



REDESPACHO TERMELÉTRICO ATRAVÉS DE AVALIAÇÃO DE REGIÕES DE SEGURANÇA EM TEMPO REAL

Francisco Dalmir Santiago de Melo

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

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Rio de Janeiro
Outubro de 2020

REDESPACHO TERMELÉTRICO ATRAVÉS DE AVALIAÇÃO DE REGIÕES DE
SEGURANÇA EM TEMPO REAL

Francisco Dalmir Santiago de Melo

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

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Aprovada por: Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima
Prof^a. Tatiana Mariano Lessa de Assis
Prof. Vitor Hugo Ferreira

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
OUTUBRO DE 2020

Melo, Francisco Dalmir Santiago de

Redespacho Termelétrico através de Avaliação de Regiões de Segurança em Tempo Real/Francisco Dalmir Santiago de Melo. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XVI, 135 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 91 – 100.

1. Despacho econômico.
2. Redespacho Termelétrico.
3. Região de Segurança em tempo real. I. Lima, Antonio Carlos Siqueira de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Totus tuus Mariae.
Dedico este trabalho à minha
amada esposa Karolyne e aos meus
pais Valdemir e Gonçala Salete (in
memoriam)

Agradecimentos

A Senhor Deus Uno e Trino, fonte verdadeira da luz e da ciência, por ter difundido um raio de Sua claridade sobre as trevas da minha inteligência, mesmo eu sendo tão pecador, dando-me força cotidiana até a conclusão dessa pesquisa.

Aos meus pais, Valdemir Cavalcante de Melo e Gonçala Salete Santiago de Melo, por serem minha base de amor, hombridade, inspiração e perseverança fundamentais que me formou para os estudos. São meus mentores, mestres de minha vida.

À minha amada esposa Karolyne Gonçalves do Valle de Melo por acreditar em mim tantas vezes mais que eu mesmo, incentivando-me pacientemente antes e durante o mestrado, sonhando esse sonho tal qual como seu, para que eu jamais desistisse, mas me reerguesse em cada um dos momentos desafiadores dessa etapa de formação acadêmica.

A todos meus familiares, de modo particular às minhas irmãs Maria Dayse Santiago de Melo, Maria Vanessa Santiago de Melo e Maria Andreza Santiago de Melo, pelo amor motivante neste progresso acadêmico.

À COPPE – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação pela singular oportunidade de realizar o curso de mestrado e, em especial, aos professores do Programa de Engenharia Elétrica que me ajudaram a dar mais um passo nessa longa estrada do conhecimento, focado em melhor servir à sociedade, em especial, à nação brasileira.

Ao meu orientador Antonio Carlos Siqueira de Lima por todo empenho na árdua tarefa de lecionar: não somente pela disseminação de conteúdo acadêmico, mas também pela lida de me propiciar as diretrizes e ânimo para o desenvolvimento e conclusão dessa pesquisa.

Aos engenheiros do Operador Nacional do Sistema Elétrico: Fernando Ramos Lage, Vitória de Castro Silva e Emilly Gonçalves de Andrade Bizon pelo suporte e incentivo durante as pesquisas relativas à essa dissertação.

Ao Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim, responsável pelo desenvolvimento do ORGANON e à Dra. Karen Caino de Oliveira Salim por todo conteúdo acadêmico lecionado durante a etapa formativa do mestrado e pela disponibilização do programa ORGANON, ferramenta utilizada neste trabalho.

A todos meus amigos que torceram e rezaram por mim. À Mayara das Neves Alves, que me incentivou e trilhou comigo esse desafiante caminho de formação. Ao Fabiano Marcos de Lima, por todo entusiasmo transmitido para concluir essa pesquisa.

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

REDESPACHO TERMELÉTRICO ATRAVÉS DE AVALIAÇÃO DE REGIÕES DE SEGURANÇA EM TEMPO REAL

Francisco Dalmir Santiago de Melo

Outubro/2020

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Programa: Engenharia Elétrica

A otimização do custo operacional dos sistemas elétricos de potência de grande porte tematiza pesquisas acadêmicas para aprimorar ações de planejamento e controle da operação em tempo real, no sentido da obtenção dos montantes apropriados de geração de cada usina para o suprimento à demanda em cada instante sem comprometer a segurança dinâmica perante contingências, ao que se denomina como despacho econômico.

No Brasil, país com privilegiada predominância de hidroeletricidade, um dos despachos termelétricos ocorre exclusivamente para aumentar a segurança elétrica de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), independentemente do custo operacional das usinas termelétricas. Na prática, isso pode comprometer o despacho econômico, já que as condições observadas em tempo real não raramente se diferenciam daquelas consideradas pelo planejamento da operação.

Nesse contexto, essa dissertação apresenta a utilização da ferramenta de avaliação de segurança para realizar redespachos termelétricos em rede completa e em rede alterada por contingência em tempo real. O cálculo das regiões de segurança dinâmicas em tempo real através do ORGANON baseia a estimação gráfica de novos pontos de operação, priorizando-se a segurança de operação para se elevar ou reduzir o emprego de termoeletricidade. As análises sucessivas das regiões de segurança simuladas com os redespachos termelétricos considerados consistem num algoritmo iterativo empírico. Houve aplicação satisfatória dessa metodologia em sistema-teste brasileiro de 107 barras e em uma área elétrica do SIN, tanto em rede completa quanto em rede alterada. Essa pesquisa estimula estudos de novas práticas que converjam para obtenção de um despacho econômico atualizado em tempo real, com intuito de utilização mais eficiente do sistema e desoneração de tarifas ao consumidor final.

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

THERMOELECTRIC REDISPATCH THROUGH ONLINE ASSESSMENT OF SECURITY REGIONS

Francisco Dalmir Santiago de Melo

October/2020

Advisor: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Department: Electrical Engineering

The optimization of the operational cost of large-scale electric power systems is the subject of academic research to improve planning and control operations in real time, in order to obtain the appropriate amounts of generation from each plant to supply demand at every moment without compromise dynamic security in the face of contingencies, what is called economic dispatch.

In Brazil, a country with a privileged predominance of hydroelectricity, one of the thermoelectric dispatches occurs exclusively to increase the electrical safety of operation of the Brazilian Interconnected System (SIN), regardless of the operational cost of the thermoelectric plants. In practice, this can compromise economic dispatch, since the conditions observed in real time are often not different from those considered by the operation planning.

In this context, this dissertation presents the use of the safety assessment tool to perform thermoelectric redispatch for complete grid and altered grid by contingency in real time. The calculation of dynamic safety regions in real time using ORGANON is based on the graphical estimation of new points of operation, prioritizing operational safety to increase or reduce the use of thermoelectricity. The successive analyzes of the safety regions simulated with the thermoelectric redispaches considered consist of an empirical iterative algorithm. There was satisfactory application of this methodology in a Brazilian test system of 107 bars and in an electrical area of the SIN, both for complete grid and an altered grid. This research encourages studies of new practices that converge to obtain an economic dispatch updated in real time, with the intention of using the system more efficiently and reducing tariffs to the final consumer.

Sumário

Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xvi
1 Introdução	1
1.1 A Termoeletricidade e o Despacho Econômico	1
1.2 Motivação	4
1.3 Objetivo	7
1.4 Publicação Decorrente da Pesquisa	8
1.5 Estrutura da Dissertação	8
2 Aspectos Conceituais	9
2.1 O Despacho de Termelétricas no Brasil	9
2.2 Avaliação da Segurança Dinâmica em Tempo Real	15
2.2.1 Região de Segurança	17
2.2.2 Apresentação da Ferramenta Computacional	19
2.3 Construção da Região de Segurança Dinâmica	20
2.3.1 Considerações Iniciais	20
2.3.2 Determinação e Combinação de Usinas em Grupos de Redespa- cho de Geração	21
2.3.2.1 Análise de Sensibilidade	22
2.3.2.2 Seleção e Agrupamento de Usinas	23
2.4 Processamento do Cálculo da Região de Segurança Dinâmica	24
2.5 Interpretação de Nomogramas	27
3 Metodologia de Redespacho Termelétrico através de Avaliação da Região de Segurança em Tempo Real	29
3.1 Considerações iniciais	29
3.2 Algoritmo proposto	31
3.2.1 Configuração da Região de Segurança	32
3.2.2 Etapa Simulatória	36

3.2.3	Etapa de Análise	40
4	Redespacho Termelétrico através de avaliação da Região de Segurança em Tempo Real	43
4.1	Sistema 107 Barras-CA	43
4.1.1	Leitura da Configuração da Rede e Especificidades	43
4.1.2	Configuração da Região de Segurança	47
4.1.2.1	Escolha dos Eventos Dinâmicos	48
4.1.2.2	Configuração da Região de Segurança Dinâmica	49
4.1.3	Cálculo da Região de Segurança para o Caso-base	50
4.1.4	Redespachos para Condição de Rede Completa	54
4.1.4.1	Redespacho Termelétrico 1: sem alteração da geração de outras usinas	54
4.1.4.2	Redespacho Termelétrico 2: após elevação da geração das hidrelétricas do Grupo 1	57
4.1.4.3	Redespacho Termelétrico 3: considerando maximização da geração do Grupo 1	58
4.1.5	Redespachos Termelétricos para Rede Alterada	62
4.1.5.1	Indisponibilidade do Circuito 1 da Linha 230 kV Rondonópolis/Coxipó	62
4.1.5.2	Indisponibilidade da Linha 230 kV Coxipó/Nobres	66
4.2	Estudo de Caso de um Sistema Real	70
4.2.1	Visão Geral da Área Rio	70
4.2.2	Considerações Técnicas para o Cálculo da Região de Segurança	71
4.2.3	Resultados	75
4.2.3.1	Validação da Estratégia do Planejamento de Operação em Rede Completa	75
4.2.3.2	Redespacho Termelétrico na Configuração de Rede Alterada	77
4.2.3.3	Redespacho de GTSE para melhoria de economicidade em rede completa	81
4.2.3.4	Redespachos em rede alterada: outros patamares de carga e geração de EBOLT	86
5	Conclusões e Trabalhos Futuros	89
5.1	Conclusões	89
5.2	Trabalhos futuros	90
	Referências Bibliográficas	91

A	Conceitos Complementares sobre Despacho Termelétrico	101
A.1	Custo Variável Unitário	101
A.2	Custo Marginal de Operação (CMO)	102
A.3	Relação entre CMO e CVU	102
A.4	Despacho de Geração para Razão Elétrica	103
B	Aspectos Básicos para Análise de Redes Elétricas	105
B.1	Modelagem da Rede Elétrica	105
B.1.1	Visão Geral	105
B.1.2	Formulação Básica e Classificação das Barras	106
B.1.2.1	Barra <i>Swing</i> (Flutuante, $V\theta$ ou <i>Slack</i>)	107
B.1.2.2	Barra de carga ou “PQ”	108
B.1.2.3	Barra de Tensão Controlada ou “PV”	108
B.2	Método de Solução do Fluxo de Potência	108
B.2.1	Subsistema de Equações 1	109
B.2.2	Subsistema de Equações 2	109
B.3	Fluxo de Potência Continuado	109
B.3.1	Ponto de Máximo Carregamento	109
B.3.2	Análise de Fluxo de Potência Continuado	110
B.4	Modelagem dos Geradores	112
B.5	Modelagem dos Transformadores	112
B.6	Modelagem de Linha de transmissão	113
B.6.1	Modelagem da Carga	114
B.7	Modelagem de Equipamentos de Controle de Tensão	115
B.7.1	Reator de Barra	115
B.7.2	Banco de Capacitores	116
B.7.3	Compensador Síncrono	116
B.7.4	Compensador Estático (SVC)	117
C	Diagrama Unifilar da Área Rio de Janeiro/ Espírito Santo)	118
D	O Sistema Teste Brasileiro de 107 Barras CA (STB-107CA)	120
D.1	Diagrama Unifilar Completo	120
D.2	Ponto de Operação do Caso Base	122
D.3	Arquivos extensão <i>.pwf</i> e <i>.dat</i> para Compilação	126
D.3.1	Arquivo <i>107barra.pwf</i>	126
D.3.2	Arquivo <i>BNT1.dat</i>	130
D.4	Modelo de Controladores para Estudos Dinâmicos - Arquivo com extensão <i>.dyn</i>	131

D.5	Arquivo de Definição dos Grupos de Geração e Outras Variáveis de Monitoramento para Região de Segurança Dinâmica - Arquivo <i>.def</i>	131
D.6	Arquivo de Eventos Dinâmicos - Arquivo <i>.evt</i>	134

Lista de Figuras

1.1	Geração termelétrica mínima prevista para segurança elétrica	5
2.1	Sistema Interligado Nacional (SIN), horizonte 2024	10
2.2	Participação relativa das fontes na geração total de energia no SIN	11
2.3	Capacidade Instalada do SIN horizonte 2019-2024	11
2.4	Dilema da tomada de decisão no planejamento hidrotérmico	12
2.5	Faixa de CVU por tipo de combustível (R\$/MWh)	13
2.6	Tarifa média de fornecimento residencial no Brasil (R\$/MWh)	15
2.7	À esquerda: a região de segurança é o plano definido pelos grupos de geração. À direita: detalhamento das projeções e da interseção dos limites de segurança de cada contingência, que formam a região de segurança (elipse com preenchimento verde claro)	17
2.8	Direções radiais do processo de cálculo da região de segurança em torno do ponto de Operação projetadas no eixo de geração $G_1 \times G_2$	25
2.9	Caminho percorrido em uma direção determinada	26
2.10	Símbolos e convenção de cores de um nomograma	27
2.11	Nomograma exemplo do ORGANON	28
3.1	Algoritmo de redespacho de geração termelétrica através de região de segurança (RS)	32
3.2	Exemplo de área de controle para definição dos grupos de geração	35
3.3	Estimação gráfica e empírica de um novo ponto de operação	37
4.1	Detalhamento do subsistema Mato Grosso e da interligação com a área Sudeste através do circuito duplo Itumbiara - Rio Verde	46
4.2	Nomograma: eixos $G_1 \times G_2$ para caso base	51
4.3	Nomogramas $G_1 \times G_3$ e $G_2 \times G_3$ da região de segurança para o caso-base	51
4.4	Indicação de direção e contingência que atinge o limite de segurança para ponto de operação do caso-base	52
4.5	Simulação dinâmica do carregamento do circuito 1 da linha ITUMBIARA230-R.VERDE-230	53

4.6	Simulação dinâmica da variação de tensão no barramento 231 R.VERDE-230	54
4.7	Deslocamento proposto para o ponto de operação através de redespacho termelétrico	55
4.8	Nomograma G_1XG_2 da região de segurança obtida com a simulação do redespacho termelétrico 1	55
4.9	Nomogramas G_1XG_3 e G_2XG_3 da região de segurança obtida com a simulação do redespacho termelétrico 1	55
4.10	Simulação dinâmica do carregamento do circuito 1 da linha Itumbiara/Rio Verde, com o redespacho de 90 MW na UTE Cuiabá	56
4.11	Simulação dinâmica da variação de tensão no barramento 231 R.VERDE-230, com o redespacho de 90 MW da UTE Cuiabá	56
4.12	Nomograma obtido com o aumento de geração das outras usinas do Grupo 1	57
4.13	Deslocamento do ponto de operação pela redução de geração da UTE Cuiabá	58
4.14	Nomograma G_1XG_2 da região de segurança para o caso da possibilidade de despachar o máximo da capacidade instalada no Grupo 1	59
4.15	Nomogramas G_1XG_3 e G_2XG_3 da região de segurança para o caso da possibilidade de despachar o máximo da capacidade instalada no Grupo 1	59
4.16	Nomograma G_1XG_2 :deslocamento do novo ponto de operação para um redespacho em G1	60
4.17	Nomograma G_1XG_2 para o redespacho termelétrico 3	60
4.18	Nomogramas G_1XG_3 e G_2XG_3 da região de segurança para o redespacho termelétrico 3	61
4.19	Carregamento do circuito 2 da linha Itumbiara/Rio Verde, pós-contingência, para situação do redespacho termelétrico 3	61
4.20	Nomograma G_1XG_2 para rede alterada 1	62
4.21	Nomogramas G_1XG_3 e G_2XG_3 para rede alterada 1	62
4.22	Rede alterada 1: ponto de operação estimado através do algoritmo proposto	63
4.23	Ponto de operação seguro obtido com o redespacho termelétrico para condição de rede alterada 1	63
4.24	Sobrecarga no circuito 2 da linha Itumbiara/Rio Verde atenuada pelo redespacho termelétrico na condição de rede alterada 1	64
4.25	Segundo deslocamento estimado para o redespacho termelétrico e das outras usinas do Grupo 1 para rede alterada 1	64
4.26	Segundo redespacho termelétrico e das outras usinas do Grupo 1: seguro, sem violações e com margem de segurança para rede alterada 1	65

4.27 Rede alterada 1: sobrecarga em ITUMBIARA-R.VERDE230#2 eliminada pelo redespacho termelétrico e elevação de geração nas outras usinas do Grupo 1	65
4.28 Nomograma G_1XG_2 para rede alterada 2	67
4.29 Nomogramas G_1XG_3 e G_2XG_3 para rede alterada 2	67
4.30 Rede alterada 2: deslocamento estimado do ponto de operação para uma região segura através de redespacho termelétrico	68
4.31 Ponto de operação seguro obtido com o redespacho termelétrico para condição de rede alterada 2	69
4.32 Sobrecarga no circuito 2 da linha Itumbiara/Rio Verde atenuada pelo redespacho termelétrico na condição de rede alterada 2	69
4.33 Esquemático simplificado de conexão da subestação Grajaú na Área Rio .	72
4.34 Nomograma para operação normal em rede completa	76
4.35 Simulação dinâmica: cortes de carga por atuação do EEP-GRAJAÚ . . .	76
4.36 Despacho Termelétrico para evitar possível atuação do EEP-GRAJAÚ . .	77
4.37 Nomogramas: sem e com GTSE de EBOLT em rede completa	77
4.38 Nomograma cenário (d): carga média, rede alterada, EBOLT=0 MW . . .	78
4.39 Sobrecargas em circuitos de 138kV	79
4.40 Oscilação de tensão nas barras críticas: afundamento a partir dos 21s . . .	79
4.41 Oscilação de potência ativa na usina hidrelétrica Nilo Peçanha	79
4.42 Nomograma: rede alterada, EBOLT=350 MW	80
4.43 Nomogramas: comparativo de redespacho termelétrico em rede alterada .	81
4.44 Elevação do carregamento do circuito 138kV Grajaú/Jacarepaguá	81
4.45 Redespacho Termelétrico de EBOLT: redução de aproximadamente 30% da geração	82
4.46 Redespacho Termelétrico de EBOLT: atuação parcial de EEP-GRAJAÚ .	84
4.47 Carregamento Cascadura 1/Jacarepaguá após perda dupla de Grajaú . . .	85
4.48 EEP-GRAJAÚ: atuação do primeiro estágio	85
4.49 Quadro comparativo de nomogramas para diferentes patamares de geração termelétrica e de carga	87
4.50 Carregamento nos circuitos Jacarepaguá/Terminal Sul e Jacarepaguá/Grajaú	87
4.51 Carregamento nos circuitos Jacarepaguá/Terminal Sul e Jacarepaguá/Grajaú e tensões em barramentos de 138kV	88
B.1 Sistema simplificado de duas barras	110
B.2 Determinação gráfica do ponto de máximo carregamento na curva P-V .	110
B.3 Etapas do fluxo de potência continuado	111
B.4 Modelo de representação de um gerador	112
B.5 Modelo típico do transformador de dois enrolamentos	112

B.6	Modelo típico do transformador de dois enrolamentos com comutação automática de tape	113
B.7	Modelo típico de linha de transmissão	114
B.8	Modelo de representação de uma carga	114
B.9	Modelo típico do reator de barra	115
B.10	Modelo típico do banco de capacitor <i>shunt</i>	116
B.11	Modelo típico de SVC	117
C.1	Diagrama Unifilar da área Rio de Janeiro/Espírito Santo	119
D.1	Diagrama Unifilar Completo do Sistema-teste de 107 barras_CA	121

Lista de Tabelas

2.1	Tipos de análise de sensibilidade disponíveis no ORGANON	23
2.2	Lista de pontos de operação do nomograma exemplo da Figura 2.11	28
4.1	Sumário do Sistema de 107 barras	44
4.2	Geração das usinas do sistema 107 barras	45
4.3	Discretização da geração e consumo por área	45
4.4	Intercâmbio entre as áreas elétricas	45
4.5	Distribuição dos fluxos de Interligação da área Mato Grosso	46
4.6	Dados de Geração da área Mato Grosso	47
4.7	Dados de carga da área Mato Grosso	47
4.8	Percentuais de influência da variação de 100 MW de usinas considerando-se o controle do fluxo das linhas de transmissão e transformadores da área Mato Grosso	48
4.9	Seleção dos circuitos de interligação para análise de contingências	49
4.10	Definição dos Grupos de geração - Área Mato Grosso - 107 barras	50
4.11	Violações dos limites de carregamento em regime e de tensão na simulação dinâmica para Caso Base	53
4.12	Tabela da composição do redespacho da geração do Grupo 1	60
4.13	Sumário das ações de redespacho termelétrico através da região de segurança dinâmica	66
4.14	Geração e Consumo da Área Rio	71
4.15	Discretização dos patamares de carga da Área Rio	72
4.16	Configuração dos Grupos de geração para o cálculo da região de segurança dinâmica	74
4.17	Melhoria da Economicidade de Operação	83
D.1	Relatório de barras - Caso Base	122
D.2	Relatório de Linhas de Transmissão e Transformadores - Caso Base	123

Capítulo 1

Introdução

1.1 A Termoeletricidade e o Despacho Econômico

O problema de alocar as demandas de carga dos consumidores entre as unidades geradoras de usinas termelétricas disponíveis de forma econômica, segura e confiável recebe considerável atenção desde 1920 [1]. Isso ocorreu por conta dos elevados custos e montantes associados aos combustíveis empregados para conversão de energia térmica em energia elétrica [2].

