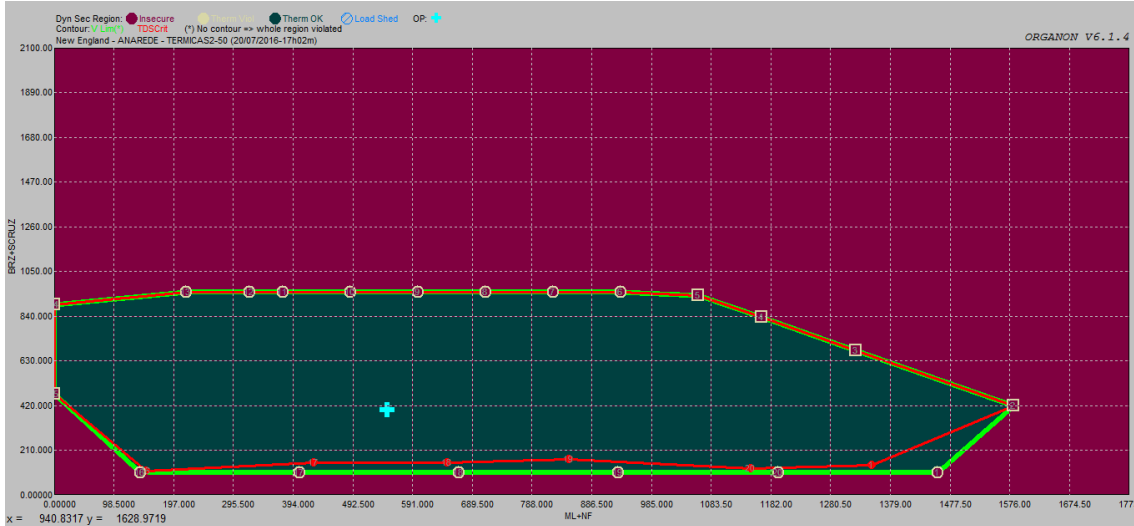


Figura 120 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga leve - 100% impedância constante

Seguindo o mesmo processo descrito no item 6.3.1.1, a contingência da LT 116-370, responsável pelo ilhamento das usinas do Grupo 2 com as barras de carga 370 e 539, foi retirada da lista de eventos para permitir a avaliação da segurança perante às demais contingências. Esse resultado é apresentado na Figura 121.

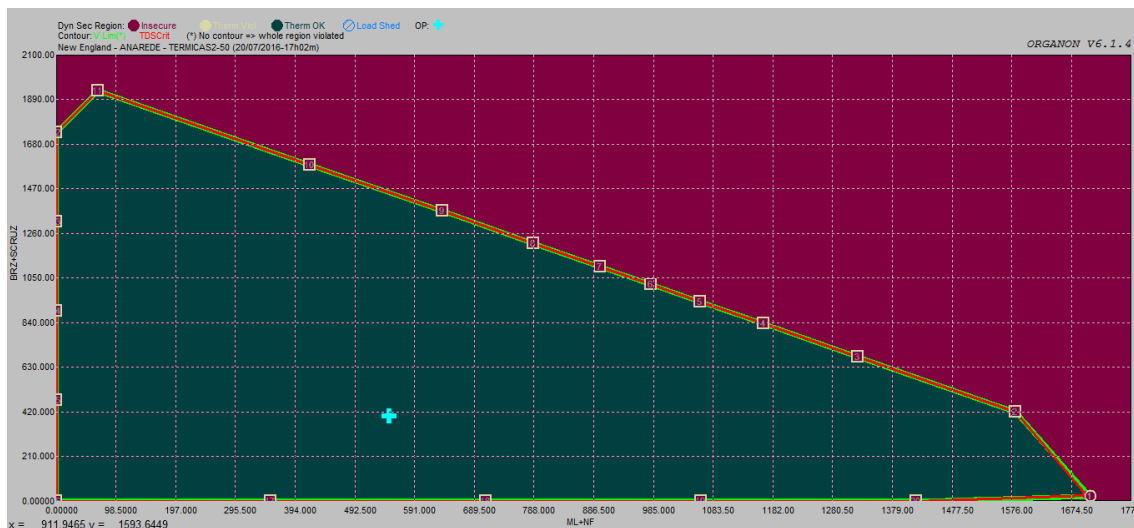


Figura 121 - RSD - malha sul - parque gerador misto - patamar de carga leve - 100% impedância constante - retirada a contingência da LT 116-370 da lista de eventos

Ao contrário do resultado obtido na região de segurança estática, a região de segurança dinâmica, construída com a nova lista de eventos, apresentou uma violação de segurança na direção 1, associada a violação de segurança para a contingência da LT 121-536. Essa direção tem por objetivo a exploração de cenários com a maximização da geração das usinas no Grupo 1 e com a minimização do despacho das usinas do Grupo 2, de forma que essa contingência implica na instabilidade angular, conforme mostrado na

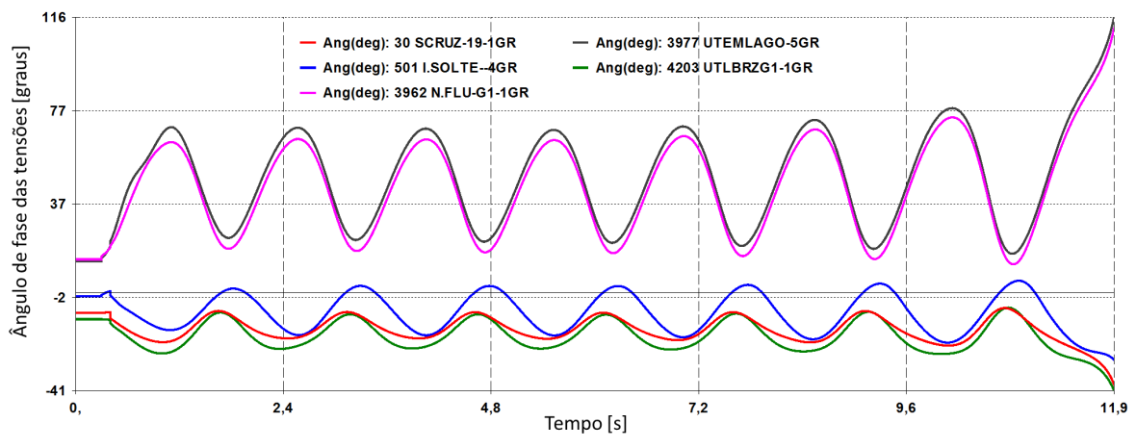


Figura 122 - Ângulos de fase das tensões para a contingência da LT 121-536 na direção 1 da Figura 121

Portanto, além da indicação de outra contingência associada com a violação do critério de segurança, a diferença obtida entre os dois resultados da região de segurança dinâmica, contendo ou não o evento de desligamento da LT 116-370, foi maior do que a diferença encontrada entre os dois resultados encontrados na região de segurança estática. Esse resultado mostra que tanto a contingência responsável pela separação da ilha sudeste

quanto a contingência simples da LT 121-536 implicaram em restrições de segurança mais severas para a análise dinâmica do que para a análise estática.

6.3.2 Análise da malha central no patamar de carga nominal com modelo de carga 100% potência constante utilizando o parque gerador misto

6.3.2.1 Região de segurança estática

A análise da região de segurança estática para a malha central, mostrada na Figura 123, registra violação de segurança para as seguintes contingências:

- Dupla: LT 117-118 e LT 117-116
- Dupla: LT 117-116 e LT 117-127
- Simples: LT 117-116

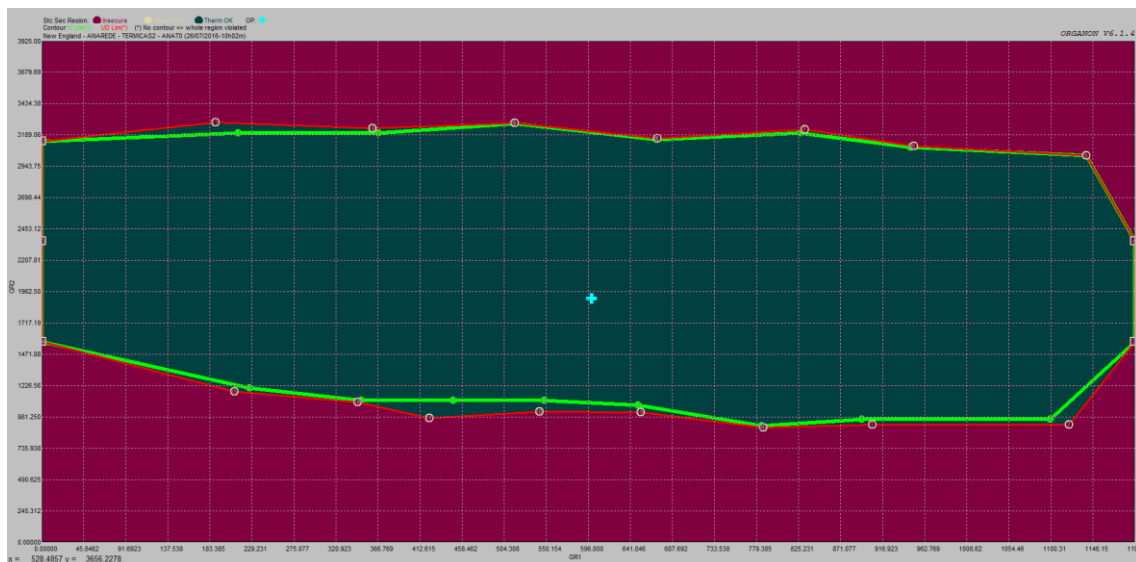


Figura 123 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga nominal - 100% potência constante

De forma a avaliar a segurança da malha central apenas para as perdas simples, todas as perdas duplas foram excluídas da lista de eventos e o processo de construção da região de segurança foi reiniciado. A Figura 124 mostra o resultado para a região de segurança estática com a nova lista de eventos.

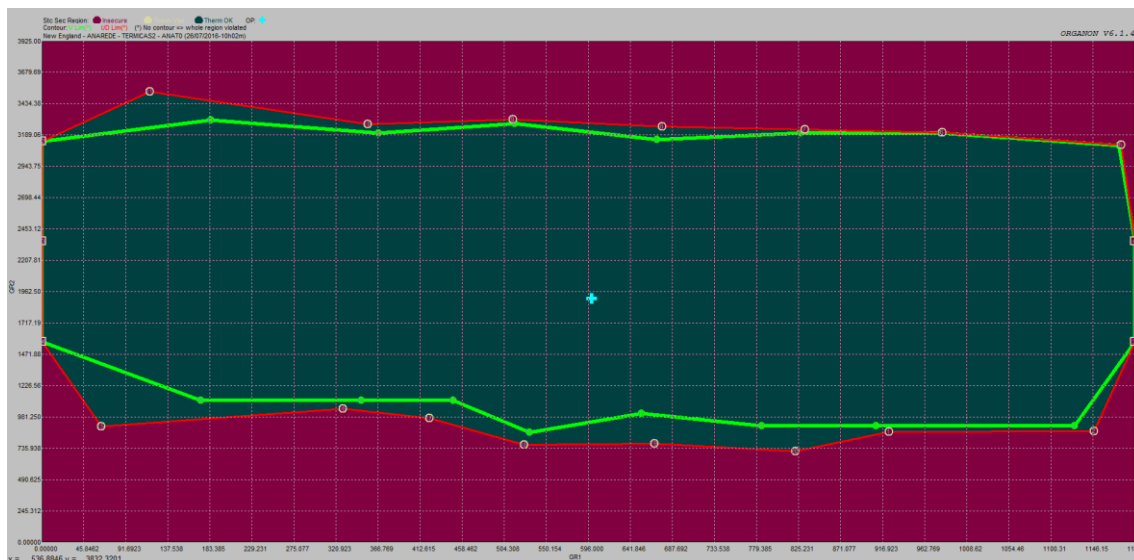


Figura 124 - RSE - malha central - parque gerador misto - patamar de carga nominal - 100% potência constante – retiradas as perdas duplas da lista de eventos

Após a retirada das contingências duplas da lista de eventos, a contingência mais severa para a segurança da malha central passou a ser a perda da LT 117-116, registrada em todos os pontos com violação de emergência.

Não foi observada diferença significativa entre os dois resultados, uma vez que todos os eventos que oferecem risco à segurança da malha central estão associados com a interligação entre esta malha e a malha sul, seja no sentido da exportação sul ou do recebimento do sul.

6.3.2.2 Região de segurança dinâmica

A região de segurança dinâmica para o monitoramento da malha central, apresentada na Figura 125, indica diversos pontos de violação do critério de segurança para as seguintes perdas:

- Dupla: LT 117-118 e LT 117-116
- Dupla: LT 117-116 e LT 117-127
- Simples: LT 117-116

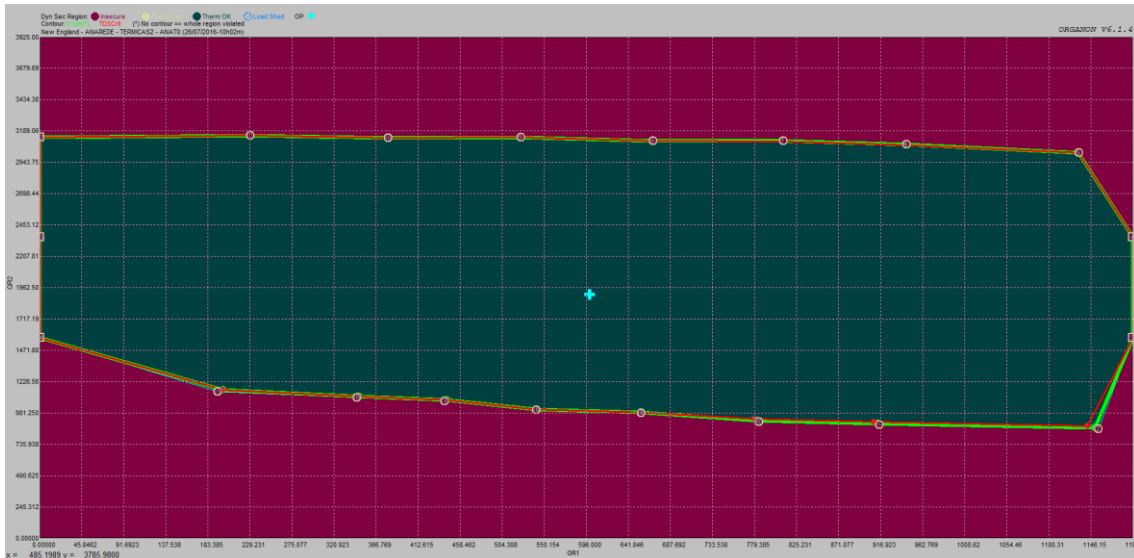


Figura 125 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga nominal - 100% potência constante

Seguindo o mesmo processo descrito no item 6.3.2.1, todas as contingências duplas foram retiradas da lista de eventos para permitir a avaliação da segurança perante às demais contingências.

O resultado encontrado para a região de segurança dinâmica, mostrado na Figura 126, foi bastante parecido com o resultado do item 6.3.2.1, relativo a região de segurança estática, construída com a nova lista de eventos, onde, após a retirada das contingências duplas, a contingência mais severa para a segurança da malha central passou a ser a perda da LT 117-116, registrada em todos os pontos com violação de emergência.

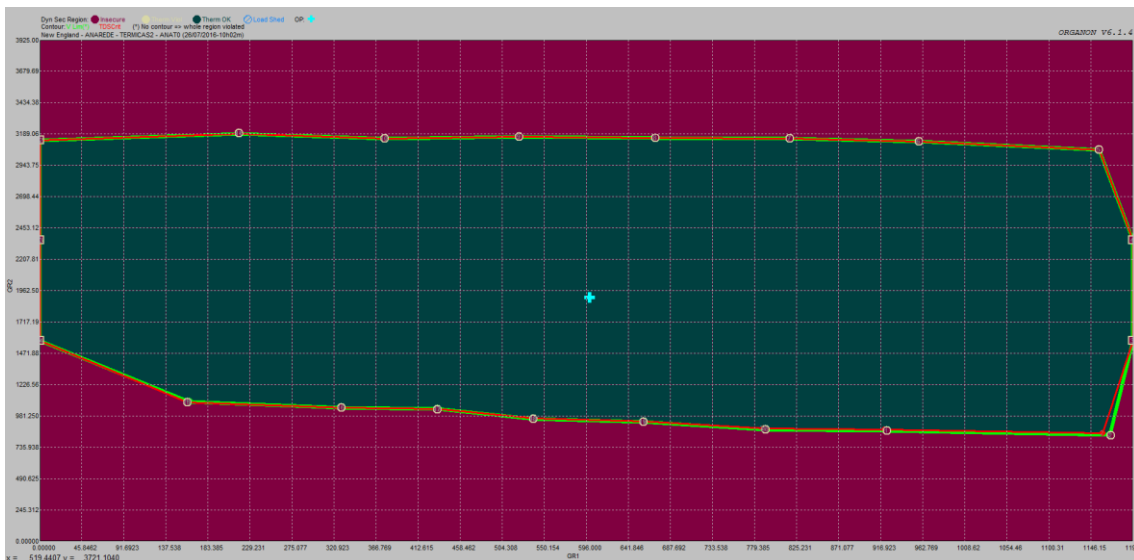


Figura 126 - RSD - malha central - parque gerador misto - patamar de carga nominal - 100% potência constante – retiradas as perdas duplas da lista de eventos

Portanto, não foi observada diferença significativa entre os resultados tanto da análise dinâmica quanto da análise estática, uma vez que todos os eventos que ofereceram risco à segurança da malha central estavam associados com a interligação entre esta malha e a malha sul, seja no sentido exportador ou importador.

6.4 Consolidação dos resultados

Conforme visto no capítulo anterior, a modelagem de carga é um dos principais fatores que influenciam nas regiões de segurança, tanto estáticas quanto dinâmicas. Os modelos de carga propostos nessa dissertação, quando aplicados nos cenários adotados, foram capazes de produzir diferentes resultados onde uma determinada direção apresentou violação para diferentes contingências, ou até mesmo chegou ao limite máximo de um grupo de redespacho de geração sem violar o critério de segurança, para cada modelagem utilizada. Dessa maneira, foi possível comprovar a importância desse parâmetro para a análise de segurança, de forma que a sua alteração pode significar o afastamento ou a aproximação da fronteira do nomograma.

Adicionalmente, o processo de investigação da influência da modelagem de carga também conseguiu mostrar, através das regiões de segurança estática do item 5.2.1, que nem sempre as regiões de segurança são crescentes quando da utilização dos modelos de carga 100% potência constante, 100% corrente constante e 100% impedância constante, respectivamente.

A investigação quanto a variação dos patamares de carga mostrou que as fronteiras de segurança podem ser totalmente redefinidas para cada condição de carga, sendo que um ponto de operação definido pode ser considerado como seguro para um patamar de carga e inseguro para outro. Essa relação de dependência entre os patamares de carga e as fronteiras de segurança comprovou a necessidade da monitoração constante das regiões de segurança ao longo do tempo, com o propósito de percorrer todo o comportamento diário da carga do sistema e não apenas um pequeno conjunto de patamares definidos.

Ao contrário da expectativa inicial dessa dissertação, a alteração da composição do parque gerador trouxe uma variação maior para as regiões de segurança estática do que para as regiões de segurança dinâmica. Para as regiões de segurança estática, houve

o avanço das fronteiras de segurança para a composição integralmente térmica dos geradores, enquanto, para as regiões de segurança dinâmica, foi observado um pequeno avanço quando da utilização do parque gerador misto. Ou seja, os resultados encontrados nesse estudo mostraram que as regiões de segurança estática para o parque gerador térmico foram maiores que as regiões para o parque gerador misto. O resultado contrário foi constatado para as regiões de segurança dinâmica. Apesar dessa indicação, não é possível fazer nenhum tipo de generalização nessa comparação uma vez que os modelos estáticos e dinâmicos de geradores podem apresentar características diversas a tal ponto que essa tendência não seja mais seguida.

Os diferentes tipos de eventos utilizados mostraram que a contingência associada a condição de ilhamento, na monitoração da segurança da malha sul, foi mais severa para a análise de segurança dinâmica do que para a análise estática, uma vez que esse tipo de evento apresentou instabilidade da frequência para determinados valores de despacho nas usinas do Grupo 2. Dessa maneira, quando da exclusão da contingência da LT 116-370, foi observado um grande avanço da fronteira das regiões de segurança dinâmica, enquanto o avanço da fronteira das regiões de segurança estática houve um avanço menor. Esse resultado indica que a utilização da região de segurança dinâmica é mais adequada quando de eventos associados com o ilhamento de determinadas áreas, dado que a análise da estabilidade da frequência não é encontrada na análise de segurança estática.