Nesse contexto, o despacho de geração pode ser definido como uma designação de um suprimento de geração adequado à demanda do sistema elétrico de potência (SEP), referindo-se a um determinado montante de energia, em megawatt-hora (MWh) para ser entregue em um período específico de tempo, usualmente discretizado em intervalo semi-horário¹ para cada uma das usinas em operação [1, 3, 4], ao que se denomina como programação do despacho de geração.

O problema clássico de otimização econômica do despacho foi fundamentalmente modelado e aplicado às unidades de usinas termelétricas, objetivando-se minimizar os custos com combustível para garantir o mínimo custo operacional de geração e o atendimento pleno e confiável à demanda [5–7].

Com a evolução da complexidade dos sistemas de potência modernos, a obtenção dessa programação de despacho de geradores passou a ser obtida através de extensos estudos visando definir uma estratégia eficaz de despacho de geração que correspondesse uma solução ótima de funcionamento econômico do SEP.

A partir do fim da década de 1960 até o tempo presente, a literatura embasa robustas técnicas para obtenção do fluxo de potência e do despacho econômico ótimos [1, 8–23], que são amplamente aplicadas à etapa de planejamento eletroenergético da operação em tempo real.

¹Intervalo semi-horário - período de 30 minutos (min). No caso, a programação de despacho estipula qual deve ser a geração de cada usina de 30 em 30 min até se completarem as 24h de um dia, o que resulta em 48 intervalos semi-horários.

Dentre essas técnicas de obtenção do despacho ótimo de geração, destaca-se a formulação como um problema de otimização econômica que objetiva determinar os montantes de geração das unidades disponíveis que minimizam o custo operacional total durante um período de despacho, enquanto satisfazem um conjunto de restrições operacionais, geralmente aplicada ao problema de curto prazo. Essa formulação denomina-se como despacho econômico-seguro ².

A resolução desse problema de despacho econômico-seguro consiste na discretização do período inteiro de despacho em um número de pequenos intervalos de tempo, nos quais a demanda é considerada constante e o sistema, por sua vez, em regime permanente. Assim, esse despacho se relaciona às decisões operacionais, especificamente na melhor maneira de usar os recursos disponíveis para atender à demanda de eletricidade dos clientes de maneira confiável e com o menor custo[1][15][25][24].

Há métodos de resolução de despacho econômico-seguro classificados em três categorias: programação matemática ou heurística, inteligência artificial e métodos híbridos [1]. Esses métodos ajudam a resolver o problema do despacho econômico levando-se em consideração fatores como os limites térmicos das linhas e transformadores, limites de geração e a segurança dinâmica de operação do SEP, cujo conceito se expõe a seguir.

Por conta dos sistemas de energia estarem continuamente expostos às condições adversas e imprevisíveis que podem levar às situações de falha ou operação fora dos limites técnicos exigidos, as referências BALU *et al.* [26], MORISON *et al.* [27], MORISON *et al.* [28] e WANG *et al.* [29] corroboram com o entendimento de que, no contexto de sistema de energia, a segurança de operação não é uma ausência total de perigo ou risco, mas consiste numa ausência qualificada de risco, especificamente do risco de interrupção da operação contínua do sistema.

Desse modo, a segurança de operação se refere ao grau de risco em relação à capacidade de um sistema de energia de sobreviver a distúrbios iminentes (contingências) sem interrupção do serviço ao cliente. Assim, relaciona-se à robustez de um sistema e depende das condições de operação do sistema, bem como da probabilidade da ocorrência de distúrbios [27].

Uma prática comum no estudo de segurança de operação consiste na elaboração de uma lista das contingências mais críticas para uma determinada área elétrica de estudo e, em seguida, avaliar qual o estado do sistema após o distúrbio: seguro ou inseguro. Caso inseguro, uma série de medidas são adotadas na operação em tempo real de modo preventivo face à provável ocorrência dele [26].

Por conta disso, na operação em tempo real de um sistema elétrico, não raramente pode ocorrer o que se denomina como redespacho de geração. O redespacho de geração consiste na alteração do valor gerado por uma ou mais usinas do sistema [30], resultando

²Na referência XIA *et al.*[1], utiliza-se a terminologia “Despacho Econômico Dinâmico”. Em Wang *et al.*[24] usa-se a terminologia “Despacho Econômico com Restrição de Segurança”.

em um novo despacho de geração. Os operadores dos centros de controle deliberam-no com intuito de prevenir, mitigar ou eliminar restrições operacionais na rede verificadas em tempo real para que não se comprometa a segurança de operação [3, 26–28].

Há duas abordagens para resolver o problema de avaliação de segurança: direta e indireta. A abordagem direta busca estimar a probabilidade do ponto de operação³ do sistema entrar no estado de emergência [26]. Já a abordagem indireta rastreia uma variedade de margens de reserva em relação a limites pré-determinados considerados adequados para manter a robustez do sistema em face dos potenciais distúrbios pré-selecionados [26].

Ao longo do tempo [31–34], houve um aprimoramento das técnicas de operação do SEP de forma a manter um fornecimento contínuo de energia, preservando um elevado grau de qualidade [2], principalmente pela avaliação de segurança dinâmica, que estuda a capacidade de um determinado sistema de energia para resistir um conjunto definido de contingências e sobreviver à transição para um estado estável [35] aceitável em regime permanente [29].

Dentre essas técnicas aprimoradas, está a avaliação de segurança dinâmica em tempo real [26–29, 36]. No Brasil, essa avaliação ocorre pela abordagem indireta através do monitoramento ininterrupto do ponto de operação do sistema dentro de regiões segurança dinâmica geradas pela ferramenta ORGANON⁴, incorporadas às telas da sala de controle [38–44]. Basicamente, elas fornecem de modo visual e ágil a informação se o ponto de operação do sistema está numa região segura ou não, bem como a margem de segurança, perante as contingências configuradas.

Portanto, considerando-se o contexto atual, houve aprimoramento daquela abordagem da década de 1920. AL FARSI *et al.* [45] apresenta que a otimização do despacho econômico além de minimizar custos operacionais, também contempla:

1. programação de despacho de todas as unidades geradoras disponíveis (independentemente do recurso energético adotado), de modo a atender a demanda de carga requerida ao mínimo custo operacional ao passo que satisfaz restrições operacionais tanto das unidades geradoras quanto do sistema;
2. minimização das emissões atmosféricas das usinas termelétricas;
3. maximização do lucro pela redução do custo total⁵;
4. manutenção da estabilidade do sistema e restrições de segurança.

³Ponto de operação pode ser entendido como uma determinada configuração de geração das usinas para atendimento à demanda, baseada numa configuração da rede elétrica.

⁴A ferramenta ORGANON constitui um software, propriedade privada, sendo o Dr. Jorge Luiz de Araújo Jardim o detentor de todos os direitos de uso. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) possui direitos irrestritos de utilização no ambiente interno da empresa e os direitos de distribuição de licenças de uso, restrito ao território brasileiro, somente para os agentes devidamente habilitados [37].

⁵Nos casos onde há Operador de Sistema Independente (ISO, do inglês “Independent System Operator”) [46], maximizam-se os lucros sociais, que são o resultado do benefício do consumidor menos o custo de geração. Vide referência XIA *et al.* [1].

1.2 Motivação

Em diversos países a otimização do despacho de usinas termelétricas protagonizou de modo fundamental as pesquisas e implantação de métodos de solução do problema de otimização de suprimento à carga dos consumidores, estando ligada diretamente ao sucesso da obtenção do despacho econômico ótimo [2, 4].

No Brasil, o incentivo, a disponibilidade e a geração termelétrica só se tornaram relevantes e puderam ser verificados mais intensamente a partir dos anos 2000, por ocasião do racionamento de energia oriundo de uma crise eletroenergética que assolou esse país nessa época [47].

As usinas termelétricas desempenham papel estratégico para a segurança elétrica-energética do sistema elétrico brasileiro, denominado como Sistema Interligado Nacional (SIN) [48–50]. Quando comparadas às demais usinas (hidrelétricas, eólicas, etc), elas possuem maior proximidade tanto geográfica quanto do sistema elétrico dos principais centros de consumo de energia elétrica.

Há complexidade inerente aos despachos termelétricos por critérios energéticos⁶. Assim, dificilmente seria possível implementar uma metodologia em tempo real que realizasse de modo eficaz a alteração da geração termelétrica despachada nessa modalidade, já que a realização de redespachos no curtíssimo prazo poderia comprometer a segurança energética de um cenário futuro indicado no modelo de otimização utilizado pelo Planejamento da Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [50].

Por outro lado, embora o SIN possua capacidade instalada de geração suficiente para atender plenamente a demanda máxima [51], no planejamento da operação ou na operação em tempo real ocorrem despachos preventivos ou corretivos de geração termelétrica exclusivamente para manutenção da segurança de operação independentemente do custo envolvido para a operação dessas usinas termelétricas despachadas para essa finalidade⁷, principalmente durante eventos periódicos como Eleições, Carnaval, Natal, Ano Novo, Copa do Mundo, dentre outras razões [51].

A problemática desse tipo de despacho consiste na oneração da tarifa do consumidor com encargos [51], além de contribuir para uma matriz energética mais ineficiente e com maior presença de poluentes [53] oriundos das usinas termelétricas. Na prática, isso pode comprometer o despacho econômico, já que as condições observadas em tempo real não raramente se diferenciam daquelas consideradas pelo planejamento da operação, na elaboração da programação de despacho de geração das usinas e das instruções de operação que contemplam os casos específicos de redespacho delas, as quais devem ser estritamente seguidas pelos operadores de tempo real.

⁶Geração para mitigar deplecionamento de reservatórios de hidrelétricos, conforme modelo de otimização do ONS [50].

⁷Atualmente, esse despacho denomina-se despacho para atendimento de Razão Elétrica [52]. Vide seção A.4 do Apêndice A.

A Figura 1.1 apresenta o montante esperado de geração termelétrica total por região geográfica até novembro de 2022, indicado por critérios de segurança elétrica, sem considerar aquele que pode ser despachado na operação em tempo real. Observa-se que os maiores montantes previstos ocorrem no verão dos anos de 2019 e 2020, atingindo valores próximos a 2.000 MW. Em 2022, há previsão de permanecerem esses despachos de usinas na região Norte, por falta de solução estrutural para eliminar o problema [51].

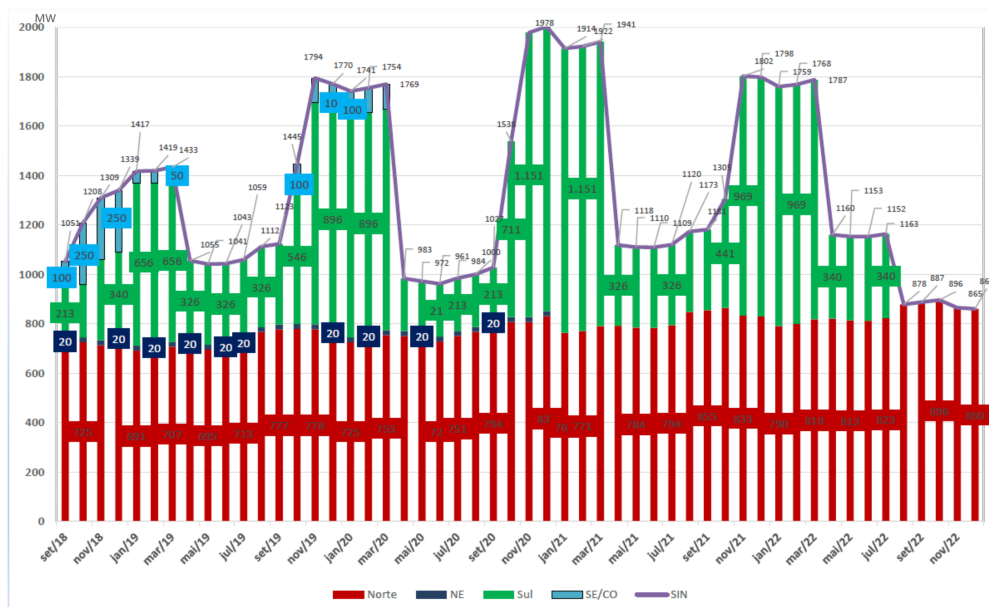


Figura 1.1: Geração termelétrica mínima prevista para segurança elétrica
Fonte: ONS [51]

Além disso, em um país com predominância de hidroeletricidade e marcante geração eólica como é o caso do Brasil, a avaliação em tempo real de redespacho de geração termelétrica para segurança elétrica urge principalmente em subsistemas onde há restrições sistêmicas de usinas hidrelétricas com vertimentos turbináveis⁸, bem como usinas eólicas operando fora do ponto de máxima extração potência para atendimento a algum critério de segurança, sendo plausível a adoção prática caso se obtivesse um ponto de operação seguro ou sem a geração termelétrica ou a um valor de geração menor sem comprometer a segurança de operação, já que esse critério tem precedência sobre quaisquer custos de operação envolvidos⁹ [54].

As referências BALU *et al.* [26] e ELGERD [55] corroboram com entendimento de que na medida em que o estado do sistema de energia varia com o tempo, o equilíbrio ótimo entre segurança e economia depende do estado atual do sistema de energia, isto é, verificado em tempo real, de modo que embora um sistema possa funcionar atendendo aos

⁸Vazão vertida causada pela redução de usinas hidrelétricas para atendimento de restrições sistêmicas, mas que poderia ser admitida na turbina hidráulica.

⁹Em outras palavras, para garantir a segurança operativa do SIN pode ser necessário elevar o despacho de geração termelétrica ao invés de reduzi-lo [54].

requisitos de tensão e frequência, num número infinito de configurações de fluxo de carga, apenas uma única dessas configurações será ótima também do ponto de vista econômico.

Dentre os múltiplos pontos de operação que formam a região segura do sistema, se não há prerrogativas de também monitorar constantemente aquele que minimiza a geração termelétrica¹⁰ por critérios de segurança elétrica, não se pode afirmar categoricamente que o sistema está operando com ótima economicidade em tempo real. Na verdade, pode-se até estar bem distante desse ponto ótimo do despacho econômico-seguro.

A identificação dessa problemática abre vasto campo de estudos, donde se citam as contribuições de CORREA *et al.* [56], XIAO *et al.* [57] e THAPPETAOBULA *et al.* [58] e também se insere a pesquisa apresentada na presente dissertação.

A referência CORREA *et al.* [56] apresenta um método de redespacho de geração através de inteligência computacional, mais especificamente, árvore de decisão e algoritmos genéticos, para melhoria da segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência. As ações preventivas do redespacho da geração se baseiam em região de segurança, cujos limites são determinados pelas regras de uma árvore de decisão. A aplicação dessa metodologia foi estudada em sistema elétrico de 10 máquinas síncronas e 39 barras.

Vale ressaltar também a contribuição da perspectiva proposta em XIAO *et al.* [57] e WANG *et al.* [24] para o balanceamento do nível de segurança de um sistema levando-se em consideração os custos incidentes para operação em tempo real. Nessa abordagem, tanto a economia quanto segurança de operação são consideradas na modelagem do fluxo de potência ótimo, tal que o nível de segurança é quantificado usando uma função de risco, a qual fornece que a segurança pode ser otimizada. A validação do método se baseou em um sistema-teste de seis [57] e nove barramentos [24], utilizando-se uma abordagem desacoplada da operação em tempo real.

Por fim, destacam-se os resultados obtidos na referência THAPPETAOBULA *et al.* [58], que corroborou para a escolha da ferramenta computacional utilizada nessa dissertação, bem como com o entendimento de que a maneira tradicional de operar o sistema com limites conservadores, embora seja eficaz, pode se revelar ineficiente para gerenciar a atual dinâmica da rede. Isso foi provado através do desenvolvimento e implementação de uma ferramenta de avaliação de estabilidade em tempo real, que calcula a capacidade do sistema sob uma perspectiva de estabilidade de tensão, utilizando-se o sistema real do *Midcontinent Independent System Operator* (MISO - Operador de Rede atuante nos Estados Unidos da América, vide GO15 [46]).

No presente estudo, há enfoque nestas principais perguntas de pesquisa visando a melhoria do despacho econômico-seguro em tempo real:

1. um sistema seguro necessariamente possui um custo de operação mais caro para uma mesma condição de geração e carga, bem como, configuração da rede?

¹⁰Ou a geração hidrelétrica que estaria reduzida pelos critérios energéticos [50], mas que tem a geração elevada para atendimento critérios elétricos.

2. se o sistema estiver numa condição de operação segura, haveria a possibilidade de redespachar a valores menores a geração termelétrica da modalidade de segurança elétrica, contribuindo não somente para permitir aumento de geração de energia renovável por ventura restritas bem como para redução de custos durante a operação em tempo real e, por conseguinte, dos encargos ao consumidor final?