Para a monitoração da malha central, não foram encontradas diferenças significativas quando da eliminação das perdas duplas, uma vez que as contingências mais críticas estavam associadas com a interligação entre a malha sul e a malha central, de forma que a perda simples da LT 116-117 passou a ser a mais severa da nova lista de contingências.

Após reunir os resultados para a investigação dos quatro parâmetros propostos, as regiões de segurança encontradas em todo o processo de comparação, exposto na Figura 43, foram elaboradas duas tabelas (Tabela 4 e Tabela 5), mostradas abaixo, com o objetivo de comparar as regiões de segurança estática com as regiões de segurança dinâmica, cuja interpretação deve ser realizada conforme legenda:

- RSE – Situação onde a região de segurança estática calculada foi maior que a região de segurança dinâmica;
- RSD – Situação onde a região de segurança dinâmica calculada foi maior que a

região de segurança estática;

- 0 – Situação onde não foram verificadas diferenças significativas entre os resultados das regiões de segurança estática e dinâmica.

Patamar de carga		Malha Sul (caso com ilhamento)					
		Geração mista (H+T)			Geração térmica (T)		
		P cte	I cte	Z cte	P cte	I cte	Z cte
Mínima	25%	RSE	RSE	RSE	RSE	RSE	RSE
Leve	50%	RSE	RSE	RSE	RSE	RSE	RSE
Média	75%	RSE	RSE	RSE	RSE	RSE	RSE
Nominal	100%	RSE	RSE	RSE	RSE	RSE	RSE
Pesada	125%	RSD	RSE	RSE	RSE	RSE	RSE

Tabela 4 - Consolidação dos resultados da Malha Sul

Patamar de carga		Malha Central (caso sem ilhamento)					
		Geração mista (H+T)			Geração térmica (T)		
		P cte	I cte	Z cte	P cte	I cte	Z cte
Mínima	25%	0	0	0	0	0	0
Leve	50%	0	RSD	RSD	RSE	RSE	RSE
Média	75%	0	0	RSD	RSE	RSE	0
Nominal	100%	0	0	RSD	RSE	RSE	0
Pesada	125%	RSE	RSE	RSD	RSE	RSE	RSE

Tabela 5 - Consolidação dos resultados da Malha Central

Para a maioria dos casos utilizados na avaliação de segurança da malha sul, a região de segurança estática foi superior à região de segurança dinâmica, sendo encontrada apenas uma situação onde a região de segurança dinâmica superou a estática. O resultado dessa comparação é justificado porque a avaliação da segurança dinâmica registra como limite os pontos de operação onde o valor da frequência em pelo menos uma das ilhas, resultantes após o evento de desligamento do circuito entre as barras 116 e 370, é superior ou inferior ao valor definido pelo usuário (mínimo: 55,8 Hz / máximo: 66 Hz). Enquanto que, para a avaliação da região de segurança estática, o limite de segurança é apontado quando o método numérico de fluxo de potência não alcança convergência.

Considerando a avaliação da malha central, existe uma predominância da região de segurança dinâmica sobre a estática quando é utilizado o parque gerador misto. Todavia, quando é utilizado o parque gerador térmico, a região de segurança estática prevalece na maioria dos cenários simulados. Conforme resultados obtidos no item 6.2,

essa constatação é justificada pela ampliação das fronteiras da região de segurança estática encontrada na modelagem estática dos geradores térmicos, e na região de segurança dinâmica alcançada pela modelagem dinâmica dos geradores hidráulicos, sendo que esses modelos são capazes de conferir maior estabilidade após distúrbios quando comparados aos modelos dos geradores térmicos.

Os cenários de carga mínima, construídos para a monitoração da malha central são iguais para as regiões de segurança estática e dinâmica uma vez que essas regiões só apresentam na sua fronteira os limites de geração de pelo menos um dos grupos de redespacho. A partir dos cenários de carga leve os demais critérios de segurança, associados às contingências, sofrem violações e, portanto, são representados nos nomogramas.

Em todos os cenários construídos com o parque gerador térmico houve predominância da região estática, ou não foram encontradas diferenças significativas entre as duas regiões.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

7.1 Conclusões

No capítulo inicial, foi realizada a contextualização do tema proposto, mostrando principalmente a importância da avaliação da segurança da operação, tanto em tempo real quanto nas etapas de planejamento, e a motivação da determinação de fatores que têm influência sobre a prática já estabelecida tanto no ONS quanto em outras organizações responsáveis pela operação de sistemas de potência.

Os conceitos teóricos foram expostos no segundo capítulo, de forma a sustentar os resultados obtidos nas simulações, sendo focadas as análises de segurança estática, utilizando o método de Newton-Raphson para a solução do cálculo de fluxo de potência e as análises de segurança dinâmica, determinadas através da solução de equações diferenciais, onde são aplicados os conceitos de estabilidade angular, de tensão e de frequência. Além desses dois conceitos para a análise de segurança, também foi apresentado o método de fluxo de potência continuado, utilizado para explorar a vizinhança do ponto de operação e identificar com precisão a fronteira das regiões de segurança.

O terceiro capítulo foi responsável por apresentar a concepção das regiões de segurança, mostrando as principais etapas para a estruturação correta da monitoração de uma determinada área elétrica. Além disso, também foi apresentado de forma abrangente o programa computacional ORGANON, utilizado como ferramenta para as todas as simulações realizadas, com o objetivo de fornecer os conhecimentos básicos para a interpretação dos nomogramas construídos na etapa de exploração dos parâmetros propostos.

A metodologia utilizada para a construção das regiões de segurança também foi apresentada no terceiro capítulo, sendo composta por: determinação da área de monitoração, determinação da lista de eventos, determinação e agrupamentos de usinas e determinação do quarto nomograma.

Para propiciar uma ampla exploração dos parâmetros propostos, no quarto capítulo foi desenvolvido o processo de criação de diversos cenários partindo de uma única representação do modelo de rede New England. Os cenários foram divididos em

duas composições de parques geradores, sendo o primeiro deles composto por usinas hidráulicas e térmicas, e o segundo composto integralmente por usinas térmicas. Além dessa divisão, também foram ajustados cinco patamares de carga, e também foram aplicados três diferentes modelos de carga.

Juntamente com a criação desses cenários, também foram aplicadas as diretrizes para a construção das regiões de segurança, indicadas no terceiro capítulo, conforme a metodologia apresentada, definindo duas áreas de monitoração, onde cada uma dessas áreas foi associada com um determinado conjunto de eventos e uma distribuição de usinas grupos de redespacho de geração.

Dessa forma, foram construídas 120 regiões de segurança, dentre elas 60 estáticas e 60 dinâmicas. O tempo para o processamento de cada região de segurança variou de 20 até 750 segundos, sendo o tempo total de simulação de 05 horas e 47 minutos, levando a um tempo médio de 173 segundos por região de segurança construída.

A modelagem da carga, analisada no quinto capítulo, se mostrou o fator responsável pelas maiores diferenças nas regiões de segurança, onde a sua variação foi capaz de alterar o resultado de uma ou mais direções, fazendo com que essas pudessem de apresentar violações de segurança para contingências diferentes, ou até mesmo o limite nominal de um determinado grupo de redespacho de geração.

Na maioria dos resultados obtidos, a modelagem da carga apresentou uma característica crescente da área segura, respectivamente para os modelos 100% potência constante, 100% corrente constante e 100% impedância constante. Entretanto, foram encontradas algumas situações específicas onde o resultado da região de segurança não respeitou essa sequência, comprovando que não é possível garantir essa característica para quaisquer região de segurança.

O sexto capítulo apresentou, através do processo comparativo, os resultados encontrados nas regiões de segurança construídas, de maneira que os demais parâmetros sob investigação puderam ser expostos individualmente. Todos esses fatores foram determinantes em pelo menos uma comparação de resultados, sendo comprovada a importância de cada um deles dentro das simulações realizadas.

A variação em patamares de carga mostrou a sua relação de sensibilidade com as restrições de segurança, evidenciando a necessidade de monitoração contínua ao longo da trajetória percorrida pela carga ao longo de um ciclo diário. Nessa análise foi

observado que um determinado ponto de operação pode ser considerado como seguro para um patamar de carga e inseguro para outro. Esse resultado comprova que uma análise baseada na região de segurança para um determinado patamar de carga nem sempre pode ser aplicada de forma generalizada para todos os demais patamares.

A modelagem estática dos geradores térmicos utilizados permitiu uma ampliação da fronteira de segurança, quando comparada ao resultado obtido nos nomogramas da composição mista dos geradores. Essa constatação foi justificada pela maior capacidade de fornecer ou de absorver potência reativa, encontrada nos modelos de geradores térmicos utilizados, contribuindo para o controle de tensão e conseqüentemente para a convergência do método de fluxo de potência.

Todavia, para a análise dinâmica, a modelagem dos geradores hidráulicos permitiu um pequeno aumento da fronteira de segurança, quando comparada a composição integralmente térmica do parque gerador. Essa constatação foi justificada pela maior inércia encontrada nos modelos de geradores hidráulicos utilizados, contribuindo para a estabilidade angular das unidades geradoras, evitando a sua perda do sincronismo.

O último parâmetro proposto neste estudo foi investigado comparativamente através da alteração das listas de eventos, num primeiro momento excluindo a contingência relacionada com o ilhamento na malha sul e, posteriormente através da retirada das contingências duplas na análise da malha central.

Para a malha sul, a retirada da contingência que provoca ilhamento surtiu um grande efeito na região de segurança dinâmica, aumentando bastante a área segura. Para a região de segurança estática não foi observado um ganho considerável. Esse fato é justificado porque a análise de segurança estática desconsidera a variação da frequência, de maneira que basta a convergência do método de fluxo de potência para que o sistema seja classificado como seguro. Para a análise dinâmica, além da análise da estabilidade, é necessário que a frequência se mantenha dentro do intervalo de 55,8 Hz a 66 Hz para que o sistema seja classificado como seguro, sendo portanto mais rígida a análise dinâmica para eventos associados com a separação do sistema em ilhas isoladas.