Dentro do contexto do despacho econômico-seguro no âmbito brasileiro e com essa motivação, apresenta-se o objetivo dessa pesquisa no item a seguir. Vale ressaltar que esse estudo não se aplica àquelas usinas termelétricas por ventura despachadas pelos critérios energéticos utilizados nos modelos de otimização vigentes[50].

1.3 Objetivo

Esse estudo propõe a realização de redespachos termelétricos através de avaliação de região de segurança em tempo real para:

- verificar qual valor adequado de geração termelétrica para garantia da segurança elétrica de uma área de controle, conforme o resultado da região de segurança atualizado pelas condições verificadas em tempo real;
- estimar um valor de geração termelétrica tal que possa ser considerado como um parâmetro de mínimo para uma dada condição de segurança de um ponto de operação de uma área de controle;
- investigar de que modo a realização de redespacho termelétrico dessa modalidade influencia a margem de segurança de operação da área de controle;

Para melhor analisar os possíveis efeitos transitórios das contingências estudadas, bem como para aproximar de uma possível aplicação prática dessa proposta, opta-se pelo cálculo de regiões de segurança dinâmicas. Os resultados dessas regiões fornecem o estado de segurança do sistema face às contingências consideradas e servem como base para a avaliação do redespacho da geração termelétrica influente na área de controle considerada.

Para uma análise qualitativa dos redespachos termelétricos, há simulações de aplicação da metodologia em um sistema-teste de 107 barras. Em seguida, há simulação de aplicação em um sistema real integrante do SIN, denominado “Área Rio”, tendo-se como entrada os dados obtidos do estimador de estados. Ambas aplicações ocorrem tanto em rede completa quanto em rede alterada por contingência visando à aproximação dos resultados dessa pesquisa a uma aplicação prática bem como estimulação de pesquisas acadêmicas na área otimização do despacho econômico-seguro em tempo real.

1.4 Publicação Decorrente da Pesquisa

Melo, F.D.S., Lima, A.C.S., Salim, K.C.O., Lage, F.R.(2020). Thermoelectric generation redispatch through Online Stability Assessment in altered grid conditions. VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, Santo André - SP, 25 a 28 de Agosto de 2020.

1.5 Estrutura da Dissertação

Este capítulo inicial tratou dos aspectos conjunturais que fomentaram o objetivo dessa dissertação, no que diz respeito ao despacho termelétrico econômico-seguro, tanto num contexto abrangente quanto na realidade da operação do SIN.

- O capítulo 2 aborda os aspectos conceituais, principalmente: a sistemática de despacho de usina termelétrica no Brasil, a construção e o cálculo da região de segurança dinâmica pela ferramenta computacional utilizada;
- O Capítulo 3 apresenta a metodologia proposta nessa pesquisa que se baseia no resultado do cálculo da região de segurança para se avaliar constantemente a necessidade de estimação gráfica de novos pontos de operação seguros, tal que o deslocamento pretendido incide sobre o valor de redespacho de geração termelétrica no respectivo grupo de geração pré-configurado, ocorrendo novo cálculo da região de segurança até que o redespacho seja eficaz ou se atinja os limites de geração das usinas termelétricas despachadas para segurança elétrica.
- O Capítulo 4 apresenta os resultados da aplicação da metodologia. Para melhor compreensão, eles são apresentados em duas seções: a primeira aborda a aplicação da metodologia no sistema-teste de 107 barras; já a segunda, apresenta o estudo de caso da Área Rio, integrante do Sistema Interligado Nacional.
- O Capítulo 5 apresenta as conclusões baseadas nos resultados decorrentes dos redespachos termelétricos realizados e as propostas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Aspectos Conceituais

2.1 O Despacho de Termelétricas no Brasil

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro estruturou-se em torno do aproveitamento de seu privilegiado potencial hidrelétrico [59] quando comparado ao de outras nações que priorizaram à termoeletricidade. Durante muito tempo, os despachos das usinas hidrelétricas desempenhavam satisfatoriamente o pleno atendimento à carga do sistema de acordo com os critérios de segurança e minimização de custos operativos.

Assim, para permitir o intercâmbio elétrico-energético entre as diversas regiões geográficas, o território continental brasileiro foi paulatinamente interconectado por um amplo sistema elétrico denominado Sistema Interligado Nacional (SIN) [59]. O SIN tornou-se um sistema de grande porte (dimensões continentais), com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários.

A operação do SIN é realizada de forma centralizada e coordenada pelos cinco centros de operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [60], sendo uma das empresas integrantes do GO15 (Operadores de Rede) [46], já que o SIN é um dos dezoito maiores sistemas de potência do mundo.

A Figura 2.1 apresenta de modo simplificado 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.

Graças a essa vocação brasileira à hidroeletricidade, os incentivos à termoeletricidade no Brasil somente aconteceram mais intensamente a partir da virada do século XXI [47]. Isso porque no início dos anos 2000, a condição hidrológica significativamente desfavorável e os sucessivos anos em que o crescimento da demanda não era acompanhado pela oferta de energia resultaram em situação de racionamento energético sem precedentes, superado com reduções no consumo da ordem de 20%, o que causou uma diminuição da carga do sistema a um patamar equivalente à demanda observada em 1995 [47].

Assim, entre 2000 e 2004, como a forma mais imediata de aumentar a oferta de ener-

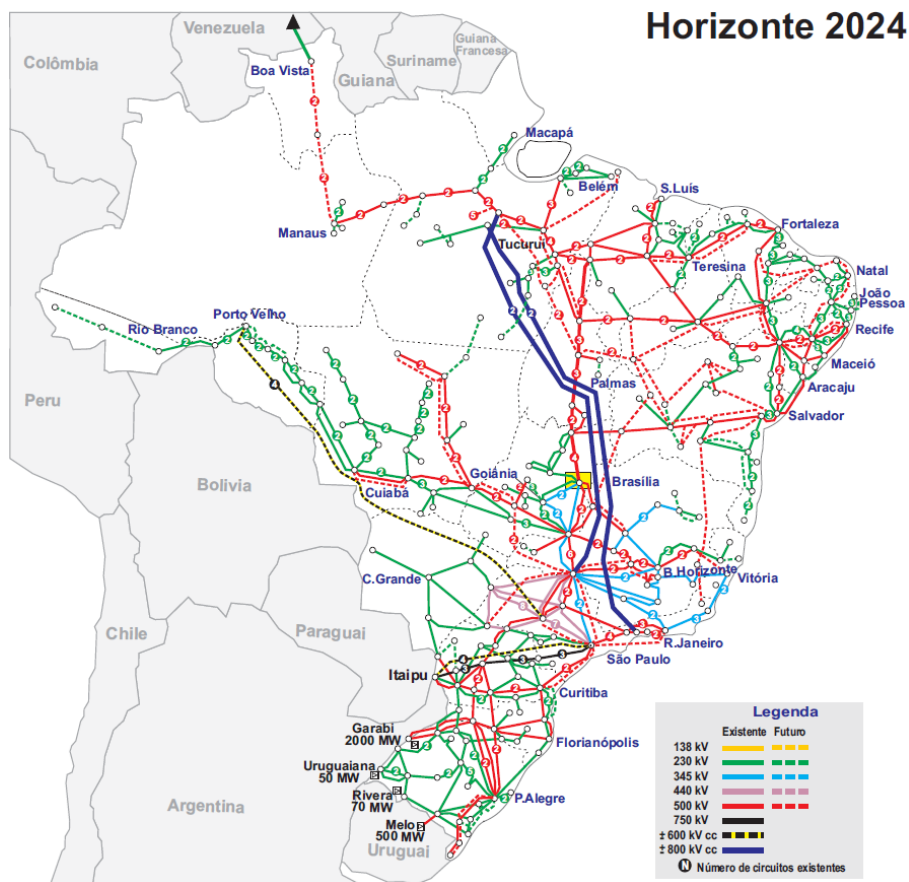


Figura 2.1: Sistema Interligado Nacional (SIN), horizonte 2024
 Fonte: ONS [60]

gia, observou-se uma rápida expansão da geração termelétrica, com a criação de incentivos pelo governo federal brasileiro. Houve o lançamento do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), adicionando 9,2 GW de capacidade instalada após o racionamento de 2001 [59].

Desde então, de modo mais efetivo há geração termelétrica de modo complementar à geração hidráulica no Brasil em situações hidrológicas adversas, razão pela qual sua disponibilidade foi estruturada para ser flexível: ora opera, ora é mantida desligada [59].

A Figura 2.2 apresenta o percentual de geração hidráulica e não-hidráulica, evidenciando-se as participações de cada uma dessas fontes, no eixo das ordenadas, de julho de 2014 até outubro de 2017. Nota-se o papel complementar da geração termelétrica movida a combustíveis fósseis, garantindo o suprimento durante o período de menor geração hidráulica e das demais fontes, conforme se observa entre os meses de abril e outubro de 2017.

A Figura 2.3 ilustra a marcante presença de usinas hidrelétricas quando considerada a capacidade instalada do SIN. Entretanto, considerando-se o planejamento da expansão do SIN até o ano de 2024, há expectativa de redução em 4,8% da participação dessas usinas na matriz e aumento de 2,2% da participação de usinas termelétricas. Desse modo, para o

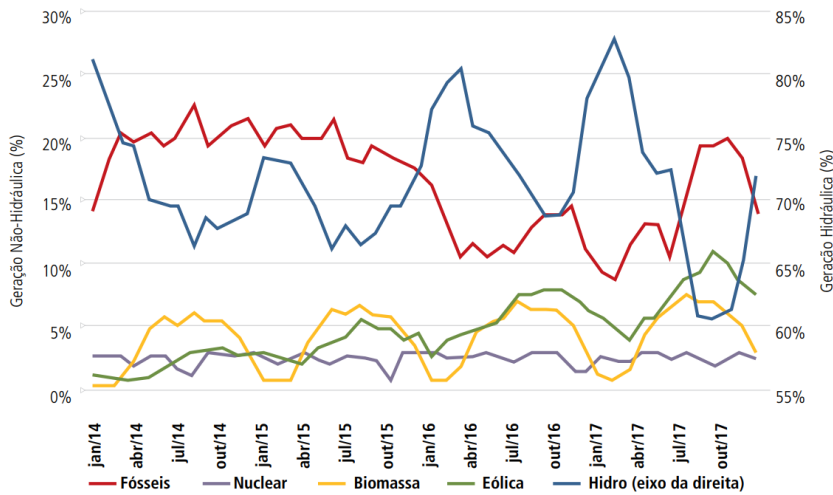


Figura 2.2: Participação relativa das fontes na geração total de energia no SIN
 Fonte: CNI [59]

modelo brasileiro de suprimento de energia, que apresentava e ainda apresenta perfil predominantemente hidrelétrico, conforme Figura 2.3, a introdução da geração termelétrica trouxe para o setor elétrico a difícil tarefa de harmonizar a presença de duas fontes com características, custos, investimentos e maturação bem diferentes [61].

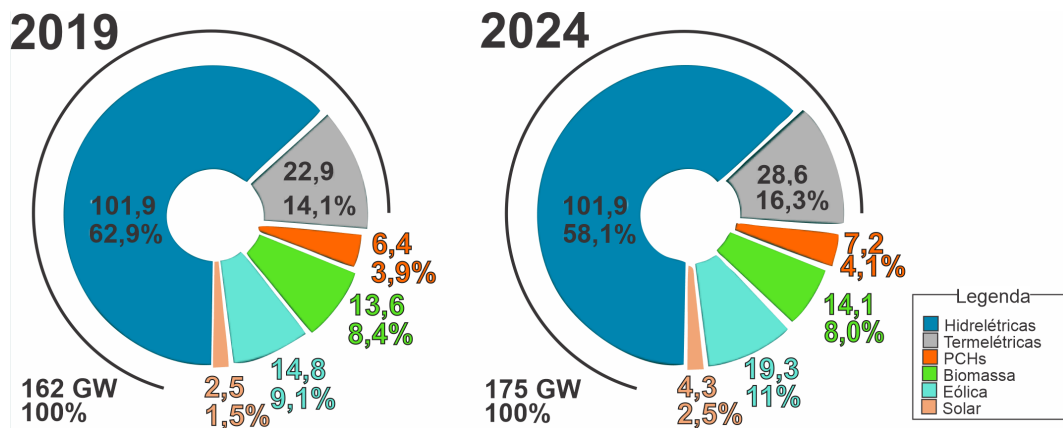


Figura 2.3: Capacidade Instalada do SIN horizonte 2019-2024
 Fonte: ONS [62]

A problemática básica do despacho de geração hidrotérmica é expressa na Figura 2.4. O volume de água afluente aos reservatórios é desconhecido, pois depende basicamente das chuvas que irão ocorrer no futuro. Além disso, a disponibilidade de energia hidrelétrica é limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Isto introduz uma relação entre uma decisão de operação em uma determinada etapa e as consequências futuras dessa decisão [50].

Por exemplo, ao se decidir utilizar as provisões de energia hidrelétrica para atender o mercado hoje e no futuro ocorrer um período de seca, pode ser necessário utilizar geração termelétrica de custo elevado ou até mesmo racionar ou interromper o fornecimento de energia. Por outro lado, ao se fazer uso mais intensivo de geração termelétrica no

presente, conservando elevados os níveis dos reservatórios e ocorrerem vazões altas no futuro, poderá haver vertimentos em reservatórios de usinas hidrelétricas, o que representa um desperdício de energia e, por conseguinte, um aumento desnecessário do custo de operação do sistema [50].

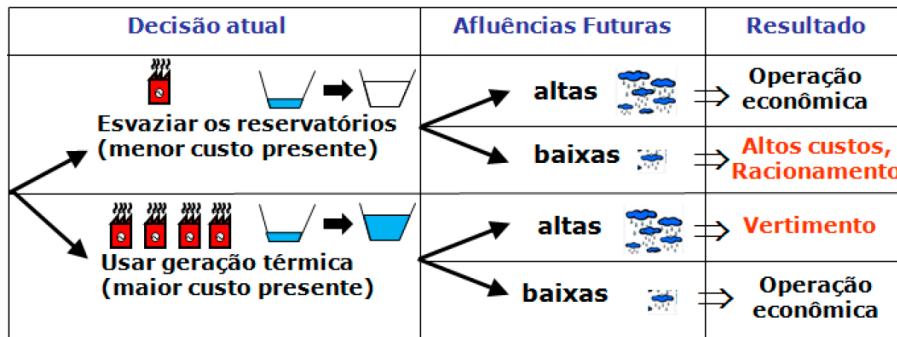


Figura 2.4: Dilema da tomada de decisão no planejamento hidrotérmico
 Fonte: CEPEL[50]

Assim, um problema típico da programação diária do despacho de geração possui: acoplamento espacial, acoplamento temporal, estocasticidade dos dados (incertezas) e não-linearidades, configurando-se num problema de grande tamanho: o sistema brasileiro apresenta atualmente cerca de 160 usinas hidrelétricas e 140 usinas termelétricas interligadas e despachadas de forma centralizada pelo ONS [50].

Cabe ao ONS a tarefa de gerenciar a produção de energia elétrica das usinas do SIN de forma a minimizar o custo total de operação do sistema. Essa tarefa é realizada mediante a utilização de modelos matemáticos (NEWAVE, DECOMP, DESSEM) [50], cujo objetivo é encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis necessários para operar as usinas termelétricas [63]. Assim, o custo marginal de operação (CMO) reflete a escolha entre armazenar água para o futuro ou utilizá-la no presente [59]. Assim, quanto maior o valor de CMO, mais caro é o custo atribuído à utilização da água no tempo presente e vice-versa.

O montante de geração termelétrica disponível e seu custo para despacho são fatores determinantes no novo perfil da oferta de energia elétrica do SIN [49]. Basicamente, os modelos matemáticos sinalizam o despacho de uma usina termelétrica quando o custo de operação dela (Custo Variável Unitário - CVU) é menor ou igual ao valor do CMO vigente no período considerado.

É importante ressaltar que uma mesma usina pode ter CVUs diferenciados, dentro do âmbito do Mercado de Energia Brasileiro. Assim, considerando-se os diversos leilões de energia, pode ocorrer que até determinado montante seja um determinado valor de CVU; acima desse montante um outro valor de CVU; e ainda haja algum valor que possa ser negociado no Mercado de Curto Prazo. Os conceitos de Mercado de Energia são abordados nas referências KIRSCHEN [4] e SOARES [64].

A Figura 2.5 apresenta um gráfico de dispersão dos diferentes valores de CVUs por tipo de combustível empregado para geração termelétrica. Constatam-se elevadas disparidades: as usinas que utilizam óleo combustível e diesel possuem custos até 84 vezes superior ao da usina termonuclear Angra 2. Além disso, percebe-se que há mais usinas com CVU acima dos R\$ 200,00/MWh, conforme destacado no eixo das abscissas com uma elipse de contorno vermelho. Em ONS [49] se evidencia que 40% da capacidade instalada termelétrica do SIN possui valores de CVU acima de R\$250,00/MWh, o que faz com que essas usinas sejam despachadas por mérito econômico somente em situações hidrológicas extremamente desfavoráveis.

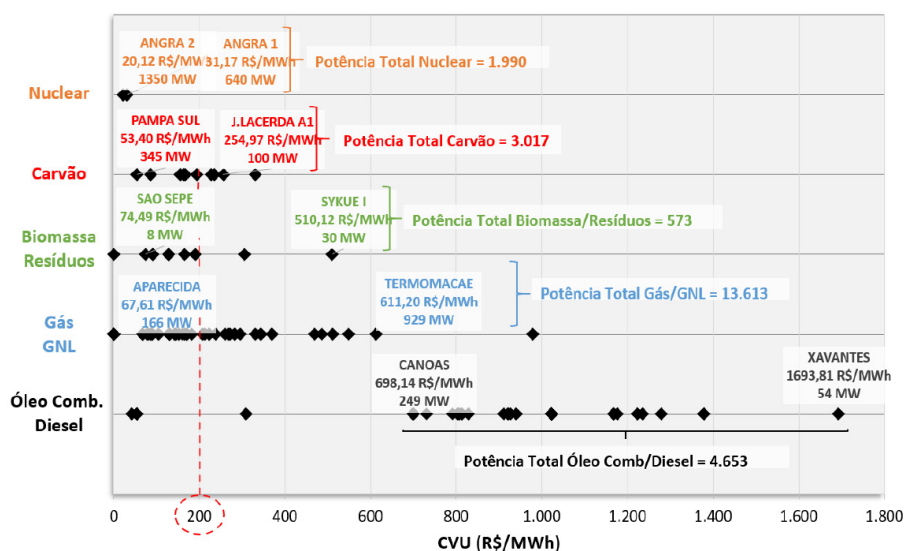


Figura 2.5: Faixa de CVU por tipo de combustível (R\$/MWh)
Fonte: ONS [49]

Não obstante, há também casos em que a usina não foi despachada pelos modelos matemáticos por sua geração ser mais cara que o CMO vigente, mas sobretudo para atender os requisitos de segurança elétrica de operação do SIN, o ONS faz essas usinas produzirem acima do despacho previsto no modelo [63]. Isso ocorre principalmente durante eventos periódicos como Eleições, Carnaval, Natal, Ano Novo, Copa do Mundo ou por diversas restrições elétricas sistêmicas [51]. Eis algumas razões:

- a variabilidade e a imprevisibilidade de fontes não-despacháveis, tendo em vista assegurar os critérios de qualidade e estabilidade das grandezas elétricas [65] principalmente quando essas fontes são responsáveis pelo atendimento majoritário da carga¹;
- alterações em tempo real da configuração da rede por causas meteorológicas ou ambientais (tempestades, queimadas, etc).

¹Em 02/08/2020, houve momento em que a energia gerada por usinas eólicas chegou a corresponder o equivalente a 99,7% da demanda da região Nordeste, conforme notícia divulgada no site do ONS (www.ons.org.br).

- restrições de transmissão associadas ao atraso de obras de ampliações ou reforços da rede [66];
- evitar sensibilização indesejada de Esquemas Especiais de Proteção, que atuam, automática e precavidamente, quando ocorrem os restrições operacionais ou distúrbios na rede elétrica;
- evitar ou corrigir violações dos limites de fluxo de intercâmbios ou de equipamentos definidos previamente em análise de contingências *off-line*² ;
- controle dos valores limítrofes de inequações de carregamento em transformações e linhas de transmissão, definidos pelos procedimentos (*off-line*);

Os limites de segurança tanto podem ser mais conservadores, quando baseados no pior caso, quanto mais otimistas quando não contemplam as possíveis mudanças das condições de operação num curto período de tempo (de 15 minutos a uma hora). Assim, tanto pode ser arriscado quanto menos econômico, ou ambos, basear-se apenas em estudos *off-line* para operar redes estressadas ou redes com elevados níveis de incertezas operacionais [67], características praticamente intrínsecas à natureza dos sistemas de potência modernos, tal como o SIN, já que em tempo real, nem sempre são encontrados os mesmos cenários verificados na etapa de planejamento da operação.

Despachos (previamente programados) ou redespachos termelétricos (durante operação em tempo real) para atendimento de critérios de segurança elétrica incorrem em Encargos de Serviços do Sistema (ESS) [63] que, em última análise, oneram os consumidores. Essa pesquisa se insere neste contexto de estudar a possibilidade de se reduzir, durante a operação em tempo real, o despacho daquelas usinas termelétricas que oneram a tarifa dos consumidores finais com ESS e que estejam com montantes despachados puramente por critérios de segurança elétrica, a qual já é sistematicamente avaliada de modo ininterrupto através das regiões de segurança geradas pelo ORGANON.

Para exemplificar, a Figura 2.6 apresenta a tarifa média de fornecimento para os consumidores residenciais (com tributos) no Brasil (em R\$/MWh) no período de 2003 ao fim de 2017. Tomando-se por referência um período de 10 anos destacado nessa Figura 2.6, infere-se um aumento de mais de 50% da tarifa média ao consumidor residencial, atingindo-se valores ainda maiores no ano de 2017. Os desdobramentos dessa situação tarifária do setor elétrico em relação à termoeletricidade são aprofundados na referência CNI [59].

Portanto, há pouco menos de duas décadas tornou-se mais relevante e urgente a questão relacionada à instalação e operação de usinas termelétricas no Brasil. Logo, a partir

²Estudos que utilizam ferramentas desassociadas dos sistemas de supervisão e controle de tempo real para executar os cálculos de fluxo de potência e de estabilidade. Geralmente, utilizam-se condições de contorno aproximadas da rede, o que pode causar assimetrias entre o planejamento e o estado real observado da rede elétrica

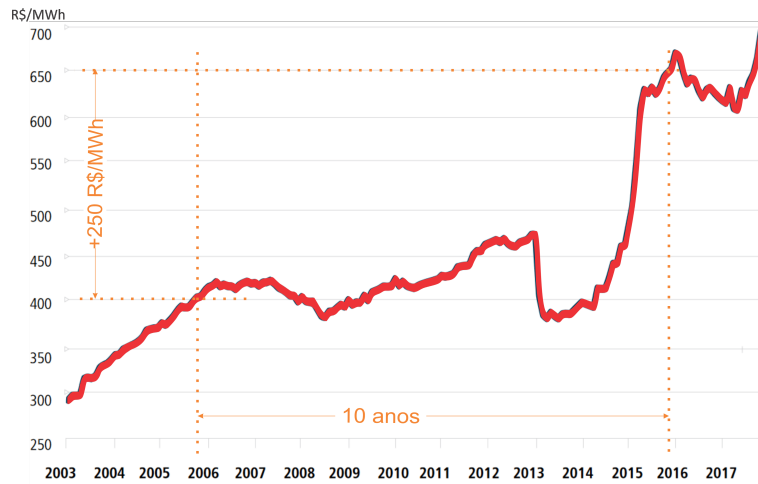


Figura 2.6: Tarifa média de fornecimento residencial no Brasil (R\$/MWh)
 Fonte: CNI [59]

desse momento histórico, estudos e pesquisas se intensificaram nesta área, dentre eles a inserção do despacho dessas usinas em modelos de otimização na etapa de planejamento da operação [47][61], tal como apresentado na seção 1.1. Outros conceitos básicos sobre o desafio do despacho econômico termelétrico constam no Apêndice A.

2.2 Avaliação da Segurança Dinâmica em Tempo Real

Os sistemas de energia estão continuamente expostos a condições adversas e imprevisíveis que podem levá-los a situações de falha ou operação fora dos limites técnicos exigidos. As referências BALU *et al.* [26], MORISON *et al.* [27], MORISON *et al.* [28] e WANG *et al.* [29] corroboram com o entendimento de que, no contexto de sistema de energia, a segurança de operação não se refere à uma ausência total de perigo ou risco, mas consiste numa ausência qualificada de risco, especificamente do risco de interrupção da operação contínua do sistema.

Assim, a avaliação da segurança de operação quantifica a vulnerabilidade dos sistemas de energia aos distúrbios e designa a adoção de práticas preventivas para que se mantenham operacionais quando submetidos às falhas de componentes [2]. Essas práticas geralmente são documentadas nas instruções operação para os operadores de tempo real e também implementadas em esquemas especiais de proteção (EEP), conforme o que se denomina como “Procedimentos de Rede”. Tradicionalmente, essas avaliações se baseiam em extensos estudos *off-line*.

No Brasil, o critério determinístico “ $N - 1 - 1$ ” [29] é utilizado para o planejamento da operação [68]: consiste em planejar a operação do sistema para que na ocorrência de indisponibilidade de determinado elemento de rede (um circuito de transmissão, um transformador, etc), o SEP seja capaz de suportar o desligamento de outro elemento escolhido de uma lista de contingências, geralmente as mais severas.

Por melhor que seja o planejamento do sistema, não é possível avaliar todas as condições operacionais passíveis de ocorrer em tempo real [67], de modo que consideradas as incertezas de previsão de condições operacionais futuras, diversos estudos estabeleceram a necessidade de avaliação de segurança *on-line*, isto é, baseada nas condições verificadas durante a operação em tempo real [31–34, 36], principalmente dos parâmetros de estabilidade [35, 69] para reduzir o risco de blecautes na operação do sistema elétrico [70] [71], o que se denomina como avaliação de segurança dinâmica (DSA - do termo em inglês *Dynamic Security Assessment*) [27] em tempo real, auxiliando os centros de controle na tomada de decisão em condições normais e principalmente perante situações imprevistas.

A avaliação de segurança dinâmica é determinada como análise necessária para determinar se um sistema de energia pode atender aos critérios de confiabilidade e segurança especificados tanto em regime transitório quanto em estado estacionário para todas as contingências credíveis [27]. Assim, o desafio da DSA em tempo real está em determinar constantemente a condição atual de estabilidade e a margem de segurança associadas a um determinado ponto de operação do sistema, bem como a região segura de operação.

No que diz respeito às restrições operacionais verificadas em tempo real, elas se referem à toda e quaisquer dificuldades impostas ao equilíbrio dinâmico entre o incremento (ou redução) de carga e à resposta de geração adequada (despacho). Assim, tanto podem estar relacionadas às falhas de unidades geradoras, desligamentos intempestivos ou programados de linhas de transmissão, falhas de chaveamentos, dentre outras. Há vasto campo de pesquisa na área de confiabilidade em sistemas elétricos de potência [72][73] para lidar com esses eventos de falha.

Por isso, nos centros de controle de operação do sistema, as análises são feitas de forma automatizada através de ferramentas que executam cálculos de fluxo de potência e de estabilidade ciclicamente dentro de um determinado intervalo de tempo a partir dos dados obtidos diretamente dos sistemas de supervisão - através do estimador de estados [67], com intuito de possibilitar que o ponto de operação verificado em tempo real seja precisamente representado e atualizado, viabilizando-se a análise da resposta desse sistema de potência frente à distúrbios determinados. Assim, uma análise de segurança *on-line* típica consiste em:

1. Monitoramento da segurança: usando medições do sistema em tempo real, verifica-se se ele opera em estado seguro. Se estiver em estado de emergência, precisará de uma ação de controle e, caso ocorra perda de carga, será necessário algum controle restaurativo [27][74];
2. Avaliação da segurança: em estado normal, verifica-se se o sistema está seguro ou inseguro perante um conjunto de contingências, podendo ser estabelecidos índices ou margens de segurança [27][74];
3. Melhoria da segurança: se o sistema estiver inseguro, determinam-se ações preven-

tivas para que o sistema se torne seguro. E, se seguro, com pouca margem, essas ações são aplicadas para evitar que ele se torne inseguro [27][74].

Portanto, a DSA em tempo real possibilita aos operadores a realização de ações em tempo suficiente para garantir a segurança do sistema elétrico perante as perturbações que ele possa ser submetido. A seção 2.2.2 apresenta a ferramenta computacional de DSA utilizada na operação em tempo real do SIN, bem como nos estudos relacionados à essa pesquisa.

2.2.1 Região de Segurança

A região de segurança é um processo automatizado de avaliação da condição de segurança operativa de um sistema elétrico de potência em um ponto de operação fornecido e em sua vizinhança [39, 40, 67, 75, 76]. A vizinhança do ponto de operação original é gerada a partir da variação no despacho de unidades geradoras previamente selecionadas e separadas em grupos de geração, que correspondem, cada um, a um eixo de gráfico.

Desse modo, considerando-se três grupos de geração, pode ser representado o valor de geração de cada um dos três grupos de usinas em três eixos ortogonais. Assim, forma-se o plano tridimensional contendo todos os pontos de operação previstos, que mostra toda a região de operação segura de um sistema, conforme ilustrado de modo didático à esquerda da Figura 2.7. A partir de uma lista de contingências, verifica-se o comportamento eletromecânico do sistema para cada uma delas. Quando, pelo menos, uma das contingências leva o sistema à instabilidade, o ponto de operação é considerado inseguro [77]. Um outro modo de análise da região de segurança está indicado à direita da Figura 2.7, que corresponde à região formada pela interseção dos limites de segurança de cada contingência (CTG).

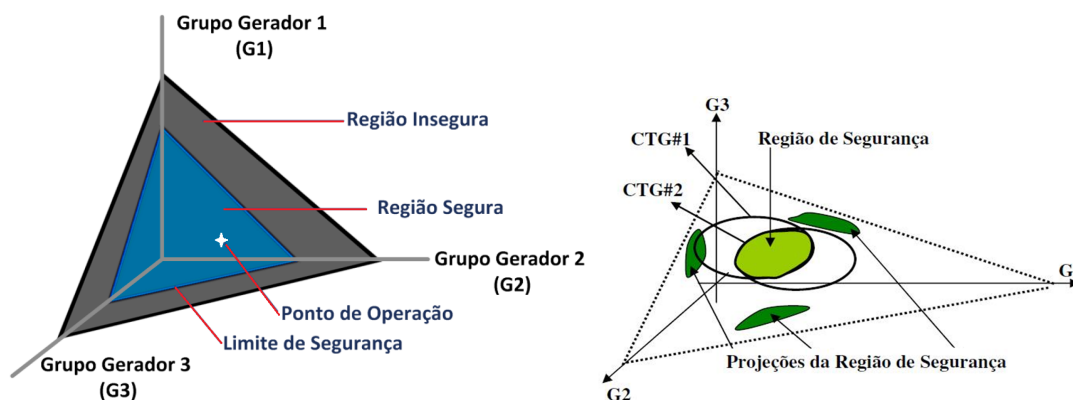


Figura 2.7: À esquerda: a região de segurança é o plano definido pelos grupos de geração. À direita: detalhamento das projeções e da interseção dos limites de segurança de cada contingência, que formam a região de segurança (elipse com preenchimento verde claro)

Fonte: ALMEIDA [78] (à esquerda) e PARETO[79] (à direita)

Nesse contexto a carga do sistema permanece constante. Assim faz-se necessário manter constante o somatório do valor de geração total dos grupos de redespacho de geração para atender o equilíbrio entre a carga e a geração [74].

Então, ao final do processamento do cálculo da região de segurança, são gerados três³ gráficos bidimensionais que consistem em projeções da região de segurança no \mathbb{R}^2 , com intuito de facilitar a análise gráfica, conforme ilustrado pelas elipses verde escuro da Figura 2.7, cujos contornos circulares representam as contigências (CTG) analisadas. Essas projeções são chamadas de nomogramas [67], nos quais os eixos das abscissas e ordenadas correspondem respectivamente aos eixos formados pelos grupos de geração “G1”, “G2” e “G3” do seguinte modo:

- Nomograma G1XG2: projeção da região de segurança no plano formado pelos eixos de geração “G1” e “G2” ;
- Nomograma G1XG3: projeção da região de segurança no plano formado pelos eixos de geração “G1” e “G3” ;
- Nomograma G2XG3: projeção da região de segurança no plano formado pelos eixos de geração “G2” e “G3”

Assim, por exemplo, o cálculo da região de segurança aplicado à operação em tempo real (vide seção 2.2) possibilita fundamentalmente [80]:

1. Visualização se o ponto atual de operação é seguro;
2. Visualização se a vizinhança desse ponto de operação é segura;
3. Determinação de quais medidas devem ser tomadas caso o ponto de operação atual seja inseguro.

Vale ressaltar que cada um dos nomogramas consiste uma projeção de uma mesma região de segurança. Por isso, a informação contida em qualquer um deles está presente também nos outros. Além disso, a aplicação dos três agrupamentos geradores permite que seja investigada grande parte dos cenários de geração de interesse. Contudo, em caso de utilização de mais grupos de geração, definir-se-ia espaço de estados N-dimensional, o que tornaria o esforço computacional bem superior e dificultaria a análise visual dos gráficos [78].

Portanto, região de segurança é uma ferramenta de avaliação da segurança de sistemas de potência que pode ser aplicada tanto em problemas de natureza estática, resultante da avaliação do cálculo do fluxo de potência, quanto de natureza dinâmica, resultante de

³O ORGANON permite ao usuário definir um quarto nomograma [75], cujos dois eixos são compostos 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 [80].

simulações no domínio do tempo e de avaliações quanto à estabilidade. Assim, elas são classificadas, respectivamente, em Regiões de Segurança Estática (RSE) e Regiões de Segurança Dinâmica (RSD). Essa ferramenta pode ser utilizada de modo integrado a um sistema de supervisão e controle (*on-line*) ou desacoplada dele (*off-line*), adequando-se aos estudos de planejamento e também à operação em tempo real de sistemas elétricos [80][74].

A presente dissertação se baseou em RSD calculada pela ferramenta computacional ORGANON, como será abordado na seção a seguir.

2.2.2 Apresentação da Ferramenta Computacional

Uma das ferramentas computacionais de avaliação da segurança dinâmica em tempo real denomina-se ORGANON. Com interface gráfica, ela pode realizar de modo integrado as análises de regime permanente, transitório e de segurança [37]. Essa flexibilidade possibilita uma maior integração entre as equipes de estudos de planejamento e programação da operação com as de operação em tempo real do ONS [43].

Desse modo, essa ferramenta tanto pode ser utilizada para tarefas simples, como na solução de um caso de fluxo de potência no modo interativo e monousuário, quanto para cálculos mais complexos, como na obtenção de uma região de segurança dinâmica em ambiente de tempo real, atualizando-se os resultados de forma automática e em intervalos de tempo pré-definidos através do processamento distribuído [43].

Para realizar isso, o ORGANON usa funções de energia para o cálculo das margens de segurança e estabilidade do sistema, bem como para detectar rapidamente casos instáveis e identificar quais máquinas do sistema perderam a estabilidade ou estão no limiar da instabilidade, já que as margens de estabilidade são calculadas individualmente para cada máquina síncrona do sistema [38][81].

A simulação eletromecânica, por sua vez, por considerar a solução simultânea da rede elétrica e da dinâmica do sistema, resulta em um sistema de equações diferenciais e algébricas de difícil integração numérica, o que requer a adoção de métodos de solução com rápida atenuação de oscilações numéricas. Assim, o programa utiliza uma combinação dos métodos *Linear Multistep-LM* do tipo *Adams-Bashforth-Moulton – ABM* e *Backward Differentiation Formulae–BDF*, na forma de um processo de predição-correção com ordem variando de 1 a 2 e passo de integração variando de 0,0001s a 40s. Todas essas ferramentas estão integradas em um único ambiente com interface gráfica amigável que possibilita a entrada de dados através de arquivos, linhas de comandos, janelas de diálogo e seleção de menus e a visualização de resultados via relatórios e gráficos [43].

Estando essa pesquisa inserida no âmbito análise de segurança dinâmica [82][69], através dessa ferramenta realizam-se as simulação no domínio do tempo, para avaliar o ponto de operação antes, durante e após contingências, no que diz respeito ao carre-

gamento dos equipamentos e critérios de estabilidade, angular ou de tensão que podem comprometer a operação segura do sistema. Isso porque as simulações no domínio do tempo levam em consideração não somente a representação da rede elétrica completa, mas também a resposta dos modelos dinâmicos dos componentes de rede, por exemplo, geradores e seus sistemas de excitação, reguladores automáticos de tensão e velocidade, além dos estabilizadores de potência.

Assim, a elaboração de todos os cenários, as análises de sensibilidade e segurança dinâmica, e, principalmente, a construção das regiões de segurança, bem como todas as simulações dessa dissertação foram realizadas pelo ORGANON. Além disso, a escolha do ORGANON também foi influenciada pelo fato dessa ferramenta estar implementada nos centros de operação de sistema do ONS desde 2011 [28, 41–44, 67, 80], agregando aplicabilidade à essa pesquisa. As referências CHAVES [37] e JARDIM [67, 75, 76] corroboram para o entendimento mais aprofundado da ferramenta ORGANON.

2.3 Construção da Região de Segurança Dinâmica

Todos os assuntos citados ou abordados anteriormente convergem para o bom entendimento das diversas etapas da construção da região de segurança e do resultado do seu cálculo.

2.3.1 Considerações Iniciais

A construção das regiões de segurança ocorre através de redespachos de geração realizados em relação a um ponto de operação inicial. A avaliação de cada ponto de operação tem como base os critérios de segurança adotados pelo usuário. A simulação dos eventos utilizados na avaliação da segurança dinâmica considera as variações no domínio do tempo, no que diz respeito às oscilações dos parâmetros elétricos, bem como avaliações quanto à estabilidade, no instante inicial, no período transiente e em regime permanente face à contingências [80].