Com relação às perdas duplas utilizadas, as regiões de segurança estática e dinâmica não alcançaram ganhos significativos na ampliação da fronteira de segurança. Esse fato é explicado pela associação da máxima capacidade de transferência de energia entre a malha central e a malha sul, em ambos os sentidos, com a contingência do circuito

integrante da interligação centro-sul. Dessa forma, após a retirada das contingências duplas da lista de eventos, essa perda simples assumiu as indicações de violação de segurança para a fronteira das regiões de segurança sem permitir um grande avanço dessa fronteira, mostrando que a severidade da perda simples era bastante próxima da severidade das perdas duplas utilizadas.

Adicionalmente, após a conclusão das análises de cada um dos quatro parâmetros propostos, foi realizada uma comparação entre as regiões de segurança estática e dinâmica, exposta no item 6.4. De uma forma global, essa comparação final mostrou que não existe, como regra geral, uma região de segurança, estática ou dinâmica, que pode ser tomada sempre como mais restritiva que outra.

É sabido que a modelagem utilizada para a região de segurança dinâmica é mais completa, uma vez que representa os modelos dos geradores, com seus reguladores de tensão e de velocidade, além das suas reatâncias internas. Além disso, existem critérios de segurança que são analisados durante o período transitório, que não têm como ser verificados através da análise estática. Dessa forma, a análise dinâmica é normalmente preferida dentro do contexto de operação do SIN, sendo esse um dos fatores que tornam a sua utilização mais frequente. Vale acrescentar que a composição do parque gerador nacional é predominantemente hidráulica e são raras as situações de ilhamento em consequência de contingências simples. Logo, quando essas premissas são associadas, é possível encontrar uma semelhança entre o SIN e a análise da malha central do modelo de rede New England com parque gerador misto utilizado nessa dissertação, onde prevalece a região de segurança dinâmica.

7.2 Trabalhos futuros

Como sugestão para trabalhos futuros, são propostos:

- Executar o mesmo processo de comparação adotado nessa dissertação em uma rede com um ou mais elos de corrente contínua de forma a contemplar a sua dinâmica, incluindo as possíveis falhas de comutação, além de incluir eventos associados aos sistemas de corrente contínua;
- Utilizar modelos estáticos e dinâmicos de geradores fotovoltaicos e eólicos com o objetivo de compará-los com os modelos hidráulicos e térmicos utilizados de forma a identificar o comportamento das fronteiras de

segurança;

- Utilizar a representação estática e dinâmica de compensadores síncronos e estáticos, visando a expansão das fronteiras de segurança, além de compará-los também entre si.

8 BIBLIOGRAFIA

- [1] W. STEVENSON e J. GRAINGER, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1994.
- [2] P. KUNDUR, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [3] “Membros do GO15,” [Online]. Disponível em: <http://www.go15.org>. [Acesso em 28 02 2017].
- [4] “O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional,” Operador Nacional do Sistema Elétrico, [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. [Acesso em 28 02 2017].
- [5] “Northeast blackout of 1965,” [Online]. Disponível em: <http://en.wikipedia.org>. [Acesso em 28 02 2017].
- [6] S. C. SAVULESCU, *Real-Time Stability in Power Systems – Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout*, 2 ed., New York: Springer, 2014.
- [7] C. W. G. C4.601, *Review of On-Line Dynamic Security Assessment Tools and Techniques*, Paris, França, 2007.
- [8] J. L. A. JARDIM, “Online Security Assessment for the Brazilian System – a Detailed Modeling Approach”, *Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Center*, *IEEE Press-Wiley*, pp. Cap. 7, pp. 155-181, 2009.
- [9] K. MORISON, L. WANG e P. KUNDUR, “Power System Security Assessment,” *IEEE Power and Energy Magazine*, pp. 30-39, 2004.
- [10] P. KUNDUR et al., “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.19, n. 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [11] “DSA Tools,” Powertech, [Online]. Disponível em: <http://www.dsatools.com>. [Acesso em 28 02 2017].

- [12] L. D. PENNA, M. A. QUADROS, S. D. TICOM e (et al.), “Utilização da ferramenta ORGANON nos processos do ONS,” *XXI SNPTEE*, nº Florianópolis, 2011.
- [13] J. L. A. JARDIM, *Manual do ORGANON – Guia do Usuário*, 2010.
- [14] ONS, “Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos,” 2017. [Online]. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [15] S. B. CHAVES, *Análise estática e dinâmica de sistemas de potência via aplicativo computacional integrado: ORGANON*, Niterói: Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal Fluminense, 2008.
- [16] L. O. BARTHOLD, N. D. REPPEN e D. E. HEDMAN, *Análise de circuitos de sistemas de potência - ELETROBRAS*, Santa Maria: ed. Santa Maria, 1983.
- [17] A. MONTICELLI, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, 1 ed., São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1983.
- [18] P. M. ANDERSON, *Analysis of Faulted Power Systems*, New York: Wiley-IEEE Press, 1995.
- [19] H. W. DOMMEL, *EMTP Theory Book*, Portland: Ed. Bonneville Power Administration, 1992.
- [20] A. E. FITZGERALD, C. KINGSLEY JR. e S. D. UMANS, *Máquinas Elétricas*, Porto Alegre: Bookman, 2006.
- [21] S. J. CHAPMAN, *Fundamentos de Máquinas Elétricas*, New York: Mc Graw Hill, 2005.
- [22] V. AJJARAPU, *Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control*, New York: Springer, 2006.
- [23] T. V. CUTSEM e C. VOURNAS, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, New York: Spinger, 1998.
- [24] V. AJJARAPU e C. CHRISTY, “The Continuation Power Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis,” *IEEE PICA*, pp. 304-311, 1991.

- [25] J. MACHOWSKI e J. W. B. J. R. BIALEK, *Power System Dynamics: Stability and Control*, West Sussex: JOHN WILEY & SONS LTD, 2008.
- [26] G. N. TARANTO, *Apostila: COE754 – DINÂMICA E CONTROLE DE SISTEMAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA*, Rio de Janeiro: COPPE - Programa de Engenharia Elétrica, 2010.
- [27] A. BOSE e K. TOMSOVIC, *Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering*, New York: John Wiley & Sons, Inc., 2007.
- [28] P. M. ANDERSON e A. A. FOUAD, *Power System Control and Stability*, New Jersey: JOHN WILEY & SONS, 2002.
- [29] C. W. TAYLOR, *Power System Voltage Stability*, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [30] IEEE Special Publication 90TH0358-2-PWR, *Voltage Stability of Power Systems: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience*, 1990.
- [31] D. J. HILL, “Nonlinear dynamic load models with recovery for voltage,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 8, pp. pp. 166-176, Feb. 1993.
- [32] A. S. SANTA ROSA, *Influência da Não Representação de Dispositivos Lentos de Controle nas Análises de Segurança de Tensão*, Itajubá : Universidade Federal de Itajubá: Dissertação de Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica, 2007.
- [33] S. M. DECKMANN e J. A. POMILIO, *Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica*, Campinas: Notas de Aula, 2010.
- [34] CIGRE Task Force 38.02.14 Rep., *Analysis and Modeling Needs of Power Systems Under Major Frequency Disturbances*, Jan. 1999.
- [35] B. STOTT, *Power System Dynamic Response Calculations*, vol. 67, IEEE,, February 1979..
- [36] A. J. A. SIMÕES-COSTA e A. S. SILVA, *Controle e Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência (notas de aula)*, Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2000.
- [37] E. W. KIMBARK, *POWER SYSTEM STABILTY*, New York: JOHN WILEY & SONS, 1995.

- [38] N. S. CALDEIRA, *APLICAÇÃO DE ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTÊNCIA EM REGULADORES DE VELOCIDADE E TURBINAS*, Itajubá: Dissertação de Mestrado, 2009.
- [39] D. S. JAYAWEERA, *Value of Security Assessment - Extensions and Applications*, Manchester: Ph.D. dissertation, University of Manchester Institute of Science and Technology, 2003.
- [40] IEEE, “IEEE PES task force on terms and definitions, proposed terms and definitions for power system stability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. PAS-101, No. 7, July 1982.
- [41] S. CRARY, *Power System Stability / Steady-State Stability, Steady-State Stability: General Electric Series, Vol. I: third printing*, 1955.
- [42] V. A. VENIKOV, V. A. STROEV, V. I. IDELCHICK e V. I. TARASOV, “Estimation of electrical power system steady-state stability,” *IEEE transactions on power systems, PAS-94, No 3*, p. pp 1034–1041, 1975.
- [43] P. W. SAUER e M. A. PAI, “Power system steady-state stability and the load-flow Jacobian,” *IEEE transactions on power systems, No 5, T-PWRS-4*, p. pp 1374–1383, 1990.
- [44] C. D. VOURNAS, P. W. SAUER e M. A. PAI, “Relationships between voltage and angle stability of power systems,” *Electr Power Energy Syst*, p. 18(8):493–500, 1996.
- [45] S. O. SUZA, *Definição de grupos coerentes para a realização da região de segurança*, Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, 2015.
- [46] D. M. FALCÃO, *Notas de aula de Análise de Redes Elétricas*, Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ - Programa de Engenharia Elétrica, 2006.
- [47] P. H. L. SANTOS, *Avaliação da Segurança em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Programa Computacional Organon*, Rio de Janeiro: Projeto de Graduação de Curso UFRJ/ Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

9 ANEXO A Parâmetros da rede utilizada

Nos próximos itens serão detalhados os parâmetros de rede e dos geradores utilizados.