As seguintes etapas inter-relacionadas se fazem necessárias para a construção da região de segurança [80]:

1. Determinação e delimitação de uma área de monitoração para a investigação da segurança (área de controle);
2. Determinação de um conjunto de eventos relevantes para essa área de monitoração adotada;
3. Determinação das usinas que apresentam influência no resultado dos eventos relevantes que serão simulados;

4. Agrupamento dessas usinas determinadas nos três grupos de redespacho de geração.

Por outro lado, a construção de uma única região de segurança para uma determinada lista de eventos depende de dois fatores [80]:

1. Definição de três grupos de redespacho de geração que possuam única coerência elétrica em cada um dos respectivos eixos de geração;
2. Quantidade de barras e de ramos de um sistema de potência;

Assim, mesmo o ORGANON sendo capaz de realizar a simulação desse conjunto de eventos, pode não ser possível obter uma coerência elétrica relacionada ao agrupamento de usinas com a mesma influência para os eventos considerados. Além disso, dependendo da quantidade de barras e ramos de um sistema de potência pode ser necessária a construção de mais de uma região de segurança para considerar todos os ramos da rede elétrica em análise. Situações práticas envolvendo essa problemática são ilustradas em NEVES [80].

A determinação da lista de eventos relevantes fundamenta-se, normalmente, nos critérios estabelecidos nas normas de operação de cada sistema, isto é, nos Procedimentos de Rede [65]. Assim, pautando-se nessa diretriz, os tipos de eventos permitidos para a simulação no ORGANON são encontrados nas referências CHAVES [37] e JARDIM [76].

Os eventos simulados ao longo de cada uma das direções da região de segurança podem ser estáticos ou dinâmicos, conforme segue:

- Eventos estáticos - são aplicados no ponto de operação alcançado pelo fluxo de potência continuado [83][84] e um novo cálculo de fluxo de potência convencional (Método Newton-Raphson)[82][85] é realizado para a avaliação da segurança desse ponto de operação.
- Eventos dinâmicos - 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.

Assim, a configuração dos eventos define o tipo de região de segurança que será calculada pelo ORGANON: estática ou dinâmica. Na presente dissertação, como serão escolhidos eventos dinâmicos tendo em vista a aplicabilidade na operação em tempo real, a região calculada será dinâmica.

2.3.2 Determinação e Combinação de Usinas em Grupos de Redespacho de Geração

A análise adequada das usinas que apresentam influência nos eventos relevantes que serão simulados é um fator crucial para a eficácia do resultado da região de segurança, já

que através dela são definidos os grupos de geração que comporão os eixos da geração.

A determinação dos grupos de redespacho de geração pode ser baseada em diferentes métodos, tais como análise dinâmica e análise de sensibilidade. Na presente dissertação foi escolhido o método de análise de sensibilidade. A referência SOUZA [74] corrobora com o entendimento de cada um desses métodos bem como da importância dessa etapa.

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 [80].

2.3.2.1 Análise de Sensibilidade

Uma das ferramentas mais utilizadas tanto para determinar as usinas quanto para organizá-las nos três grupos de redespacho de geração é a análise de sensibilidade que, em suma, relaciona a variação do valor de geração de potência ativa de cada uma das usinas com a variação de fluxo de potência ativa nos circuitos de transmissão considerados para o estudo [80].

Na análise de sistemas de potência torna-se comum determinar o comportamento do sistema perante variações dos valores das várias grandezas que influenciam o seu funcionamento. Por exemplo, pode ser necessário verificar os efeitos produzidos no estado do sistema devido às alterações no perfil das cargas conectadas em uma ou mais barras do sistema; além disso, no caso da ocorrência de violações nos limites operativos de uma determinada grandeza, pode-se desejar estabelecer quais variáveis de controle são as mais indicadas para tentar eliminar essas violações através da modificação de seus valores [37].

A análise de sensibilidade é uma análise qualitativa e é feita utilizando as ferramentas de fluxo de potência, sendo descrita em detalhes nas referências ELGERD [55], BARBOSA [86] e FALCÃO [87]. A análise de sensibilidade efetua uma linearização do modelo da rede em regime permanente e através da solução direta do modelo linearizado determina com boa aproximação as respostas do sistema às variações ocorridas. O novo estado após a ocorrência das variações é obtido somando-se as variações calculadas ao estado da rede antes da ocorrência das variações produzidas, o qual é obtido através de um fluxo de potência [37].

A referência CHAVES [37] apresenta o modo de cálculo dos parâmetros de sensibilidade utilizando-se o ORGANON. Isso também corroborou com a escolha da utilização desse programa na presente dissertação.

O índice de sensibilidade pode ser positivo, o que significa que uma mudança positiva na variável de controle causa um aumento no valor da variável dependente, ou negativo, o que significa que uma mudança positiva na variável de controle causa uma redução no valor da variável dependente [76]. Na Tabela 2.1 [42][76] são apresentados alguns dos

índices de sensibilidade disponíveis no ORGANON, sendo o segundo deles o que foi utilizado na presente dissertação.

Portanto, através dessa análise de sensibilidade é possível identificar a influência da geração de cada usina em cada um dos circuitos do sistema de modo que, especificamente para a determinação das usinas que farão parte dos grupos de redespacho de geração, torna-se necessário que essa análise seja feita nos circuitos integrantes da lista de eventos estudados [80].

Tabela 2.1: Tipos de análise de sensibilidade disponíveis no ORGANON

Fonte: ESTEVES *et al.* [42]

Código do ORGANON	Definição
dPF/dPF	Calcula a sensibilidade do fluxo de potência ativa de um circuito CA em relação à remoção de outro circuito CA.
dPF/dPg	Calcula a sensibilidade do fluxo de potência ativa de um circuito CA em relação à variação de geração ativa de uma barra PV.
dQg/dQsh	Calcula a sensibilidade da geração de potência reativa de uma barra PV em relação à variação da potência reativa shunt.
dV/dPI	Calcula a sensibilidade da tensão em barras PQ em relação à variação de geração ativa de uma barra PV ou variação de carga ativa de barras PQ.
dV/dQsh	Calcula a sensibilidade da tensão em barras PQ em relação à variação potência reativa shunt.
dV/dTap	Calcula a sensibilidade da tensão em barras PQ em relação à variação de posição de tapes no sistema.
dV/dV	Calcula a sensibilidade da tensão em barras PQ em relação à variação de tensões controladas.

2.3.2.2 Seleção e Agrupamento de Usinas

Os resultados percentuais positivos ou negativos da análise de sensibilidade da geração das usinas em relação aos fluxos dos circuitos da lista de eventos possibilitam a seleção de agrupamento das usinas, de modo que as usinas de mesma influência devem pertencer aos mesmos grupos, potencializando a distribuição de fluxos nos circuitos que serão desligados em cada evento [74][88].

As usinas com percentual de influência positiva são aquelas cuja elevação/redução de geração diretamente elevam/reduzem o carregamento dos equipamentos de transmissão analisados. Por outro lado, as usinas com percentual de influência negativa são aquelas cuja elevação/redução de geração, respectivamente, reduzem/elevam o carregamento dos equipamentos de transmissão considerados, configurando-se numa relação inversa.

Assim, para não se efetuar uma combinação ineficaz, a composição dos grupos de geração do eixos da região de segurança pode ser feita, por exemplo, reunindo-se as usinas com influência positiva no primeiro grupo, as usinas com influência negativa no segundo

grupo e a usinas que não tenham influência significativa nos circuitos destacados, no terceiro grupo [80].

2.4 Processamento do Cálculo da Região de Segurança Dinâmica

O cálculo da região de segurança dinâmica utiliza a simulação no domínio do tempo para obter a solução da contingência, enquanto que no cálculo da região de segurança estática, por exemplo, emprega-se apenas o fluxo de potência convencional (Método de Newton-Raphson). Durante o cálculo da região de segurança dinâmica em torno do ponto de operação, o Mestre designa uma contingência da lista de contingências e uma direção a cada Escravo. O Escravo utiliza o fluxo de potência continuado para obter cada novo ponto de operação no plano $G1 \times G2$ e a simulação no domínio do tempo para obter a solução da contingência para cada novo ponto de operação no processo de procura de um ponto de limite de segurança. O processo de cálculo é concluído quando são determinados os pontos de limite de segurança para todas as direções de deslocamento a partir ponto de operação inicial [37].

O processamento do cálculo da região de segurança se inicia a partir de um ponto de operação obtido de um caso de fluxo de potência convergido. Em outras palavras, inicia-se a partir de um caso-base. A exploração da vizinhança desse ponto de operação inicial depende de um conjunto de direções, cuja quantidade é definida pelo usuário, podendo variar entre 4 e 40 direções sempre em múltiplos de 4 [37]. Sob outro ponto de vista, pode-se considerar que o ponto de operação inicial está contido no plano tridimensional exemplificado na Figura 2.7 e ORGANON determina, através dessas direções também contidas nesse plano, outros pontos de operação [80].

A partir desse ponto de operação, efetuam-se as variações de geração potência ativa dos três grupos geradores em cada uma das direções radiais em torno deste ponto, isto é, automaticamente são simulados “redespachos de geração” das usinas que compõem cada grupo gerador. Logo, para cada direção, a geração dos grupos é alterada e é solucionada uma lista de contingências ou até que seja alcançado um limite de segurança ou que se esgote a capacidade de elevação ou diminuição de um dos grupos. Assim, todos os pontos de operação obtidos nessas direções serão submetidos aos eventos dinâmicos definidos pelo usuário e as violações encontradas nas simulações são representadas tanto por uma tabela, quanto graficamente através dos nomogramas[67].

A Figura 2.8 ilustra didaticamente como se dá a variação de potência ativa em direções radiais, nos eixo de projeção formado pelo grupo 1 ($G1$) e grupo 2 ($G2$) durante o processo de cálculo da região de segurança. O deslocamento no plano $G1 \times G2$ com um ângulo de 45° , por exemplo, corresponde a uma condição em que as gerações de potência ativa dos

grupos de geração 1 e 2 estão aumentando na mesma proporção [37]. Considerando-se o nomograma G1 x G2, o grupo G3 se comporta tal como se fosse uma “barra *swing*”, pois como a carga é mantida praticamente constante (com exceção da variação das perdas), na medida em que G1 e G2 aumentam ou diminuem a geração simultaneamente, o grupo G3 possibilita o adequado balanço de carga-geração [74], correspondendo ao excesso ou a falta de geração de potência ativa resultante do redespacho dos grupos G1 e G2.

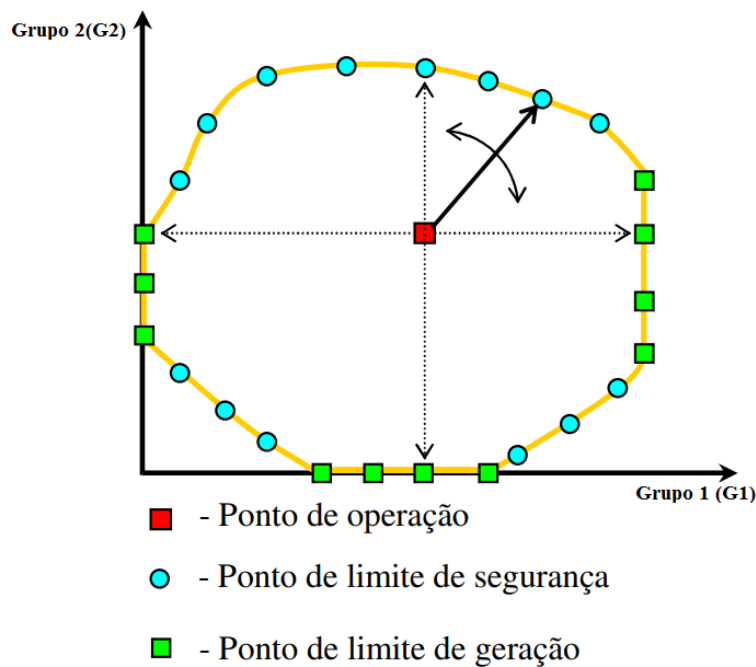


Figura 2.8: Direções radiais do processo de cálculo da região de segurança em torno do ponto de Operação projetadas no eixo de geração G1 X G2

Fonte: CHAVES [37]

O deslocamento na região de segurança é tal que todos os geradores de um mesmo grupo chegam ao limite máximo de potência simultaneamente. Para tanto, deve-se saber a potência ativa gerada antes de se fazer o cálculo do fator de crescimento. Para a barra *swing* não é possível realizar a computação, já que sua potência ativa gerada é conhecida apenas após o fim do processo iterativo. Por isto, a barra *swing* não pode fazer parte de nenhum dos três grupos de geração [37].

Assim, pela utilização do fluxo de potência continuado, as gerações dos grupos de redespacho são alteradas adequadamente durante a simulação, permitindo o avanço em cada uma das direções pré-definidas. Quando é encontrado um ponto de operação em que há instabilidade na análise no domínio do tempo para a solução da lista de contingências, isto é, quando é encontrada alguma violação, o ORGANON retorna ao último ponto de operação em que a solução é estável.

Em seguida, inicia-se o processo de busca binária para a determinação das coordenadas do ponto limítrofe da região de segurança, conforme mostrado na Figura 2.9. Essa busca é finalizada quando a distância entre os dois pontos de operação, estável e instável,

atinge uma tolerância definida. O limite da região é dado pelo último ponto de operação estável encontrado.

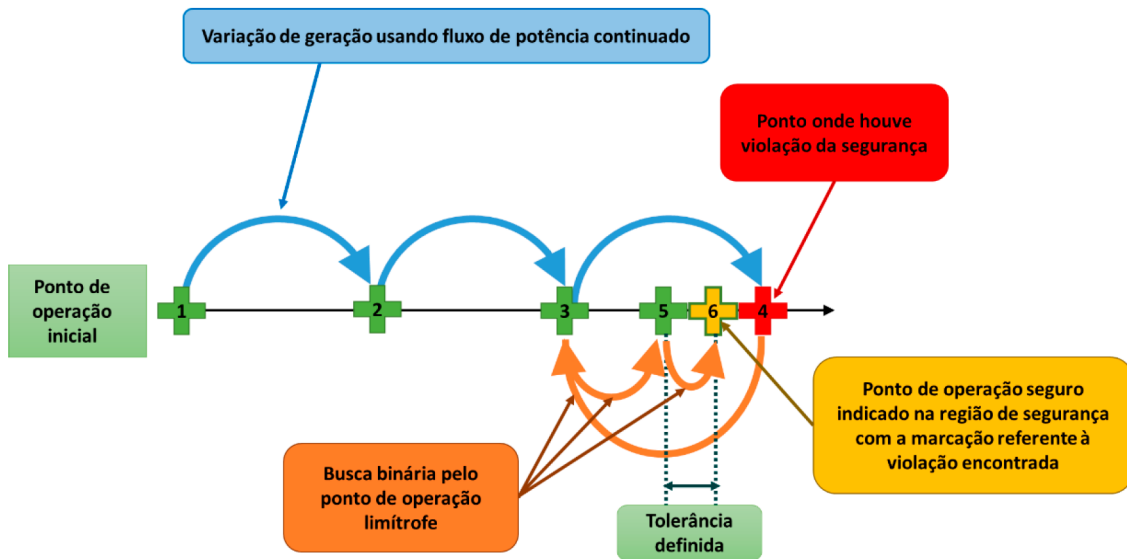


Figura 2.9: Caminho percorrido em uma direção determinada
Fonte: NEVES [80]

Com a rede devidamente modelada, o ORGANON utiliza o método do vetor tangente composto pelas referidas etapas de predição e correção [83] para obter a solução através do fluxo de potência continuado, proporcionando-se uma transição suave entre os pontos de operação consecutivos de uma dada direção da região de segurança [76].

Assim, a partir do fluxo de potência continuado, pode-se deslocar o ponto de operação inicial para que a análise de segurança também seja realizada no entorno (vizinhança) desse 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.

Então, ao término da excursão do ponto de operação em todas as direções, a região de operação segura é demarcada por uma fronteira a partir do qual ocorre a violação de um ou mais limites pré-estabelecidos e é apresentada na forma de nomogramas com as diferentes combinações dos grupos de geração. Estes gráficos possuem regiões e contornos com cores diferenciadas e cada uma delas corresponde à informação sobre um limite de segurança do sistema elétrico, conforme será abordado na seção 2.5.

Desse modo, torna-se possível o monitoramento da segurança de um sistema de potência de modo preciso e objetivo, a partir de uma rápida inspeção visual: ao se analisar a distância em MW entre o ponto de operação do caso-base e as curvas indicativas dos limites de segurança. Assim, verifica-se a utilidade da análise gráfica, pois ela permite avaliar a segurança do caso-base antes, durante e após contingência e observar os impactos resultantes da alteração do perfil de geração entre os três grupos para suprir uma determinada carga [74].

2.5 Interpretação de Nomogramas

Uma vez calculada a região de segurança dinâmica e projetados os nomogramas, sabendo-se a devida interpretação se pode verificar o estado atual de segurança do sistema e, dependendo, podem-se adotar medidas para que se opere dentro da fronteira segura, sem qualquer violação dos critérios adotados [65], tais como limite térmico, tensões nas barras (dentre outros).

A Figura 2.10 adaptada da referência JARDIM [75] fornece uma visão geral de um nomograma de uma região de segurança, com a legenda das cores das áreas e dos contornos, bem como, com os significados das simbologias adotadas. Nota-se que a área hachurada corresponde a área com atuação de Esquema Especial de Proteção (EEP). Nesse nomograma, por exemplo, o ponto de operação indicado por uma cruz vermelha está numa região segura sem sobrecarga.

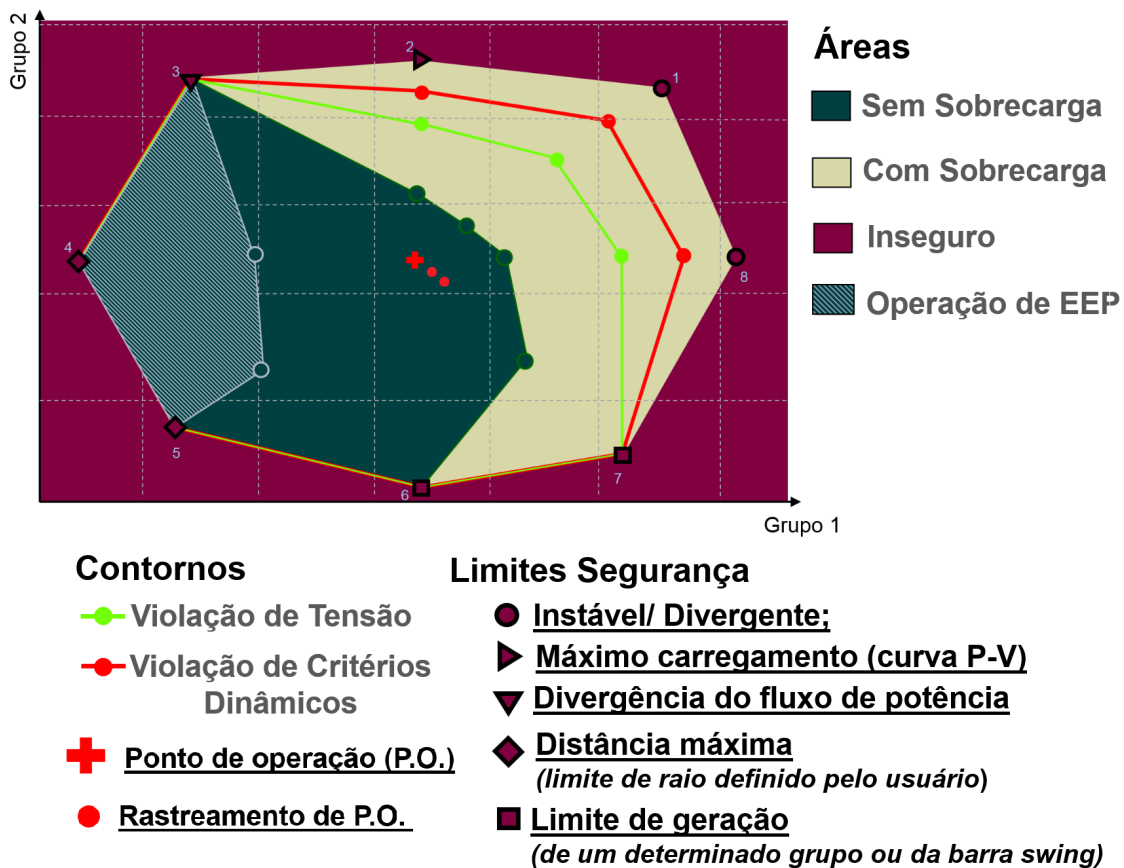


Figura 2.10: Símbolos e convenção de cores de um nomograma

Fonte: adaptada de JARDIM [75]

Quando o contorno associado a um limite, do tipo térmico ou de tensão, não aparece no gráfico da região de segurança, é porque esse limite está sendo violado em todos os pontos de operação [37][77]. Para melhor exemplificar a interpretação dos resultados de uma região de segurança feita pelo ORGANON, utiliza-se um nomograma de exemplo adaptado da referência NEVES [80], representado pela Figura 2.11 e a Tabela 2.2 con-

tendo a avaliação de determinados pontos do nomograma, também adaptada da referência NEVES [80].

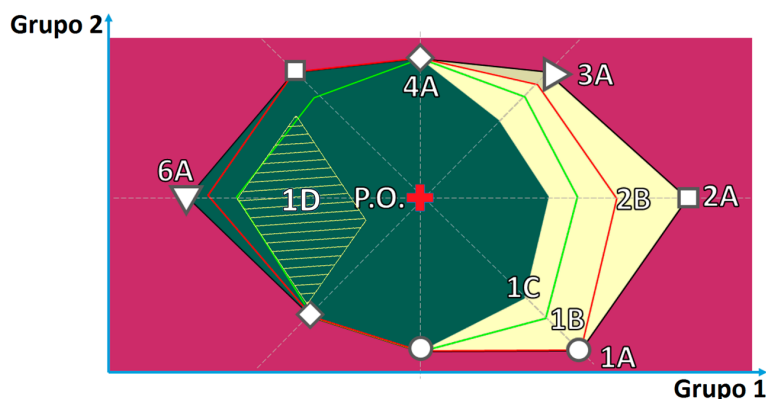


Figura 2.11: Nomograma exemplo do ORGANON
Fonte: NEVES[80]

Tabela 2.2: Lista de pontos de operação do nomograma exemplo da Figura 2.11

Fonte: NEVES[80]

Ponto de operação	Tipo de limite analisado			Critérios para Simulação Dinâmica: Submódulo 23.3
	Segurança	Térmico	Tensão	
P.O.	Contorno preto Área Vermelha: inseguro Seguro pois está dentro do contorno preto	Área verde: ok Área amarela: violação Sem violações pois está dentro da área verde	Contorno verde claro Sem violação pois está dentro do contorno verde claro	Contorno Vermelho Sem violação
1A	DS OUT Ponto limite de saída (além passa a ser inseguro) na direção #1 Limite de estabilidade estática/dinâmica	Com violação pois está na área amarela	Com violação pois está fora do contorno verde claro	Sem violação
1B	Seguro	Com violação pois está na área amarela	VL OUT Ponto limite de saída (além passa a ter violação) na direção #1	Sem violação
1C	Seguro pois está dentro do contorno preto	TL OUT Ponto limite de saída (além passa a ter violação) na direção #1	Sem violação pois está dentro do contorno verde claro	Sem violação
1D	Seguro pela atuação de esquema especial de proteção.	Sem violações pois está dentro da área verde	Sem violação pois está dentro do contorno verde claro	Sem violações
2A	DS OUT Ponto limite de saída (além passa a ser inseguro) na direção #2 Limite de geração	Com violação pois está na área amarela	Com violação pois está fora do contorno verde claro	Sem violação
2B	Seguro pois está dentro do contorno preto	Com violação pois está na área amarela	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 na área amarela	Com violação pois está fora do contorno verde claro	Com violação
4A	DS OUT Ponto limite de saída (além passa a ser inseguro) na direção #4 Limite associado à distância máxima definida pelo usuário	Sem violações pois está dentro da área verde	Sem violação pois está dentro do contorno verde claro	Sem violação
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 violações pois está dentro da área verde	Sem violação pois está dentro do contorno verde claro	Sem violação

Exposta a conceituação dessa pesquisa para se realizar devidamente a avaliação da região de segurança de um ponto de operação do sistema elétrico, prossegue-se para o entendimento da metodologia proposta neste estudo.

Capítulo 3

Metodologia de Redespacho Termelétrico através de Avaliação da Região de Segurança em Tempo Real

3.1 Considerações iniciais

Há uma prerrogativa do planejamento de operação que realiza despacho termelétrico para garantir a segurança elétrica. Em casos específicos regidos pelos Procedimentos de Rede [89], a operação em tempo real do SIN também pode realizar redespacho nessa modalidade.

A geração termelétrica para segurança elétrica (GTSE) evita ou atenua diversas restrições operacionais preexistentes, previstas ou verificadas em tempo real perante contingências específicas que podem comprometer o atendimento à carga, tanto para configuração de rede em operação normal de todos os componentes do sistema elétrico (rede completa) quanto em rede alterada por alguma falha ocorrida em tempo real, por exemplo: desligamento intempestivo circuitos de transmissão, unidades geradoras, entre outros componentes do sistema elétrico.

Ratifica-se que esse despacho independe daquele para mitigar deplecionamento dos reservatórios de armazenamento das hidrelétricas do SIN. Esse despacho relaciona-se ao estudo dos requisitos elétricos [65](análises dinâmicas e estáticas [69]); aquele, por outro lado, aos critérios energéticos constantes nos modelos de otimização adotados (energia armazenada, afluência futura, previsão pluviométrica, etc.[50]). Ambos despachos são regidos pelos Procedimentos de Rede [89].

Assim, a GTSE está além do mérito de geração indicado pelos modelos de otimização energética [50]. Por conseguinte, se para o atendimento dos critérios de segurança for necessário o despacho da usina de custo mais caro do SIN, o despacho dela é deliberado pelo planejamento da operação ou pelos operadores durante a operação em tempo real,

independentemente se ela está ou não despachada pelos modelos de otimização energética. O valor das medidas operativas tomadas para a manutenção da segurança se justifica pelo custo das desconexões de clientes evitadas pela adoção preventiva ou corretiva delas, o qual pode ser intangível financeira e socialmente quanto maior for a dependência da sociedade por energia elétrica [71]. Nisso consiste basicamente a inter-relação entre segurança e economicidade de operação do SIN.

Entretanto, eventualmente, se introdução da GTSE impor restrições energéticas à usinas mais baratas de um determinado subsistema, causando vertimentos de vazões que poderiam ser turbinadas nas hidrelétricas ou impedindo que usinas eólicas aproveitem ao máximo a energia dos ventos, por exemplo, a pesquisa da possibilidade de se reduzir GTSE em tempo real sem comprometer a segurança de operação ganha relevância de aplicação na atual conjuntura do SIN, tal que a redução da GTSE nesse caso apresentaria não somente ganhos econômicos como também de eficiência energética, principalmente se ela não fosse mais necessária pelas condições sistêmicas verificadas e consideradas para o cálculo das regiões de segurança dinâmica em tempo real de um determinado sistema.

Usualmente, quando ocorrem despachos por critérios de segurança elétrica, deve-se seguir estritamente os valores programados ou aqueles definidos em procedimentos, utilizando-se uma abordagem tal que só se realizam alterações de geração quando se extingue a restrição de segurança que motivou os despachos ou quando ela está devidamente registrada em alguma instrução de operação. Por exemplo, ao fim do período de Carnaval, Eleições ou das intervenções críticas, entre outros.

Nesse contexto, a proposição dessa pesquisa considera a inter-relação supracitada, de modo que a busca por pontos de operação com melhor economicidade, o que está relacionado diretamente à redução de GTSE e motiva este trabalho, não deve comprometer a segurança de operação do sistema elétrico ao qual a GTSE se destina, que é o fator preponderante. Em outras palavras, a depender do resultado exposto no nomograma, eventualmente o algoritmo pode indicar um aumento de GTSE de modo a se obter um novo ponto de operação numa região de operação segura e sem violações térmicas dos limites operacionais de equipamentos.

O ORGANON realiza o cálculo das regiões de segurança dinâmicas configuradas de modo ininterrupto no ambiente da sala de controle dos diversos centros de operação do ONS. Por essa razão, visando a aplicabilidade dessa metodologia nesse ambiente, as regiões de segurança calculadas neste trabalho serão regiões de segurança dinâmicas, mesmo que por ventura as simulações indiquem problemas que possam ser avaliados através de análise de segurança estática, como por exemplo: problemas de carregamento de linhas e transformadores.

A metodologia visa a realização de redespachos pontuais de GTSE utilizando-se as regiões de segurança de modo complementar aos Procedimentos de Rede, principalmente nas situações imprevistas pelo planejamento da operação, passíveis de ocorrência dentre

as diversas configurações de geração e carga que a rede elétrica pode assumir, principalmente quando submetida à contingências. Nesse contexto, propõe-se o algoritmo da presente dissertação.

A metodologia possui aplicação tanto para um sistema em rede completa como para em rede alterada por alguma perturbação. Como a maioria dos casos em rede completa já foi estudada e consta em procedimentos de operação [89], a abordagem em rede alterada por desligamento intempestivo ou imprevisto pelo planejamento da operação torna-se interessante visto que é uma situação factível de se ocorrer em tempo real sem que medidas prévias sejam tomadas para que o sistema permaneça seguro face às perturbações consideradas.

Primeiramente, a aplicação da metodologia ocorre no Sistema-teste Brasileiro de 107 barras de Corrente Alternada (“107 barras-CA”[90]) para uso didático e análise computacional de sistemas elétricos de potência [90]. Em seguida, após o aprendizado e coleta de resultados, aplica-se em um subsistema do SIN denominado como “Área Rio”, utilizando-se um arquivo do estimador de estados coletado do sistema supervisor da operação em tempo real, do mês de julho do ano de 2017. Dessa aplicação decorreu a publicação mencionada no item 1.4 do presente trabalho.

3.2 Algoritmo proposto

A avaliação da segurança do ponto de operação (“P.O.”) se dá de modo objetivo através dos resultados expostos nos nomogramas. Já a avaliação se é possível melhorar a economicidade da operação dentro de uma região segura depende continuamente da análise do usuário, considerando-se as condições verificadas em tempo real, bem como a margem de segurança que ele desejar operar o sistema, para uma dada configuração da rede e condição de carga e geração, em regime permanente, a qual se denomina como “caso-base”. Cada alteração em relação ao caso-base necessita de uma nova execução do algoritmo. Desse modo, o algoritmo proposto possui a característica de ser manual, iterativo e empírico.

A Figura 3.1 ilustra o esquema de execução manual do algoritmo. A inicialização do algoritmo depende da configuração adequada da região de segurança (RS), tendo como entrada um caso-base. Esse caso-base tanto pode ser um arquivo de modelagem da rede acadêmico quanto algum obtido diretamente do estimador de estados do tempo real [67]. Considerando-se como nula a GTSE mínima ($GTmin$), a finalização da execução do algoritmo ocorre: quando o sistema está seguro sem a GTSE ($GTSE = GTmin$); quando não é possível melhorar a economicidade, pois o sistema está seguro pelo despacho de GTSE ($GTSE > GTmin$) tal que a adoção de redespacho pode comprometer esse estado; quando o sistema está inseguro, mas a GTSE já está maximizada ($GTSE = GTmax$). Enquanto alguma dessas condições não for atendida, ocorre a interação manual realizando-se os

redespachos de GTSE.

A configuração adequada da RS é crucial para um resultado plausível, considerando-se que o processamento do cálculo pela ferramenta computacional esteja operacional. A seção 3.2.1 apresenta os aspectos relativos a essa configuração. Já o processamento do cálculo juntamente com a estimação de novos pontos de operação e os redespachos da GTSE compõem a etapa simulatória descrita na seção 3.2.2. A avaliação da segurança do ponto de operação e da possibilidade de se melhorar a economicidade compõem a etapa de análise apresentada na seção 3.2.3 .

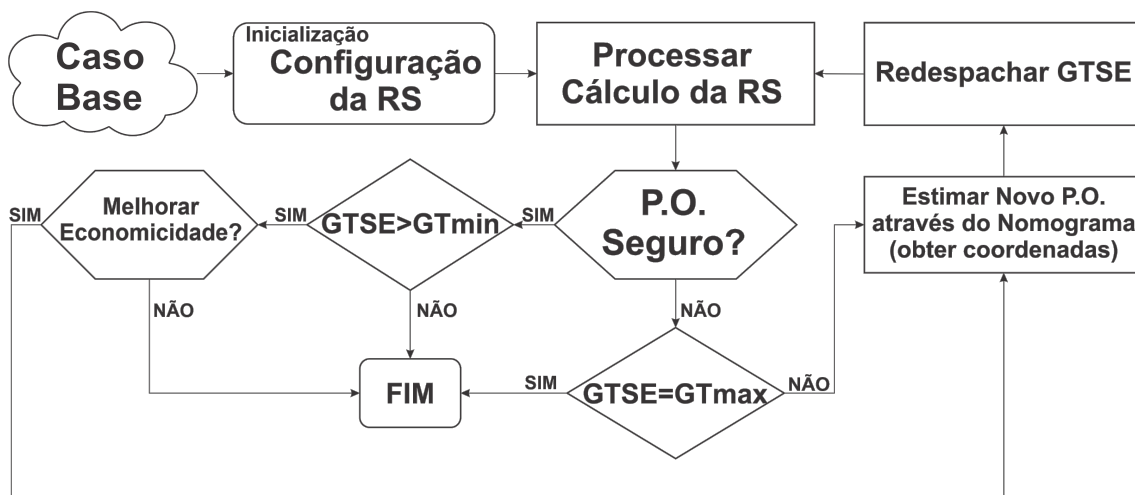


Figura 3.1: Algoritmo de redespacho de geração termelétrica através de região de segurança (RS)

3.2.1 Configuração da Região de Segurança

A configuração da região de segurança se baseia nos arquivos de modelagem do sistema e no arquivo de definição dos grupos de geração. Conceitualmente, os arquivos de modelagem do sistema consideram as premissas citadas na referência ONS [65] e contêm:

- **Parâmetros numéricos do sistema** - Consiste na configuração de um arquivo de definição dos parâmetros do sistema elétrico a ser estudado (arquivo extensão “.prm”), contendo: elementos de rede, fluxo de potência, simulações no domínio do tempo, região de segurança, dentre outros. Esse arquivo considera as mesmas diretrizes e critérios constantes no Procedimento de Rede para estudos elétricos, referência ONS [65], dentre os quais se podem citar alguns daqueles para estudos de estabilidade eletromecânica em sistemas de corrente alternada:

- (a) a tensão mínima para situação pós-distúrbio no SIN, na primeira oscilação, não pode ser inferior a 60% da tensão nominal de operação (63% para 500 kV) e, nas demais oscilações, deve ser superior a 80% da tensão nominal de operação (84% para 500 kV);

- (b) a máxima variação de tensão admitida entre o instante inicial e o final da simulação dinâmica deve ser de 10% da tensão nominal de operação, ou seja, $V_{final} \geq (V_{inicial} - 10\%V_{nop})$;
 - (c) a amplitude máxima de oscilações de tensão eficaz pico a pico deve ser de 2%, em valor absoluto, 10 (dez) segundos após a eliminação do distúrbio;
 - (d) considerando-se fechamento de paralelo: máxima diferença de frequência igual a 0,2 Hz; máxima diferença de tensão igual a 10% da tensão nominal de operação; e máxima defasagem angular igual a 10 graus; dentre outros que podem ser consultados na referência ONS [65]
- **Caso-base** - arquivo que contém o caso a ser estudado (com ou sem alterações da configuração normal da rede elétrica): pode ser um determinado sistema-teste (arquivo extensão “.pwf”) ou uma determinada aquisição de dados diretamente do estimador de estados (arquivo de extensão “.stm”). É nesse arquivo que são configurados os redespachos de GTSE. Usualmente, esse caso-base contém uma das soluções do fluxo de potência de acordo com os critérios de convergência (Método Newton-Raphson [82][85]), isto é, um estado de operação da rede, para o sistema elétrico considerado.
 - **Modelos dinâmicos de máquinas e reguladores** - arquivo com os dados de modelagem da resposta dinâmica dos diversos controladores integrantes do sistema elétrico (arquivo de extensão “.dyn”) face às contingências estudadas.
 - **Lista de eventos dinâmicos (contingências)** - arquivo necessário com os dados dos eventos ou contingências considerados relevantes para o estudo dinâmico (arquivo de extensão “.evt”) e para os quais os grupos de geração da região de segurança possuem alguma influência para o controle da violação considerada.
 - **Dados do estimador de estados** - arquivo opcional (arquivo extensão de “.stm”) constituído de uma aquisição dos dados de supervisão da rede elétrica em um determinado instante (quase tempo real) [67].
 - **Modelagem de Sistema Especial de Proteção** - arquivo opcional constituído de um *script* que executa as ações de um sistema especial de proteção previamente elaborado pelo planejamento da operação (arquivo de extensão “.sps”), conforme ONS [65].
 - **Configuração da Região de Segurança** - arquivo necessário constituído da definição dos grupos de geração que exercem alguma influência para controle das variáveis monitoradas (fluxo de potência ativa, tensão de barramento, etc) dos equipamentos/barramentos considerados (arquivo extensão “.def”).

Na referência CHAVES [37] e JARDIM[76], há abordagem mais detalhada sobre como proceder para o ORGANON realizar devidamente a leitura dos arquivos supracitados para simular a região de segurança utilizando-se o ORGANON. O Apêndice D explicita os arquivos utilizados de acordo com o diagrama unifilar do sistema-teste de 107 barras [90].

Precede a definição dos grupos de geração, uma análise detalhada da configuração da rede: leitura do diagrama unifilar, da capacidade máxima de geração das usinas e das áreas elétricas pré-configuradas (se for o caso), e das respectivas cargas à elas conectadas, fluxos de intercâmbio, levantamento de eventos estáticos e dinâmicos críticos, etc. Essa análise contribui para o bom entendimento sobre como cada usina influencia a análise de segurança da área elétrica estudada, sendo deveras necessário em áreas em que não haja conhecimento prévio sobre as especificidades da rede elétrica, como é o caso do sistema-teste brasileiro de 107 barras-CA, no presente trabalho. Na prática, tipicamente, a exemplo da publicação mencionada no item 1.4, essa sensibilidade já é conhecida tanto pelo planejamento da operação e constam em instruções de operação de sistema, bem como pelos operadores de tempo real, agregando-se agilidade às ações operativas.

A definição de grupos de geração fundamenta-se na coerência das usinas e na conexão delas com a área de controle estudada, quando considerada a resposta que desempenham a um determinado distúrbio no sistema elétrico. Há diferentes métodos para essa determinação de coerência [37] [74], sendo um deles a análise de sensibilidade mencionada na seção 2.3.2.1. A referência NEVES [80] elucida a determinação eficaz do agrupamento das usinas integrantes de cada um dos grupos de geração e combinações inadequadas. A referência SOUZA [74] também contribui para o bom entendimento dessa temática.