9.1 A.1 Parâmetros de rede

Transformadores de potência

Barra DE	Barra PARA	Circuito	Resistência (pu)	Reatância (pu)
112	111	1	0,0016	0,0435
112	113	1	0,0016	0,0435
370	539	1	0,0007	0,0138

Tabela 6 Parâmetros dos transformadores de potência

Linhas de transmissão

Barra DE	Barra PARA	Circuito	Resistência (pu)	Reatância (pu)	Susceptância (pu)
100	126	1	0,0032	0,0323	0,5130
101	136	1	0,0035	0,0411	0,6987
101	538	1	0,0010	0,0250	0,7500
103	104	1	0,0013	0,0213	0,2214
103	118	1	0,0011	0,0133	0,2138
104	105	1	0,0008	0,0128	0,1342
104	114	1	0,0008	0,0129	0,1382
105	108	1	0,0008	0,0112	0,1476
105	320	1	0,0002	0,0026	0,0434
107	108	1	0,0004	0,0046	0,0780
108	109	1	0,0023	0,0363	0,3804
109	538	1	0,0010	0,0250	1,2000
113	114	1	0,0009	0,0101	0,1723
114	115	1	0,0018	0,0217	0,3660
115	116	1	0,0009	0,0094	0,1710
116	117	1	0,0007	0,0089	0,1342
116	121	1	0,0008	0,0135	0,2548
116	124	1	0,0003	0,0059	0,0680
116	370	1	0,0016	0,0195	0,3040
117	118	1	0,0007	0,0082	0,1319
117	127	1	0,0013	0,0173	0,3216
121	536	1	0,0008	0,0140	0,2565
126	127	1	0,0014	0,0147	0,2396
126	128	1	0,0043	0,0474	0,7802
126	544	1	0,0057	0,0625	1,0290
128	544	1	0,0014	0,0151	0,2490
136	100	1	0,0070	0,0086	0,1460
136	103	1	0,0013	0,0151	0,2572
320	107	1	0,0006	0,0092	0,1130
320	111	1	0,0007	0,0082	0,1389
360	111	1	0,0004	0,0043	0,0729
360	113	1	0,0004	0,0043	0,0729
536	542	1	0,0006	0,0096	0,1846
542	124	1	0,0022	0,0350	0,3610

Tabela 7 Parâmetros das linhas de transmissão


```
!GOV03 (--At--) (--Tg--) (--Tw--) (-Rt>0-) (-Tr>0-) (--Rp--) (--Tf--) (-Lmin-) (-Lmax-) (-Vmin-) (-Vmax-) (-qnl--) (--Kd--) (--Td--) (--Dt--) (--D---)
1.2      0.5      1.5      0.38      7.0      0.05      0.05      -2.      0.984      0.      2.      0.15      0.      1.      0.5      1.0/
```

9.2.3 UHE Emborcação

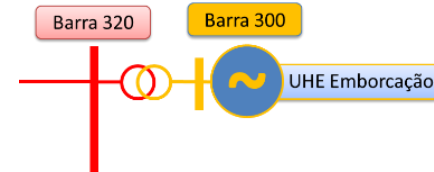


Figura 129 Diagrama esquemático da conexão da UHE Emborcação

```
( Nb) Gp Co ( Nome ) Umn Umx (Pbas) (Qbas) (Pmin) (Pmax) (Qmin) (Qmax) (Rtrf) (Xtrf) (%)
300 10 14 EMBORCAC      4
          190. 298. -110. 98.      4.070
SM04
! No AVR PSS GOV Bcrl Rc Xc Tr UEL OEL GRP
300 26 6 6 0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10 'xxxxxxxxx'
!SM04 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xlld-) (--Ra--) (-Sbase) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (--Ag--) (--Bg--)
0.929 0.320 0.256 0.690 0.000 0.256 0.000 313.600 0.140 0.000 5.000 0.065 0.000 4.722 0.000 0.085 0.020 7.500 /
!AVR26 (VImax-) (VImin-) (--Kr--) (-Krp--) (--Kri-) (--Ka--) (-Ta>0-) (-Vmax-) (-Vmin-) (--Kg--) (--Kp--) (--Ki--) (Efdmax) (Efdmin) (--Kc--) (VGmax-) (VGmin-) (VRmax-) (VRmin-)
99.0 -99.0 9.98 1.0 1.0 8.040 0.001 7.5575 -6.965 0.0 1.0 0.0 7.5575 -6.965 0.0 9.99 -9.99 3.994 -7.1171 /
!PSS06 (--T1--) (--T2--) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--T7--) (--T8--) (-Tw1--) (-Tw2--) (-Tw3--) (-Tw4--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
0.056 0.0043 0.056 0.0043 0.1 0.01 2.00 0.4 2.0 2.0 0.0 2.0 18.0 0.211 1.0 -0.1 0.1 1 3 /
!OEL03 (-Itf0-) (Itfpu-) (Iinst-) (-Ilim-) (--Ks--) (--Ku--) (--Tu--) (--Kd--) (--Td--) (Kramp-) (-Lmax-) (-Lmin-) (--Ka--) (--Ta--) (--Tb--) (--Tc--) (-Vmax-) (-Vmin-) (Offset)
! 0.0 1.560 7.520 -10.0 1.0 1.000 0.0001 0.00 1.00 5.3571 7.5200 -10.0 0.096154 0.0001 1.00 1.00 0.067308 -100.0 -0.0673077 /
!GOV06 (--Rp--) (--Te--) (--Kp--) (--Ki--) (--Kd--) (--Td--) (-Tp1--) (Tp2>0-) (G1min-) (G1max-) (-Tv>0-) (G2min-) (G2max-) (-Tq>0-) (G3min-) (G3max-) (--Tw--) (--At--) (-qnl--) (--Dt--)
0.058 0.001 4.0 3.636 0.0 1.0 0.001 0.08 -9.9 1.0 0.001 -9.9 1.0 0.25 0.001 1.0 1.55 0.95 0.00 0.5 /
!
```

9.2.4 UHE Nova Ponte

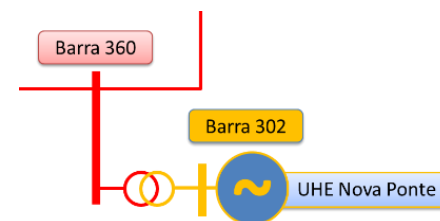


Figura 130 Diagrama esquemático da conexão da UHE Nova Ponte

```
( Nb) Gp Co ( Nome ) Umn Umx (Pbas) (Qbas) (Pmin) (Pmax) (Qmin) (Qmax) (Rtrf) (Xtrf) (%)
302 10 15 N.PONTE-      3
          110. 170. -50. 50.      5.810
SM04
! No AVR PSS GOV Bcrl Rc Xc Tr UEL OEL GRP
302 28 6 6 0 0.0000 0.0000 0.0000 0 3 10 'xxxxxxxxx'
!SM04 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xlld-) (--Ra--) (-Sbase) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (--Ag--) (--Bg--)
```

```

1.000 0.300 0.200 0.690 0.000 0.200 0.000 179.000 0.140 0.000 5.700 0.060 0.000 4.910 0.000 0.160 0.025 6.609 /
!AVR28 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (-Vmin-) (-Vmax-) (Edfmin) (Efdmax) (--Tc--) (--Tb--) (--Kc--) (LimMod)
56.0 0.0 1.25 1.4 -12.0 12.0 -4.0 3.90 1.0 1.0 0.1 1 / Ajuste Jordão
!PSS06 (--T1--) (--T2--) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--T7--) (--T8--) (-Tw1--) (-Tw2--) (-Tw3--) (-Tw4--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
0.09 0.03 0.09 0.03 0.1 0.0 5.0 0.4 5.0 20.0 20.0 0.0 12.0 0.509 1.0 -0.1 0.1 1 3 /
!OEL03 (-Itf0-) (Itfpu-) (Iinst-) (-Ilim-) (--Ks--) (--Ku--) (--Tu--) (--Kd--) (--Td--) (Kramp-) (-Lmax-) (-Lmin-) (--Ka--) (--Ta--) (--Tb--) (--Tc--) (-Vmax-) (-Vmin-) (Offset)
2.5000 0.0 12.00 -5.00 1.0 2.97 0.22 0.0 0.001 0.7255 1.469 -4.897 1.0 0.0001 1.00 1.00 12.0 0.0 0.0 /
!GOV06 (--Rp--) (--Te--) (--Kp--) (--Ki--) (--Kd--) (--Td--) (-Tp1--) (Tp2>0-) (G1min-) (G1max-) (-Tv>0-) (G2min-) (G2max-) (-Tq>0-) (G3min-) (G3max-) (--Tw--) (--At--) (-qnl--) (--Dt--)
0.053 0.00 4.0 3.6363 0.0 1.0 0.001 0.08 -9.9 1.0 0.001 -9.9 1.0 0.25 0.001 1.0 2.4 0.968 0.00 0.5 /

```

9.2.5 UHE Ilha Solteira

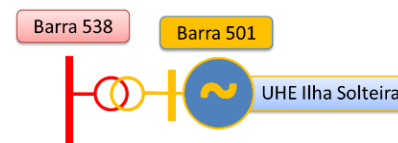


Figura 131 Diagrama esquemático da conexão da UHE Ilha Solteira

```

( Nb) Gp Co ( Nome ) Umn Umx (Pbas) (Qbas) (Pmin) (Pmax) (Qmin) (Qmax) (Rtrf) (Xtrf) (%)
501 10 25 I.SOLTE- 20 50. 171.5 -50. 50. 6.580
SM04
! No AVR PSS GOV Bcrl Rc Xc Tr UEL OEL GRP
501 3 6 6 0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10 'xxxxxxxx'
!SM04 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xlld-) (--Ra--) (-Sbase) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tlld-) (--Ag--) (--Bg--)
0.870 0.310 0.250 0.698 0.000 0.250 0.000 178.600 0.130 0.000 3.930 0.040 0.000 3.850 0.000 0.100 0.0143 7.862 /
!AVR03 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Tc--) (--Tb--) (-Tc1--) (-Tb1--) (-Lmin-) (-Lmax-) (-Vmin-) (-Vmax-) (Edfmin) (Efdmax) (--Kc--) (LimMod)
750.0 0.001 1.963 18.654 1.0 1.0 -1.0 1.0 -3.92 999.0 -999.0 4.52 0.0 1 /
!PSS06 (--T1--) (--T2--) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--T7--) (--T8--) (-Tw1--) (-Tw2--) (-Tw3--) (-Tw4--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
0.2 0.05 0.2 0.05 0.1 0.0 3.0 0.4 3.0 3.0 0.0 3.0 7.0 0.286 1.0 -0.05 0.05 1 3 /
!GOV06 (--Rp--) (--Te--) (--Kp--) (--Ki--) (--Kd--) (--Td--) (-Tp1--) (Tp2>0-) (G1min-) (G1max-) (-Tv>0-) (G2min-) (G2max-) (-Tq>0-) (G3min-) (G3max-) (--Tw--) (--At--) (-qnl--) (--Dt--)
0.05 1.0 2.61 0.382 0.0 1.0 0.01 0.01 -10.0 10.0 0.4 -1.0 1.0 0.18 0.0 1.0 1.5 1.5 0.2 1.0 /