A análise de sensibilidade auxilia no estudo dos parâmetros. Usinas que desempenham com mesma coerência e mesmo modo de conexão com a área de controle devem pertencer ao mesmo grupo de geração para o cálculo da região de segurança, considerando-se uma lista de contingências estáticas ou dinâmicas. Desse modo, uma configuração possível dos três grupos de geração adotada para a correta execução do algoritmo pode ser:

- **no eixo do grupo 1** - usinas com índice de sensibilidade negativo e com conexão direta à área de controle, isto é, influência negativa;
- **no eixo do grupo 2** - usinas com índice de sensibilidade positivo e com conexão direta ao sistema de transmissão da área de controle, isto é, influência positiva;
- **no eixo do grupo 3** - demais usinas com índice de sensibilidade nulo ou com conexão adjacente à área de controle, isto é, influência indiferente;

Vale ressaltar que não se deve se ater tão somente ao número do grupo em que a usina está, mas sim à coerência e conexão elétrica que ela apresenta em relação à área

de controle, pois nada impede de configurar no grupo 1 usinas indiferentes à área de controle; no grupo 2, usinas com influência positiva; e no grupo 3, usinas com influência negativa; e vice-versa. Deve-se observar, pois, quais dos eixos de geração que formam os nomogramas contêm a GTSE considerada para a execução do algoritmo.

A quantidade de usinas em cada um dos grupos possui influência direta na escala de cada eixo dos nomogramas e na visualização adequada do resultado dos nomogramas. Dependendo dessa visualização podem ser adicionadas ou retiradas usinas de cada um dos grupos, observando-se adequadamente o parâmetro de coerência. Isso é importante para que se tenha maior precisão na estimação dos redespachos termelétricos durante a execução do algoritmo.

No que tange à composição de cada um dos eixos dos grupos de geração 1, 2 e 3 que formam os nomogramas da região de segurança, considere a Figura 3.2, para melhor elucidar este exemplo prático. Ela apresenta uma área de controle importadora de energia elétrica. A geração própria da área de controle denomina-se geração interna. Considerando-se que ela não possua capacidade para atender a carga à ela conectada, inevitavelmente dependerá do fluxo de intercâmbio para atendê-la plenamente. Então, para essa área de controle, as contingências nos circuitos de transmissão de interligação são críticas e compõem a lista de eventos. O enfoque da análise de sensibilidade corresponderá ao estudo da variação do fluxo de potência ativa nesses circuitos de interligação em função da variação da geração das usinas integrantes desse sistema elétrico. Assim, de acordo com essa análise definem-se as usinas que compõem cada um dos três grupos de geração.

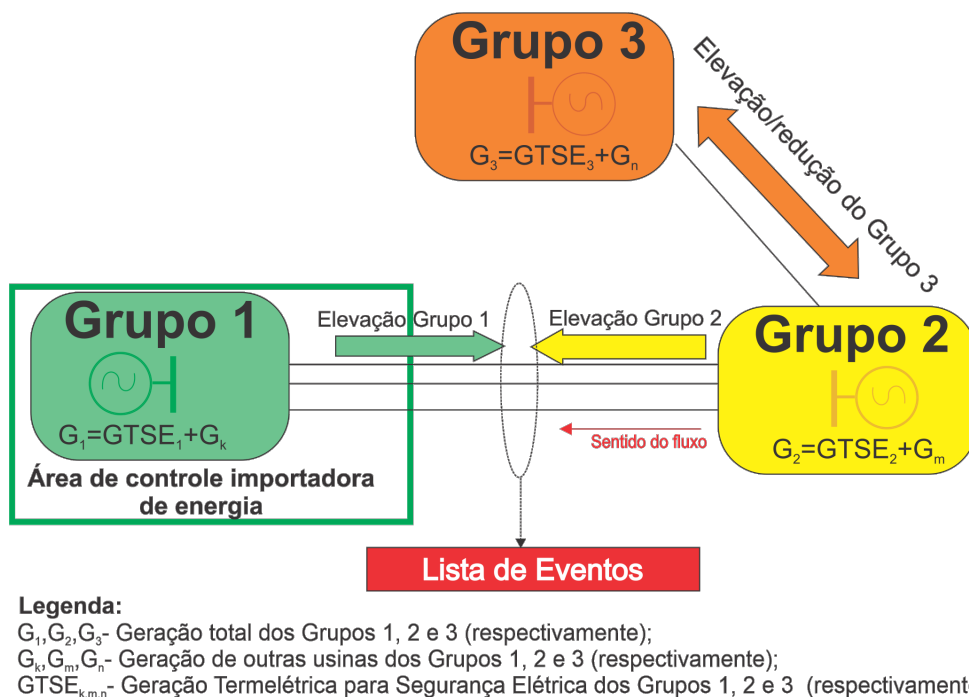


Figura 3.2: Exemplo de área de controle para definição dos grupos de geração

Para esses circuitos de interligação, considerando-se uma determinada carga constante e o sistema em regime permanente, por inspeção visual é possível inferir que: uma diminuição do Grupo 1, corresponde a um aumento do Grupo 2 e um maior valor de intercâmbio, e vice-versa. A variação de geração do Grupo 3 ocorre tão somente para que o balanço da Equação 3.1 se mantenha em cada uma das direções radiais determinadas pelo ORGANON no processo de construção da região de segurança. Por conta disso, a GTSE₃ eventualmente existente e integrante do Grupo 3, não passaria pela execução do algoritmo para ser redespachada, considerando-se que ela não possua influência para a lista de eventos considerada.

$$G_1 + G_2 + G_3 = Carga + Perdas [MW] \quad (3.1)$$

Assim, nesse exemplo, as usinas integrantes do Grupo 1 e Grupo 2 possuem influências antagônicas para a lista de eventos considerada, tal que na contingência de um dos circuitos, o carregamento nos dois circuitos remanescentes aumentam com a elevação da geração do Grupo 2 e redução de geração do Grupo 1, e vice-versa. Em outras palavras, as usinas do Grupo 1 possuem influência negativa; as do Grupo 2, influência positiva; e as do Grupo 3, influência indiferente.

No cenário de melhor economicidade para um ponto de operação seguro, considera-se a hipótese de GTSE₁ e GTSE₂ nulas, então se incluem outras usinas para compor esses respectivos grupos de geração, prevendo-se essa possibilidade prática de redespacho. Essas outras usinas geralmente são hidrelétricas, por serem despacháveis, isto é, possuem a característica de modularem a geração sempre quando solicitadas, contanto que os reservatórios não estejam no pior nível possível. Entretanto, podem ser realizados estudos em que se incluam também nesses grupos de geração as usinas eólicas e solares fotovoltaicas em redes com elevada inserção dessas usinas. Nesse caso, as análises poderiam ser discretizadas em patamares da geração dessas usinas, tal que fosse percebida a influência do redespacho de GTSE para determinadas faixas de geração dessas usinas não-despacháveis.

3.2.2 Etapa Simulatória

Atendendo-se aos requisitos abordados na seção 3.2.1, o cálculo da região de segurança é realizado através de um comando de simulação no ORGANON, obtendo-se um ponto de operação (P.O.) projetado nos nomogramas que compõem a região de segurança. Do contrário, não é possível prosseguir com a execução do algoritmo de solução. O procedimento para executar esse comando é detalhado nas referências CHAVES [37] e JARDIM [76]. Essa seção aborda sobre como proceder para estimar novos pontos de operação de modo gráfico pelo resultado exposto nos nomogramas, o que corresponde aos blocos retangulares de processamento da Figura 3.1.

Para melhor entendimento da presente seção, suponha-se que a Figura 3.3 corresponda a um nomograma resultante da análise de segurança para o sistema ilustrado esquematicamente na Figura 3.2: no Grupo 1 (G1) conste usinas com influência negativa; o Grupo 2 (G2) seja composto de usinas com influência positiva; e o Grupo 3 (G3) estejam usinas que não possuam influência relevante. Nesse caso, a Figura 3.3 apresenta um nomograma da projeção $G1 \times G2$ da região de segurança, tal que a geração do Grupo 1 compõe o eixo das abscissas e a do Grupo 2 compõe o eixo das ordenadas.

Cada uma das cruzes vermelhas representa um diferente ponto de operação hipotético. A cruz branca representa um novo ponto de operação estimado em uma área segura e com uma margem de segurança tal que está aproximadamente à metade, horizontal e verticalmente, de um segmento imaginário (na cor branca) entre duas fronteiras de segurança dentro da área verde, que por sua vez representa uma região segura e sem violação térmica.

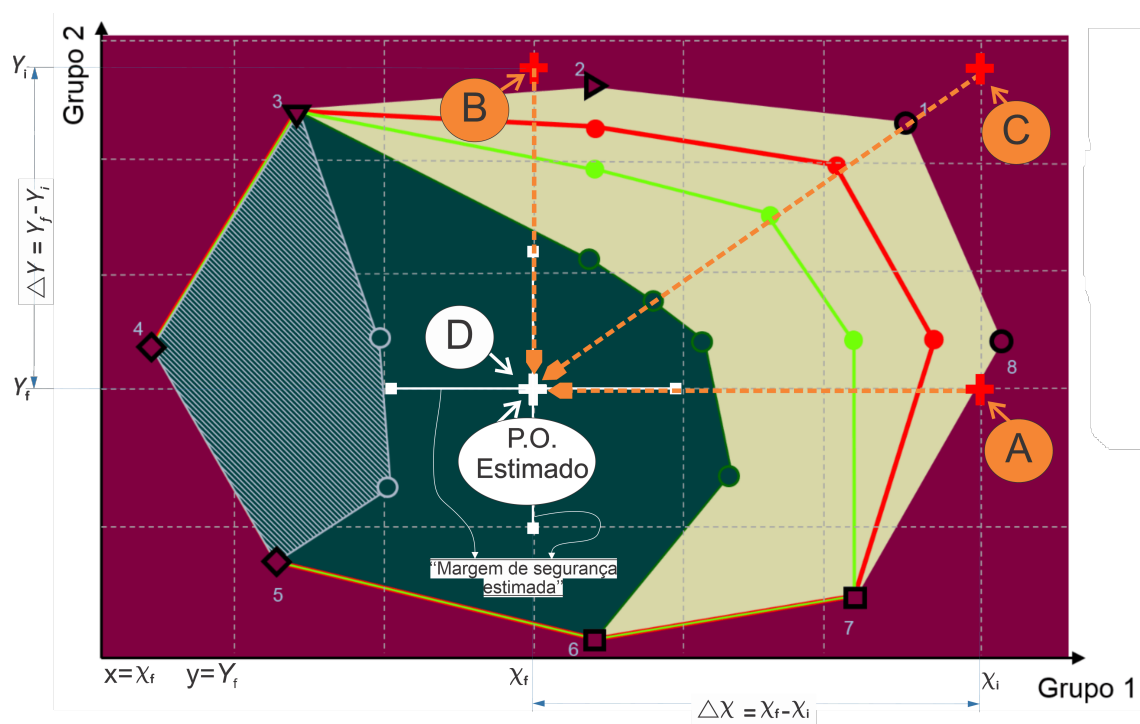


Figura 3.3: Estimação gráfica e empírica de um novo ponto de operação

Para estimação deste novo ponto, denominado ponto “D”, basta posicionar o cursor e obter as coordenadas que a própria ferramenta computacional mostra no canto inferior esquerdo do nomograma. Na Figura 3.3, por exemplo, as coordenadas obtidas são $(X_f; Y_f)$. Considerando-se que os pontos de operação “A”, “B” e “C” representam pontos de operação insegura, o deslocamento para o ponto “D” se faz necessário, partindo-se desses pontos. Assim, os redespachos no grupos geradores 1 e 2 ocorrem tal que seja possível essa excursão do ponto de operação.

Para o nomograma ilustrado na Figura 3.3 em quaisquer pontos de operação, “A”, “B”

ou C, as equações 3.2 e 3.3 compõem o par ordenado (X, Y) , isto é, (G_1, G_2) , conforme segue:

$$G_1 = GTSE_1 + G_k [MW] \quad (3.2)$$

$$G_2 = GTSE_2 + G_m [MW] \quad (3.3)$$

tal que:

- G_1 - Geração total do Grupo 1 no ponto de operação atual;
- G_2 - Geração total do Grupo 2 no ponto de operação atual;
- $GTSE_1$ = Geração termelétrica total para segurança elétrica integrante do Grupo 1;
- $GTSE_2$ = Geração termelétrica total para segurança elétrica integrante do Grupo 2;
- G_k = Geração total das outras usinas integrantes do Grupo 1;
- G_m = Geração total das outras usinas integrantes do Grupo 2;

Seja o ponto de operação “D” composto pelo novo par ordenado (G'_1, G'_2) , de coordenadas (X_f, Y_f) , o redespacho para o novo ponto de operação é obtido pelas equações

$$G'_1 = G_1 + \Delta X [MW] \mid \Delta X = X_f - X_i \quad (3.4)$$

$$G'_2 = G_2 + \Delta Y [MW] \mid \Delta Y = Y_f - Y_i \quad (3.5)$$

sendo:

- ΔX - Deslocamento horizontal em relação ao eixo das abscissas (eixo X), ou seja, no eixo do Grupo 1;
- ΔY - Deslocamento vertical em relação ao eixo das ordenadas (eixo Y), ou seja, no eixo do Grupo 2;
- G'_1 - Geração total do Grupo 1 no ponto de operação estimado;
- G'_2 - Geração total do Grupo 2 no ponto de operação estimado;

De modo análogo às equações 3.2 e 3.3, pode-se obter os novos valores das coordenadas do ponto “D” pelas variações da GTSE, bem como das demais usinas que compõem os respectivos grupos de geração, de modo que se pode escrever:

$$G'_1 = GTSE'_1 + G'_k [MW] \quad (3.6)$$

$$G'_2 = GTSE'_2 + G'_m [MW] \quad (3.7)$$

Logo, substituindo-se na equação 3.6 as equações 3.4 e 3.2 e na equação 3.7 as equações 3.5 e 3.3, obtém-se, respectivamente:

$$G'_1 = GTSE'_1 + G'_k \Rightarrow GTSE'_1 = G_1 - G'_k + \Delta X = GTSE_1 + \Delta X + G_k - G'_k \quad (3.8)$$

$$G'_2 = GTSE'_2 + G'_m \Rightarrow GTSE'_2 = G_2 - G'_m + \Delta X = GTSE_2 + \Delta Y + G_m - G'_m \quad (3.9)$$

Considerando-se que não haja variação das demais usinas dos Grupos 1 e 2 de geração, durante a excursão do ponto de operação para o ponto “D”, mas tão somente da geração termelétrica para segurança elétrica, pode-se afirmar que, o redespacho de GTSE em cada um dos eixos é obtido por:

$$GTSE'_1 = GTSE_1 + \Delta X \text{ [MW]}, \text{ sendo } \begin{cases} \Delta X > 0, & \text{para elevação de geração} \\ \Delta X < 0, & \text{para redução de geração} \end{cases} \quad (3.10)$$

$$GTSE'_2 = GTSE_2 + \Delta Y \text{ [MW]}, \text{ sendo } \begin{cases} \Delta Y > 0, & \text{para elevação de geração} \\ \Delta Y < 0, & \text{para redução de geração} \end{cases} \quad (3.11)$$

Todos os redespachos são realizados através de uma reconfiguração do valor de geração das usinas diretamente no caso-base, mencionado na seção 3.2.1. Nisso consiste a etapa “Redespachar GTSE” ilustrada no retângulo do canto direito superior da Figura 3.1. Em seguida, após essa reconfiguração, processa-se outra vez o cálculo da Região de Segurança. A referência JARDIM [76] corrobora com o entendimento desses procedimentos.

Vale ressaltar que no contexto da operação em tempo real do SIN, uma usina pode possuir mais de uma razão de despacho. Por exemplo, considerando-se uma usina que opere em ciclo combinado com cogeração [47], usualmente, ela já possui um montante inflexível despachado, que corresponde a geração de energia elétrica correspondente à uma exportação de vapor adequada para outras instalações acopladas à ela, como é o caso de refinarias de petróleo, por exemplo. Nesse caso, a GTSE nula eventualmente configurada pela execução do algoritmo não corresponderá ao desligamento da usina, mas apenas na anulação da parcela de geração remunerada como GTSE¹. Para mais informações sobre essas especificidades, vide referência ONS [91].

De modo teórico, abaixo se descreve como ocorreria o deslocamento para o ponto “D”, partindo-se dos pontos de operação “A”, “B” ou “C”.

1. **Excursão A-D:** somente há deslocamento no eixo do Grupo 1, ou seja, um deslocamento horizontal em relação ao eixo das abscissas. Logo, considerando-se a equação 3.10, ΔX é o redespacho termelétrico a ser realizado e possui valor negativo ($X_f < X_i$). Assim, corresponde ao valor (em módulo) a ser reduzido na $GTSE_1$.

¹No contexto da referência ONS [91], essa geração também pode ser denominada como “geração por necessidade do SIN ou por restrições elétricas no SIN”

Caso fosse positivo, corresponderia ao valor a ser elevado na $GTSE_1$. Na hipótese de haver mais de uma usina compondo a $GTSE_1$, prioriza-se reduzir primeiramente a geração mais cara (caso ΔX fosse positivo e houvesse mais de uma usina compondo a $GTSE_1$, priorizar-se-ia elevação da geração mais barata prioritariamente). Se eventualmente houver usinas com mesmo custo de operação, opta-se por alterar a geração daquela(s) que possui(em) mais flexibilidade para modulação, como é o caso das usinas termelétricas que operam em ciclo simples quando comparadas àquelas que operam em ciclo combinado [47].

2. **Excursão B-D** - somente há deslocamento no eixo do Grupo 2, ou seja, ao longo do eixo das ordenadas (eixo “Y”). Assim, o redespacho ocorre de modo análogo ao da “Excursão A-D”, utilizando-se as premissas adotadas, diferenciando-se apenas por se tratar de uma excursão no eixo vertical, ao invés de ser no eixo horizontal.
3. **Excursão C-D** - nessa excursão estimada, há deslocamento em relação a ambos eixos, tanto no eixo do Grupo 1 quanto no eixo do Grupo 2. As premissas adotadas também devem ser as mesmas adotadas nos itens 1 e 2. Assim, a geração de $GTSE_1$ é reduzida de $|\Delta X|$ e a geração de $GTSE_2$ é reduzida do valor de $|\Delta Y|$.

Assim, para essa nova configuração da geração dos Grupos 1 e Grupo 2, ou de ambos, recalcula-se a região de segurança para se observar se a excursão obtida corresponde àquela estimada. Caso contrário, adota-se um novo redespacho com as mesmas premissas tantas quantas forem as vezes, o que corresponde a um processo iterativo e manual de acordo com as premissas mencionadas nessa seção. Os critérios de parada do processo recursivo são mencionados na seção 3.2.3 a seguir.

3.2.3 Etapa de Análise

A decisão de redespacho em tempo real é adotada tendo em vista primeiramente a avaliação da segurança dinâmica em torno do ponto de operação. Em seguida, a possibilidade de melhorar a economicidade da operação, caso o ponto de operação seja seguro. Por depender da avaliação do usuário, caracteriza-se como uma etapa de análise empírica, de modo que a experiência adquirida também pode influenciar positivamente essa etapa de execução do algoritmo.