```

9.2.6 UHE Porto Primavera

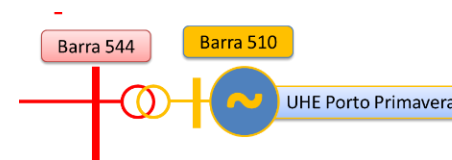


Figura 132 Diagrama esquemático da conexão da UHE Porto Primavera

```

( Nb) Gp Co ( Nome ) Umn Umx (Pbas) (Qbas) (Pmin) (Pmax) (Qmin) (Qmax) (Rtrf) (Xtrf) (%)
510 10 P.PRIMA- 14 30. 110.0 -45. 45. 11.070
SM04
! No AVR PSS GOV Bcrl Rc Xc Tr UEL OEL GRP
510 44 8 2 0 0.0000 -0.05 0.0200 0 5 10 'xxxxxxxx'
!SM04 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xlld-) (--Ra--) (-Sbase) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tlld-) (--Ag--) (--Bg--)
0.850 0.270 0.180 0.550 0.000 0.180 0.000 112.000 0.180 0.000 4.000 0.070 0.000 4.000 0.000 0.140 0.050 6.540 /

```



```

!AVR44 (--K1--)(--TC1--)(--TB1--)(--TC2--)(--TB2--)(--KE--)(--TE--)(--VMX1--)(--VMN1--)(--VMX2--)(--VMN2--)(--VMX3--)(--VMN3--)(--VMX4--)(--VMN4--)(--EFMX--)(--VEFMN--)(--K2--)(--K3--)
200.0 0.02 0.02 1.0 5.0 1.0 0.003 0.2 0.0 999. -999. 0.04 0.0 40.0 0.0 8.0 0.0 1.0 1.0 /
!PSS08 (--T1--)(--T2--)(--T9--)(--T10--)(--T3--)(--T4--)(--T5--)(--T6--)(--T7--)(--T8--)(-T11--)(-Tw1--)(-Tw2--)(-Tw3--)(--K2--)(--K3--)(-Pemn-)(-K1mn-)(-Pemx-)(-K1mx-)(-Vmin-)(-Vmax-)(Type-1)
(Type-2)
0.20 0.04 1.0 1.0 0.12 0.04 0.1 0.02 5.0 0.0 0.02 2.0 2.0 2.0 0.14 1.0 0.0 6.0 99. 6.0 -0.1 0.1 1 3 /
!OEL05 (--KD--)(-IFTH-)(-IFMX-)(--G1--)(--G2--)(--KI--)(--VMX-)(--VMN-)(--KA--)
1.4925 5.760 4.20 0.125 -0.625 1.00 1.00 0.00 1.00 /
!GOV02 (--At--)(--Tg--)(--Tw--)(--Rt--)(--Tr--)(--Rp--)(-Ts>0-)(--Tf--)(-Lmin-)(-Lmax-)(-Vmin-)(-Vmax-)(-qnl--)(--D--))
1.16 0.0 1.35 0.11 1.2 0.05 1.0 0.0 -0.2 0.2 0.0 1.0 0.0 1.5 /

```

9.2.7 UHE Mario Lago



Figura 133 Diagrama esquemático da conexão da UTE Mario Lago

```

( Nb) Gp Co ( Nome ) Umn Umx (Pbas) (Qbas) (Pmin) (Pmax) (Qmin) (Qmax) (Rtrf) (Xtrf) (%)
3977 10 UTEMLAGO 12 45.6 -35. 38. 18.182
3978 10 UTEMLAGO 8 45.6 -26. 34. 18.182
SM05
! No AVR PSS GOV Bcr1 Rc Xc Tr UEL OEL GRP
3977 23 0 8 0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10 'xxxxxxxx'
!SM05 (--Xd--)(--Xld-)(-Xlld-)(--Xq--)(--Xlq-)(-Xlld-)(--Ra--)(-Sbase)(--Xl--)(--Xt--)(--Tld-)(-Tlld-)(--Tlq-)(---H--)(---D--)(-Tllq-)(-S1.0-)(-S1.2-)
1.426 0.208 0.137 1.373 0.327 0.137 0.000 53.250 0.109 0.000 6.000 0.040 0.420 2.392 0.000 0.060 0.150 0.750 /
!AVR23 (--Ka--)(--Ti--)(--Te--)(-Kf>0-)(--Tf--)(--Kc--)(--Kd--)(--Ke--)(--E1--)(S[E1-])(--E2--)(S[E2-])(VRmax-)(VRmin-)
102.0 5.0 0.15 100.0 0.1 0.15 0.47 0.43 3.8925 0.55 5.19 0.79 9.08 -7.98 /
!GOV08 (--T1--)(--T2--)(-T3>0-)(--T4--)(--T5--)(--T6--)(--K1--)(--K2--)(--K3--)(PmaxPU)(PminPU)
7.89 0.01 0.01 0.01 0.01 0.01 20.216 0.0 0.0 1.2 0.0 /
! SM05
! No AVR PSS GOV Bcr1 Rc Xc Tr UEL OEL GRP
3978 13 0 8 0 0.0000 0.0000 0.0220 0 0 10 'xxxxxxxx'
!SM05 (--Xd--)(--Xld-)(-Xlld-)(--Xq--)(--Xlq-)(-Xlld-)(--Ra--)(-Sbase)(--Xl--)(--Xt--)(--Tld-)(-Tlld-)(--Tlq-)(---H--)(---D--)(-Tllq-)(-S1.0-)(-S1.2-)
2.350 0.245 0.181 2.150 0.350 0.181 0.005 71.180 0.130 0.000 9.670 0.050 2.950 1.176 0.000 0.050 0.092 0.492 /
!AVR13 (--Ka--)(-Ta>0-)(--Tb--)(--Tc--)(VRmax-)(VRmin-)(--Ke--)(--Te--)(--Kf--)(-Tf1--)(-Tf2--)(--E1--)(S[E1-])(--E2--)(S[E2-])(VAmx-)(VAmin-)
2894.0 0.1 1.0 1.0 1000.0 -1000.0 1.0 1.2 0.017 0.6 1.2 0.6 0.036957 1.35 0.358618 47.0 0.0 /
!GOV08 (--T1--)(--T2--)(-T3>0-)(--T4--)(--T5--)(--T6--)(--K1--)(--K2--)(--K3--)(PmaxPU)(PminPU)
7.89 0.01 0.01 0.01 0.01 0.01 20.216 0.0 0.0 1.2 0.0 /
!UHE Norte Fluminense

```

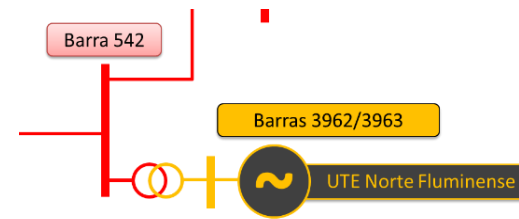


Figura 134 Diagrama esquemático da conexão da UTE Norte Fluminense

```

(Nb) Gp Co ( Nome ) Umn Umx (Pbas) (Qbas) (Pmin) (Pmax) (Qmin) (Qmax) (Rtrf) (Xtrf) (%)
3962 10 N.FLU-G1 3 190. -70. 120. 4.674
3963 10 N.FLU-V1 1 291. -110. 180. 3.249
SM05
! No AVR PSS GOV Bcr1 Rc Xc Tr UEL OEL GRP
3962 7 6 14 0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10 'xxxxxxxx'
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xlld-) (--Ra--) (-Sbase) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
1.893 0.323 0.250 1.850 0.516 0.250 0.002 223.000 0.201 0.000 5.885 0.046 0.650 5.700 0.000 0.074 0.126 0.726 /
!AVR07 (--Ka--) (--Ta--) (--Ke--) (-Te>0-) (-Vmin-) (-Vmax-) (Efdmin) (Efdmax) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kc--) (LimMod)
40.0 0.05 1.0 10.0 -5.00 5.00 -10.5 11.6 1.0 1.0 0.221 1 /
!PSS06 (--T1--) (--T2--) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--T7--) (--T8--) (-Tw1--) (-Tw2--) (-Tw3--) (-Tw4--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
0.12 0.03 0.12 0.03 0.15 0.001 3.0 0.30 3.0 3.0 3.0 3.0 99.0 10.0 0.33 1.0 -0.1 0.1 1 3 /
!GOV14 (--K1--) (--R2--) (--Tp--) (--Kp--) (--Ki--) (--T1--) (--T2--) (-Lmin-) (-Lmax-) (-Pmin-) (-Pmax-)
1.0 0.048 0.0 6.37 0.455 0.5 0.59 -10.0 10.0 0.0 1.0 /
SM05
! No AVR PSS GOV Bcr1 Rc Xc Tr UEL OEL GRP
3963 7 6 0 0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10 'xxxxxxxx'
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xlld-) (--Ra--) (-Sbase) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
1.812 0.291 0.222 1.770 0.477 0.222 0.002 343.000 0.176 0.000 6.481 0.047 0.720 5.610 0.000 0.078 0.160 0.738 /
!AVR07 (--Ka--) (--Ta--) (--Ke--) (-Te>0-) (-Vmin-) (-Vmax-) (Efdmin) (Efdmax) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kc--) (LimMod)
40. 0.05 1.0 10. -5.0 5.0 -9.8 10.9 1.0 1.0 0.215 1 /
!PSS06 (--T1--) (--T2--) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--T7--) (--T8--) (-Tw1--) (-Tw2--) (-Tw3--) (-Tw4--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
0.12 0.03 0.12 0.03 0.15 0.0 3.0 0.3 3.0 3.0 3.0 99.9 10.0 0.33 1.0 -0.1 0.1 1 3 /
!GOV10 (--Kg--) (--Tg--) (--Kr--) (--K1--) (--T1--) (--K2--) (--T2--) (--K3--) (--T3--) (PminPU) (PmaxPU)
! 20.0 0.075 1.0 0.25 0.3 0.25 10.0 0.5 0.6 0.0 1.0 /

```

9.2.8 UHE Santa Cruz

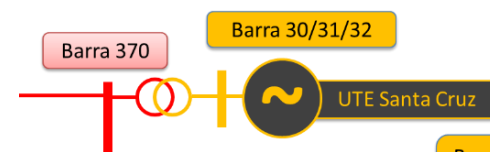


Figura 135 Diagrama esquemático da conexão da UTE Santa Cruz

```

(Nb) Gp Co ( Nome ) Umn Umx (Pbas) (Qbas) (Pmin) (Pmax) (Qmin) (Qmax) (Rtrf) (Xtrf) (%)
30 10 SCRUZ-19 2 45. 220. -95. 110. 5.804
31 10 SCRUZ-13 2 25. 84. -30. 40. 18.480

```

```

32 10  SCRUZ-16      2          70. 200. -90. 110.      6.667
SM05
! No AVR PSS GOV Bcrl Rc      Xc      Tr      UEL OEL GRP
  30  4  0  8      0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10      'xxxxxxxx'
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xlld-) (--Ra--) (-Sbase) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
      1.863  0.343  0.287  1.833  1.270  0.287  0.000 256.000  0.209  0.000  5.360  0.042  1.500  3.020  0.000  0.253  0.164  0.831 /
!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1-) (S[E1]-) (-E2-) (S[E2]-) (-Tc1-) (-Tb1-)
      400.0  0.05  1.0  0.92  1.0  1.0  1.0  0.06  1.0  -7.0  7.0  1.0  0.0746  1.2  0.1015  1.0  1.0/
!GOV08 (--T1--) (--T2--) (-T3>0-) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (PmaxPU) (PminPU)
      0.22  0.00  0.20  0.20  10.  0.5  10.285  0.724  0.564  1.0  0.0 /
SM05
! No AVR PSS GOV Bcrl Rc      Xc      Tr      UEL OEL GRP
  31  4  0  8      0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10      'xxxxxxxx'
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xlld-) (--Ra--) (-Sbase) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
      1.494  0.187  0.111  1.452  0.348  0.111  0.000 96.000  0.110  0.000  7.200  0.060  1.500  4.300  0.000  0.107  0.133  0.524 /
!AVR04 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Ke--) (--Te--) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kf--) (--Tf--) (-Vmin-) (-Vmax-) (--E1-) (S[E1]-) (-E2-) (S[E2]-) (-Tc1-) (-Tb1-)
      50.0  0.05  0.045  0.50  1.0  1.0  0.075  1.06  -1.0  1.0  1.0  0.0  1.2  0.0  1.0  1.0/
!GOV08 (--T1--) (--T2--) (-T3>0-) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (PmaxPU) (PminPU)
      0.20  0.00  0.30  0.09  10.  0.5  14.08  0.724  0.351  1.0  0.0 /
SM05
! No AVR PSS GOV Bcrl Rc      Xc      Tr      UEL OEL GRP
  32  7  8  14  0 0.0000 0.0000 0.0000 0 0 10      'xxxxxxxx'
!SM05 (--Xd--) (--Xld-) (-Xlld-) (--Xq--) (--Xlq-) (-Xlld-) (--Ra--) (-Sbase) (--Xl--) (--Xt--) (--Tld-) (-Tlld-) (--Tlq-) (---H--) (---D--) (-Tllq-) (-S1.0-) (-S1.2-)
      1.941  0.247  0.186  1.890  0.429  0.186  0.000 235.000  0.158  0.000  9.340  0.048  1.150  5.435  0.000  0.084  0.030  0.157 /
!AVR07 (--Ka--) (--Ta--) (--Ke--) (-Te>0-) (-Vmin-) (-Vmax-) (Efdmin) (Efdmax) (--Tc--) (-Tb>0-) (--Kc--) (LimMod)
      40.0  0.01  1.0  10.0  -1.0  4.0  -5.0  5.095  1.0  1.0  0.114  1 /
!PSS08 (--T1--) (--T2--) (--T9--) (--T10-) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--T7--) (--T8--) (-T11-) (-Tw1-) (-Tw2-) (-Tw3-) (--K2-) (--K3-) (-Pemn-) (-Klmn-) (-Pemx-) (-Klmx-) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1)
(Type-2) (-DF-) (-PE-) (-IA-) (-VN-) (-VM-)
      0.148148 0.021164 1.00  1.00  0.148148 0.021164 0.150  0.001  10.0  0.3  0.001  10.0  10.0  10.0  1.088  1.0  0.00  28.0  1.00  28.0  -0.1  0.1  1  3
999.  0.20  0.000  0.95  1.05 /
!GOV14 (--K1--) (--R2--) (--Tp--) (--Kp--) (--Ki--) (--T1--) (--T2--) (-Lmin-) (-Lmax-) (-Pmin-) (-Pmax-)
      19.787  1.0  0.0  0.2625  0.025  0.5  0.59  0.0  0.850  0.0  0.850 /

```

9.2.9 UHE Governador Leonel Brizola



Figura 136 Diagrama esquemático da conexão da UTE Governador Leonel Brizola

(Nb)	Gp	Co	(Nome)	Umn	Umx	(Pbas)	(Qbas)	(Pmin)	(Pmax)	(Qmin)	(Qmax)	(Rtrf)	(Xtrf)	(%)
4203	10		UTLBRZG1		2			45.0	120.0	-61.	76.8		8.000	
4204	10		UTLBRZ18		1				184.0	-79.	110.		6.560	
4206	10		UTLBRZG2		2			45.0	120.0	-61.	76.8		8.000	

```

4205 10  UTLBRZ28      1          120.0 -61.  76.8      8.000
4207 10  UTLBRZG3      2          45.0 120.0 -61.  76.8      8.000
4208 10  UTLBRZ38      1          120.0 -61.  76.8      8.000
SM05
! No AVR PSS GOV Bcr1 Rc      Xc      Tr      UEL OEL GRP
  4203 43  6  20  0 0.0000 0.0000 0.0200 0  5  10      'xxxxxxxx'
!SM05 (---Xd---) (---Xld---) (---Xlld---) (---Xq---) (---Xlq---) (---Xllq---) (---Ra---) (-Sbase-) (---Xl---) (---Xt---) (---Tld---) (---Tlld---) (---Tlq---) (---H---) (---D---) (---Tllq---) (---S1.0---) (---S1.2---)
  1.990  0.200  0.150  1.850  0.330  0.150  0.001  145.000  0.130  0.000  8.390  0.019  0.810  6.390  0.000  0.029  0.074  0.326 /
!AVR43 (---K1---) (---K2---) (---TC1---) (---LMX1---) (---LMN1---) (---K3---) (---K4---) (---TC2---) (---LMX2---) (---LMN2---) (---K5---) (---LMX3---) (LMN3---) (---TS---) (---KE---) (---TE---) (---PX1---) (---PY1---) (---PX2---) (---PY2---) (---PX3---) (---PY3---) (---EFMX---) (---EFMN---)
  5.0  0.20  0.45  0.10 -0.0866  0.10  10.0  1.0  0.01 -0.00866  500.0  5.0 -4.33  0.004  1.00  0.63  0.0  0.0  2.96250  0.00001 3.95  0.07000
3.95  0.00 /
!PSS06 (---T1---) (---T2---) (---T3---) (---T4---) (---T5---) (---T6---) (---T7---) (---T8---) (-Tw1---) (-Tw2---) (-Tw3---) (-Tw4---) (---K1---) (---K2---) (---K3---) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
  0.4  0.04  0.4  0.04  0.1  0.0  3.0  0.4  3.0  3.0  3.0  100  2.0  0.24  1.0 -0.1  0.1  1  3 /
!OEL05 (-KD-) (-IFTH-) (-IFMX-) (-G1-) (-G2-) (-KI-) (-VMX-) (-VMN-) (-KA-)
  0.5376 1.570485 2.39312 2.2063 -22.063 1.0 149.308 -149.308 0.5 /
!GOV20 (-INVK-) (-ETDN-) (-ETDD-) (---K---) (---TG1---) (-Pmax-) (-Pmin-) (-EFPN-) (-EFPD-) (-TSH-) (-KSH-) (---B---) (---TF---) (-ECRN-) (-ECRD-) (-TCD-) (---GC---) (---GT---) (-PMGT-) (-PMTG-) (-RF2-) (---B0---) (---B1---) (---B2---) (---A1---) (---A2---)
  0.050 -0.02  0.020  20.00  1.000  1.0  0.04300 -0.03125 0.03125 0.001  1000  0.001  0.100 -0.005  0.005  0.001  0.230  0.770  1.0357  0.9655  0.500  0.00  0.00
1.1  0.629  1.1 /
SM05
! No AVR PSS GOV Bcr1 Rc      Xc      Tr      UEL OEL GRP
  4204 43  6  0  0 0.0000 0.0000 0.0200 0  5  10      'xxxxxxxx'
!SM05 (---Xd---) (---Xld---) (---Xlld---) (---Xq---) (---Xlq---) (---Xllq---) (---Ra---) (-Sbase-) (---Xl---) (---Xt---) (---Tld---) (---Tlld---) (---Tlq---) (---H---) (---D---) (---Tllq---) (---S1.0---) (---S1.2---)
  2.140  0.210  0.160  2.000  0.340  0.160  0.001  208.000  0.140  0.000  9.790  0.021  0.930  4.522  0.000  0.032  0.194  0.758 /
!AVR43 (---K1---) (---K2---) (---TC1---) (---LMX1---) (---LMN1---) (---K3---) (---K4---) (---TC2---) (---LMX2---) (---LMN2---) (---K5---) (---LMX3---) (LMN3---) (---TS---) (---KE---) (---TE---) (---PX1---) (---PY1---) (---PX2---) (---PY2---) (---PX3---) (---PY3---) (---EFMX---) (---EFMN---)
  1.0  1.0  1.0  0.1 -0.0866  0.1  10.0  1.0  0.01 -0.00866  500.0  5.0 -4.33  0.004  1.0  0.001 -100.0  0.0  0.0  0.0  100.0  0.0  999.0
-999.0 /
!PSS06 (---T1---) (---T2---) (---T3---) (---T4---) (---T5---) (---T6---) (---T7---) (---T8---) (-Tw1---) (-Tw2---) (-Tw3---) (-Tw4---) (---K1---) (---K2---) (---K3---) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
  0.15  0.03  0.15  0.03  0.1  0.0  3.0  0.4  3.0  3.0  3.0  100  5.0  0.33  1.0 -0.1  0.1  1  3 /
!OEL05 (-KD-) (-IFTH-) (-IFMX-) (-G1-) (-G2-) (-KI-) (-VMX-) (-VMN-) (-KA-)
  0.5  1.63296 2.48832 2.12 -21.22 1.0 155.24 -155.24 0.5/
!GOV11 (-R>0---) (-T1>0---) (---T2---) (---T3---) (-Plim-) (---Ka---) (PmaxPU) (PminPU)
!  0.05  0.4  0.1  3.0  0.9  2.0  1.0 -0.05 /
SM05
! No AVR PSS GOV Bcr1 Rc      Xc      Tr      UEL OEL GRP
  4206 43  6  20  0 0.0000 0.0000 0.0200 0  5  10      'xxxxxxxx'
!SM05 (---Xd---) (---Xld---) (---Xlld---) (---Xq---) (---Xlq---) (---Xllq---) (---Ra---) (-Sbase-) (---Xl---) (---Xt---) (---Tld---) (---Tlld---) (---Tlq---) (---H---) (---D---) (---Tllq---) (---S1.0---) (---S1.2---)
  1.990  0.200  0.150  1.850  0.330  0.150  0.001  145.000  0.130  0.000  8.390  0.019  0.810  6.390  0.000  0.029  0.074  0.326 /
!AVR43 (---K1---) (---K2---) (---TC1---) (---LMX1---) (---LMN1---) (---K3---) (---K4---) (---TC2---) (---LMX2---) (---LMN2---) (---K5---) (---LMX3---) (LMN3---) (---TS---) (---KE---) (---TE---) (---PX1---) (---PY1---) (---PX2---) (---PY2---) (---PX3---) (---PY3---) (---EFMX---) (---EFMN---)
  5.0  0.2000 0.4500 0.1 -0.0866  0.1000 10.0  1.0  0.01 -0.0087  500.0  5.0 -4.3300  0.0040  1.0000  0.6300  0.0000  0.0000  2.9625  0.0000 3.9500  0.0700  3.9500
0.0000 /
!PSS06 (---T1---) (---T2---) (---T3---) (---T4---) (---T5---) (---T6---) (---T7---) (---T8---) (-Tw1---) (-Tw2---) (-Tw3---) (-Tw4---) (---K1---) (---K2---) (---K3---) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
  0.4  0.04  0.4  0.04  0.1  0.0  3.0  0.4  3.0  3.0  3.0  100  2.0  0.24  1.0 -0.1  0.1  1  3 /
!OEL05 (-KD-) (-IFTH-) (-IFMX-) (-G1-) (-G2-) (-KI-) (-VMX-) (-VMN-) (-KA-)
  0.5376 1.57048 2.39312 2.2063 -22.06325 1.0 149.308 -149.308 0.5 /

```

```

!GOV20 (-INVK-) (-ETDN-) (-ETDD-) (---K--) (--TG1--) (-PMAX-) (-PMIN-) (-EFPN-) (-EFPD-) (-TSH--) (-KSH--) (--B---) (--TF--) (-ECRN-) (-ECRD-) (-TCD--) (--GC--) (--GT--) (-PMGT-) (-PMTG-) (-RF2--) (--B0--) (--B1--) (-
-B2--) (--A1--) (--A2--)
0.050 -0.02 0.020 20.00 1.000 1.0 0.04300 -0.03125 0.03125 0.001 1000 0.001 0.100 -0.005 0.005 0.001 0.230 0.770 1.0357 0.9655 0.500 0.00 0.00
1.1 0.629 1.1 /
SM05
! No AVR PSS GOV Bcr1 Rc Xc Tr UEL OEL GRP
4205 43 6 0 0 0.0000 0.0000 0.0200 0 5 10 'xxxxxxxxx'
!SM05 (---Xd--) (--Xld--) (--Xlld-) (---Xq--) (--Xlq--) (--Xllq-) (--Ra---) (-Sbase-) (---Xl--) (---Xt--) (--Tld--) (--Tlld-) (--Tlq--) (---H---) (---D---) (--Tllq-) (--S1.0-) (--S1.2-)
1.990 0.200 0.150 1.850 0.330 0.150 0.001 145.000 0.130 0.000 8.390 0.019 0.810 3.964 0.000 0.029 0.074 0.326 /
!AVR03 (--Ka--) (-Ta>0-) (--Tc--) (--Tb--) (-Tc1--) (-Tb1--) (-Lmin-) (-Lmax-) (-Vmin-) (-Vmax-) (Efdmin) (Efdmax) (--Kc--) (LimMod)
! 500.0 0.004 1.0 1.0 1.0 10.0 -1.0 1.0 -4.33 5.0 -4.33 5.0 0.0 0 /
!AVR43 (--K1--) (--K2--) (--TC1--) (--LMX1--) (--LMN1--) (--K3--) (--K4--) (--TC2--) (--LMX2--) (--LMN2--) (--K5--) (--LMX3--) (LMN3--) (--TS--) (--KE--) (--TE--) (--PX1--) (--PY1--) (--PX2--) (--PY2--) (--PX3--) (--PY3--) (--EFMX--) (--
EFMN--)
1.0 1.0 1.0 0.1 -0.0866 0.1 10.0 1.0 0.01 -0.00866 500.0 5.0 -4.33 0.004 1.0 0.001 -100.0 0.0 0.0 0.0 100.0 0.0
999.0 -999 /
!PSS06 (--T1--) (--T2--) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--T7--) (--T8--) (-Tw1--) (-Tw2--) (-Tw3--) (-Tw4--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
0.15 0.03 0.15 0.03 0.1 0.0 3.0 0.4 3.0 3.0 3.0 100 5.0 0.38 1.0 -0.1 0.1 1 3 /
!OEL05 (-KD-) (-IFTH-) (-IFMX-) (-G1-) (-G2-) (-KI-) (-VMX-) (-VMN-) (-KA-)
0.5376 1.57048 2.39312 2.2063 -22.06325 1.0 149.308 -149.308 0.5 /
!GOV09 (-R>0--) (-T1>0-) (PmaxPU) (PminPU) (--T2--) (-T3>0-)
! 0.05 0.5 1.05 0.0 2.1 7.0 /
!SM05
! No AVR PSS GOV Bcr1 Rc Xc Tr UEL OEL GRP
4207 43 6 20 0 0.0000 0.0000 0.0200 0 5 10 'xxxxxxxxx'
!SM05 (---Xd--) (--Xld--) (--Xlld-) (---Xq--) (--Xlq--) (--Xllq-) (--Ra---) (-Sbase-) (---Xl--) (---Xt--) (--Tld--) (--Tlld-) (--Tlq--) (---H---) (---D---) (--Tllq-) (--S1.0-) (--S1.2-)
1.990 0.200 0.150 1.850 0.330 0.150 0.001 145.000 0.130 0.000 8.390 0.019 0.810 6.390 0.000 0.029 0.074 0.326 /
!AVR43 (--K1--) (--K2--) (--TC1--) (--LMX1--) (--LMN1--) (--K3--) (--K4--) (--TC2--) (--LMX2--) (--LMN2--) (--K5--) (--LMX3--) (LMN3--) (--TS--) (--KE--) (--TE--) (--PX1--) (--PY1--) (--PX2--) (--PY2--) (--PX3--) (--PY3--) (--EFMX--) (--
EFMN--)
5.0 0.20 0.45 0.1 -0.0866 0.1 10.0 1.0 0.01 -0.0087 500.0 5.0 -4.33 0.0040 1.0 0.63 0.0 0.00 2.9625 0.00 3.9500 0.07
3.95 0.00 /
!PSS06 (--T1--) (--T2--) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--T7--) (--T8--) (-Tw1--) (-Tw2--) (-Tw3--) (-Tw4--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)
0.4 0.04 0.4 0.04 0.1 0.0 3.0 0.4 3.0 3.0 3.0 100 2.0 0.24 1.0 -0.1 0.1 1 3 /
!OEL05 (-KD-) (-IFTH-) (-IFMX-) (-G1-) (-G2-) (-KI-) (-VMX-) (-VMN-) (-KA-)
0.5376 1.57048 2.39312 2.2063 -22.06325 1.0 149.308 -149.308 0.5 /
!GOV20 (-INVK-) (-ETDN-) (-ETDD-) (---K--) (--TG1--) (-PMAX-) (-PMIN-) (-EFPN-) (-EFPD-) (-TSH--) (-KSH--) (--B---) (--TF--) (-ECRN-) (-ECRD-) (-TCD--) (--GC--) (--GT--) (-PMGT-) (-PMTG-) (-RF2--) (--B0--) (--B1--) (-
-B2--) (--A1--) (--A2--)
0.050 -0.02 0.020 20.00 1.000 1.0 0.04300 -0.03125 0.03125 0.001 1000 0.001 0.100 -0.005 0.005 0.001 0.230 0.770 1.0357 0.9655 0.500 0.00 0.00
1.1 0.629 1.1 /
SM05
! No AVR PSS GOV Bcr1 Rc Xc Tr UEL OEL GRP
4208 43 6 0 0 0.0000 0.0000 0.0200 0 5 10 'xxxxxxxxx'
!SM05 (---Xd--) (--Xld--) (--Xlld-) (---Xq--) (--Xlq--) (--Xllq-) (--Ra---) (-Sbase-) (---Xl--) (---Xt--) (--Tld--) (--Tlld-) (--Tlq--) (---H---) (---D---) (--Tllq-) (--S1.0-) (--S1.2-)
1.990 0.200 0.150 1.850 0.330 0.150 0.001 145.000 0.130 0.000 8.390 0.019 0.810 3.964 0.000 0.029 0.074 0.326 /
!AVR43 (--K1--) (--K2--) (--TC1--) (--LMX1--) (--LMN1--) (--K3--) (--K4--) (--TC2--) (--LMX2--) (--LMN2--) (--K5--) (--LMX3--) (LMN3--) (--TS--) (--KE--) (--TE--) (--PX1--) (--PY1--) (--PX2--) (--PY2--) (--PX3--) (--PY3--) (--EFMX--) (--
EFMN--)
1.0 1.0 1.0 0.1 -0.0866 0.1 10.0 1.0 0.01 -0.00866 500.0 5.0 -4.33 0.004 1.0 0.001 -100.0 0.0 0.0 0.0 100.0 0.0
999.0 -999.0 /
!PSS06 (--T1--) (--T2--) (--T3--) (--T4--) (--T5--) (--T6--) (--T7--) (--T8--) (-Tw1--) (-Tw2--) (-Tw3--) (-Tw4--) (--K1--) (--K2--) (--K3--) (-Vmin-) (-Vmax-) (Type-1) (Type-2)

```

	0.15	0.03	0.15	0.03	0.1	0.0	3.0	0.4	3.0	3.0	3.0	100	5.0	0.38	1.0	-0.1	0.1	1	3 /
!OEL05	(-KD-)	(-IFTH-)	(-IFMX-)	(-G1-)	(-G2-)	(-KI-)	(-VMX-)	(-VMN-)	(-KA-)										
	0.5376	1.57048	2.39312	2.2063	-22.06325	1.0	149.308	-149.308	0.5	/									
!GOV09	(-R>0--)	(-T1>0-)	(PmaxPU)	(PminPU)	(-T2--)	(-T3>0-)													
!	0.05	0.5	1.05	0.0	2.1	7.0													