O processo recursivo ocorre enquanto houver violações dos critérios de segurança. Essa análise é objetiva pelo resultado exposto nos nomogramas da região de segurança em torno do ponto de operação. Para essa situação prioritária, enquanto houver a possibilidade de redespacho termelétrico, ele é realizado de acordo com item 3.2.2. Por outro lado, há uma análise técnica da possibilidade de se melhorar a economicidade, mantendo-se a segurança de operação.

Assim, o critério de parada desse processo iterativo manual e empírico se dá por duas maneiras inter-relacionadas:

1. **pelo atingimento do ponto de máximo ou de mínimo da GTSE para o(s) grupo(s) de geração considerados para a execução do algoritmo.** Usualmente, a GTSE nula é considerada como a geração mínima e a geração GTSE máxima é considerada como a geração máxima da(s) usina (s) descontada (ou não) de uma parcela relativa ao menor rendimento das unidades geradoras, tipicamente observado em tempo real. Desejável que o redespacho de máxima GTSE seja suficiente para deslocar o ponto de operação para uma região de operação segura e sem violações, mas pode haver casos em que a GTSE é maximizada e mesmo assim ela é insuficiente para eliminar violações, o que também corresponde a finalização do processo recursivo, até que sejam adotadas outras medidas operativas que favoreçam a possibilidade do redespacho de GTSE, como por exemplo, elevação de geração de outras usinas integrantes do grupo de geração em que a GTSE está incluída.

Nos casos em que a usina está despachada exclusivamente para segurança elétrica e algoritmo indique GTSE nula, respeitam-se as restrições constantes em procedimentos [89] até que seja possível o desligamento da usina que desempenha GTSE no grupo(s) de geração correspondente. Restrições que podem estar relacionadas, por exemplo, ao tempo mínimo de operação de cada unidade geradora e ao intervalo mínimo entre um desligamento e novo sincronismo das unidades geradoras de usinas termelétricas. Nos casos em que a usina está despachada por mais de uma modalidade despacho, o redespacho de GTSE nulo equivale à dispensa apenas do montante de geração despachado para garantia da segurança elétrica.

2. **avaliação da economicidade do ponto de operação.** No que diz respeito à essa análise, pressupõe-se que o ponto de operação já esteja numa região segura e sem violação de limites térmicos. A anulação de GTSE sem comprometer a segurança de operação é desejável pela execução do algoritmo, já que também corresponderia a melhor economicidade de operação para as condições verificadas em uma determinada área de controle. A experiência do usuário contribui para essa etapa do processo. Isso porque não há nenhum procedimento pautado nos nomogramas que prescreva exatamente o quanto de margem de segurança que se deve operar o sistema, tal como ocorre em relação ao controle de tensão dos barramentos do SIN, cujos valores podem variar dentro de uma faixa de tensão específica considerando-se um patamar de carga e um determinado período horário ao longo das 24 horas de cada dia de operação. Assim, a avaliação técnica do usuário em relação à margem de segurança do ponto de operação possui papel relevante para se melhorar a economicidade do sistema.

Antevendo-se uma elevação da carga, típica de um horário de transição de carga leve para carga média, o controle de tensão adotado pode ser tal que se opere no limite superior da faixa permitida para carga leve, de modo que o valor de tensão esteja em conformidade quando for atingido o horário de carga média. De modo análogo a esse exemplo possível de controle de tensão, a depender da configuração da rede verificada em tempo real, bem como do acompanhamento da carga, o usuário pode decidir operar com mais ou menos margem de segurança, levando-se em consideração, por exemplo, a curva de acompanhamento da carga prevista e a curva de carga verificada. Assim, se o período de operação do sistema estiver a alguns minutos daquele de transição da carga leve para a carga média, preventivamente ele pode decidir operar com mais margem de segurança; mas se estivesse no período de transição da carga média para a carga leve e se na carga média o sistema já estivesse seguro e visualmente com margem quando simulada GTSE nula, ele pode decidir diminuir margem de segurança, dispensando-se a GTSE para melhorar a economicidade de operação.

Nos casos em que o sistema se mantém seguro mesmo sem GTSE para as simulações executadas no algoritmo, infere-se que a margem de segurança está superestimada para o caso-base estudado. Assim, o ponto de operação observado apresenta uma economicidade possível de melhoria pela adoção prática da redução da GTSE simulada e devidamente estudada no algoritmo através das regiões de segurança, principalmente ao se pesarem os encargos setoriais da GTSE que são repassados aos consumidores finais. Esse tipo de análise embora ocorra com base no resultado do nomograma, depende da avaliação contínua e cíclica do usuário durante a operação em tempo real a respeito do que pode ser realizado em termos de redespacho de GTSE para melhorar a economicidade da operação sem comprometer a segurança.

Embora haja complexidades intrínsecas a essa avaliação, casos como esses de clara percepção da possibilidade de redução de GTSE são passíveis de ocorrerem em tempo real sem que nenhuma ação operativa seja adotada, ficando o sistema com margem de segurança superestimada e ineficiente sob a ótica da menor utilização de usinas hidrelétricas ou daquelas usinas não-despacháveis eventualmente restritas por causa da GTSE de um determinado subsistema. Também é possível afirmar que, no que tange à GTSE qualquer montante de geração reduzido sem comprometer a segurança de operação, pode ter relevância considerável no quesito de melhoria contínua da economicidade de operação.

Portanto, com a descrição dos aspectos relacionados a essa etapa de análise, conclui-se a apresentação da metodologia e prossegue-se para aplicação do algoritmo proposto nos sistemas elétricos estudados: sistema-teste de 107 barras-CA e na Área Rio do SIN.

Capítulo 4

Redespacho Termelétrico através de avaliação da Região de Segurança em Tempo Real

Neste capítulo os resultados da aplicação da metodologia são apresentados e analisados. Na Seção 4.1 deste capítulo consta o passo-a-passo sobre como proceder para aplicar a metodologia em um sistema em que se desconheça quais grupos de geração são influentes para determinada área de controle, considerando-se desde a análise até os resultados. Esse sistema é o de 107 barras-CA. Já na Seção 4.2 há os resultados obtidos para Área Rio, utilizando-se uma abordagem mais objetiva.

Dentre os mais diversos modelos de rede possíveis e reconhecidos no âmbito de pesquisa, o modelo 107 barras-CA concilia os fins acadêmico-didáticos da presente dissertação sem perder de vista a complexidade da operação de um sistema elétrico interligado.

Em relação aos aspectos simulatórios, para todos os cálculos da regiões de segurança dinâmicas, os seguintes parâmetros são considerados [92], para se ter uma análise mais apurada:

- Número de direções: 20;
- Ação automática de comutação de tapes: bloqueada;
- Ação automática de dispositivos *Shunt*: bloqueada;

4.1 Sistema 107 Barras-CA

4.1.1 Leitura da Configuração da Rede e Especificidades

No Apêndice D é apresentado um diagrama unifilar completo do sistema-teste de 107 barras, versão totalmente em corrente alternada. Ele está dividido em três subsistemas

denominados de Sul, Sudeste e Mato Grosso, com capacidade total de geração de 22.080 MW e possuindo uma carga total de 12.681,7 MW. O subsistema Sudeste concentra a maior capacidade de geração; cerca de 56% de toda a geração disponível no sistema.

A referência STB-107BARRAS_CA [90] fornece um possível ponto de operação de sistema em um dos arquivos disponibilizados. Para se facilitar os estudos acadêmicos, atual e posteriores, será esse o ponto de partida considerado para a análise de configuração da rede em tempo real. A Tabela 4.1 apresenta um sumário dos dados desse sistema teste.

Tabela 4.1: Sumário do Sistema de 107 barras

Áreas (subsistemas)	3
Barras	107
Barras 500-700kV	29
Barras 400-500 kV	1
Barras 300-400kV	18
Barras 200-300kV	26
Barras 100-200kV	8
Barras <100kV	25
Barras de Geração (MW e Mvar)	24
Barra Swing (Itumbiara)	1
Máquinas síncronas existentes	107
Geradores	103
Potência ativa máxima disponível (MW)	22.080,2
Potência reativa equivalente nos geradores (Mvar)	-8.483,6/+8.233,8
Compensadores síncronos	4
Potência reativa equivalente nos síncronos (Mvar)	-1080/+1200
Ramos	171
Linhas de Transmissão	104
Transformadores	47
OLTC	20
Carga	12681,7MW +j3597,4Mvar
Perdas Ativas	337,2 MW
Geração (carga + perdas)	13018,9MW - j2624,3Mvar
Reserva de geração	3.358 MW
Compensação Shunt	-448,6 Mvar
Potência máxima de geração (unidades ligadas)	16.376,9 MW
Potência reativa total trafegante na rede	-6670,3 Mvar

A Tabela 4.2 apresenta as usinas existentes nesse sistema, inclusive com os respectivos valores de geração para o caso base (P_g e Q_g), a geração máxima com as unidades ligadas (P_{gMax}) e a geração máxima considerando-se a capacidade instalada (P_{gCMax}). O balanço de potência das áreas elétricas, bem como os valores de intercâmbios, são expressos pelas Tabelas 4.3 e 4.4, respectivamente. O sinal positivo indica envio de potência; já o negativo, recebimento de potência.

Tabela 4.2: Geração das usinas do sistema 107 barras

Barra	Nome	Área	Pg(MW)	Qg(Mvar)	PgMax (MW)	PgCMax (MW)
12	LCBARRET-4GR	SUDESTE	300,00	-197,79	552,00	1104,00
16	FURNAS—5GR	SUDESTE	800,00	-138,07	820,00	1312,00
18	ITUMBIAR-6GR	SUDESTE	998,87	-385,95	1900,00	2280,00
20	MARIMBON-5GR	SUDESTE	900,00	-324,14	930,00	1488,00
21	MANSO—3GR	MATO GROSSO	140,00	-21,59	162,00	216,00
22	M.MOR.A-3GR	SUDESTE	150,00	-21,00	162,00	324,00
35	CORUMBA-2GR	SUDESTE	200,00	-47,84	254,00	381,00
300	EMBORCAC-3GR	SUDESTE	700,00	-183,81	894,00	1192,00
301	JAGUARA-4GR	SUDESTE	300,00	-129,09	400,00	400,00
302	N.PONTE-3GR	SUDESTE	400,00	-125,28	510,00	510,00
303	S.SIMAO-4GR	SUDESTE	200,00	-275,38	840,00	1680,00
305	V.GRANDE-4GR	SUDESTE	300,00	-58,48	380,00	380,00
500	A.VERMEL-4GR	SUDESTE	800,00	-119,05	930,80	1396,20
800	GBMUNHOZ-2GR	SUL	1100,00	104,23	1255,50	1674,00
808	SCAXIAS-4GR	SUL	1150,00	107,43	1240,00	1240,00
810	SSEGREDO-4GR	SUL	1200,00	-96,70	1260,00	1260,00
904	ITA—4GR	SUL	700,00	-231,18	870,00	1450,00
915	MACHADIN-2GR	SUL	700,00	-121,32	760,00	1140,00
919	SOSOR1A4-4GR	SUL	700,00	84,11	728,00	728,00
925	SSANTIAG-3GR	SUL	950,00	63,81	1065,00	1420,00
4523	ITIQUEIR-2GR	MATO GROSSO	50,00	-7,93	60,80	60,80
4596	CBA-GAS-2GR	MATO GROSSO	230,00	-27,03	320,00	320,00
4804	GUAPORE-2GR	MATO GROSSO	50,00	-15,97	82,80	124,20
TOTAL			13018,87	-2168,02	16376,90	22080,20

Tabela 4.3: Discretização da geração e consumo por área

Área	Código	Geração (MW)	Geração (Mvar)	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Compensação (Mvar)	Perdas (MW)	Perdas (Mvar)
Área Sudeste	1 AREASUD	6048,9	-2462,2	6237	1964,2	-452	108,2	-4518,4
Área Sul	2 AREASUL	6500	-89,6	5689,1	1439,6	107,8	205	-1738,4
Área Mato Grosso	3 AREAMA	470	-72,5	755,6	193,6	-104,4	23,9	-413,6
Total		13018,9	-2624,3	12681,7	3597,4	-448,6	337,2	-6670,3

Tabela 4.4: Intercâmbio entre as áreas elétricas

De	Número de área/ Código	Interc_P(MW)	Interc_Q (Mvar)
Área Sudeste	2 AREASUL	-605,90	-317,00
	3 AREAMA	321,00	-46,20
Total		-284,80	-363,20
Área Sul	1 AREASUD	611,30	-611,80
	Total	611,30	-611,80
Área Mato Grosso	1 AREASUD	-309,50	43,00
	Total	-309,50	43,00

Desses três subsistemas existentes, escolheu-se o subsistema Mato Grosso, apresentado pela Figura 4.1. O fato mais relevante para a escolha do subsistema Mato Grosso consiste na fragilidade existente nesse subsistema, quando comparado ao demais, no que diz respeito à dependência de importação de energia de outra área para o atendimento da carga interna. Além disso, é o único subsistema que possui a possibilidade de despacho termelétrico, da usina termelétrica Cuiabá (UTE Cuiabá). A geração dessa usina será

considerada como a GTSE deste sistema elétrico.

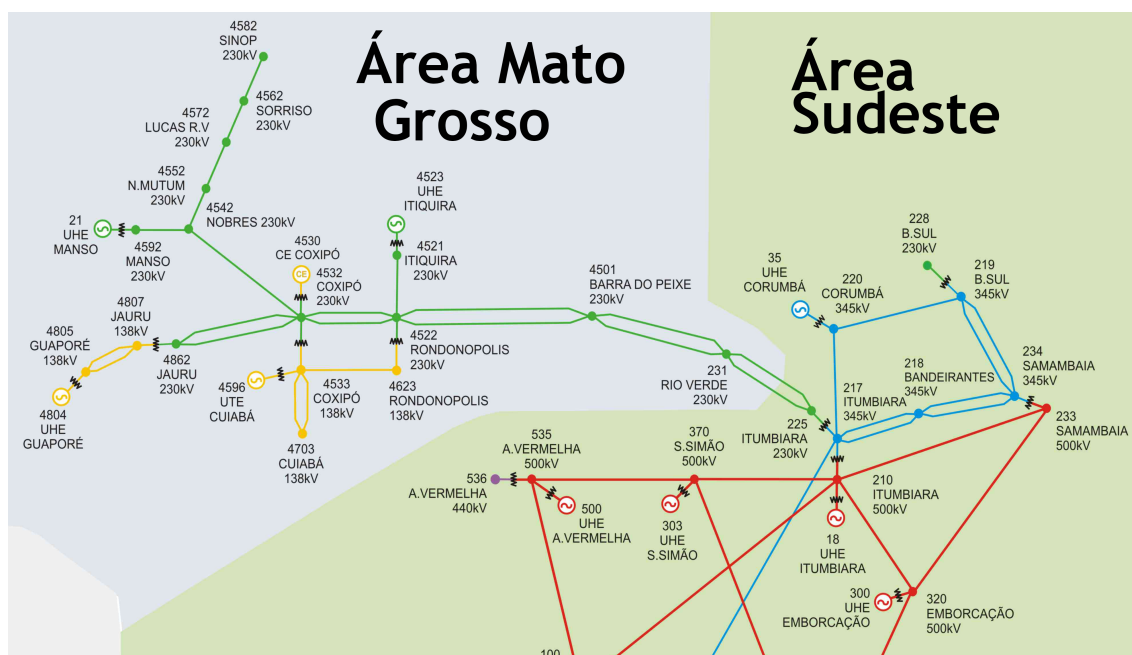


Figura 4.1: Detalhamento do subsistema Mato Grosso e da interligação com a área Sudeste através do circuito duplo Itumbiara - Rio Verde

Fonte: Adaptado de STB-107BARRAS_CA [90]

Baseado nos valores de intercâmbio expressos na Tabela 4.4, a Tabela 4.5 apresenta a distribuição dos fluxos nas linhas de interligação da área Mato Grosso para o caso base (Pt, Qt e St), bem como os dados de resistência, reatância e capacidade nominal dos circuitos. Analisando-se a Tabela 4.5, infere-se que os parâmetros de impedância influenciam na distribuição desigual do fluxo nas linhas de interligação da área Mato Grosso, de modo que o circuito de menor impedância apresenta maior valor de fluxo de importação. Ainda é possível afirmar que na contingência de quaisquer circuitos, o circuito remanescente opera em sobrecarga, considerando-se a fluxo de importação do caso-base apresentado na Tabela 4.5, o que pode comprometer a segurança de operação da área Mato Grosso.

Tabela 4.5: Distribuição dos fluxos de Interligação da área Mato Grosso

De	Área	Para	Área	Tensão (kV)	R (pu)	X(pu)	CN (MVA)	Pt(MW)	Qt(Mvar)	St(MVA)
231	1	225	3	230	0,2032	0,9791	197,0	-122,63	24,91	125,13
231	1	225	3	230	0,0928	0,9957	197,0	-186,87	18,1	187,74
Total							394,0	-309,50	43,00	312,47

Assim, conforme pode ser observado na Figura 4.1, o subsistema Mato grosso (área Mato Grosso) está interligado apenas ao subsistema Sudeste através de duas linhas de transmissão em 230kV a partir da subestação Itumbiara, sendo muito dependente do recebimento de energia através deste tronco de transmissão. Esse subsistema também possui atendimento a cargas através de sistema radial em circuito simples, o que exige cuidados

na operação do sistema, de modo que eventuais contingências não prejudiquem o restante do sistema. Além disso, a máxima capacidade de transferência de geração entre as usinas da área Sudeste para área Mato Grosso (e vice-versa) é de 394 MVA,

Abaixo, nas Tabelas 4.6 e 4.7 destacam-se os dados de geração, capacidade instalada e do caso base (Pg e Qg), e de demanda da área Mato Grosso, respectivamente. Os outros dados deste sistema de 107 barras podem ser encontrados no Apêndice D. Comparando-se as tabelas 4.6 e 4.7, constata-se que, mesmo que fosse possível gerar a capacidade máxima total, desconsiderando-se as perdas de transmissão, não se conseguiria atender a demanda de carga desse subsistema somente com a geração da área Mato Grosso. Assim, esse sistema depende do recebimento da área Sudeste.

Tabela 4.6: Dados de Geração da área Mato Grosso

Barra	Usina	Tipo	Nº de Máquinas Disponíveis	Capacidade máxima total (MW)	Pg (MW)	Qg (Mvar)
21	Manso	Hidrelétrica	4	216,0	140,00	-21,59
4523	Itiquira	Hidrelétrica	2	60,8	50,00	-7,93
4596	Cuiabá	Termelétrica	2	320,0	230,00	-27,03
4804	Guaporé	Hidrelétrica	3	124,2	50,00	-15,97
Total de geração				721,0	470,0	-72,5

Tabela 4.7: Dados de carga da área Mato Grosso

Barra	Subestação	Tensão (kV)	Carga	
			MW	Mvar
231	Rio Verde	230	89,7	31,9
4501	Barra do Peixe	230	31,4	7,1
4623	Rondonópolis	138	128,2	40,8
4533	Coxipó	138	75,4	16,1
4703	Cuiabá	138	182,1	29,8
4807	Jauru	138	128,9	36,3
4552	Nova Mutum	230	12,6	1,2
4572	Lucas do Rio Verde	230	18	6,4
4562	Sorriso	230	23,8	7,4
4582	Sinop	230	65,5	16,7
Total			755,6	193,6

4.1.2 Configuração da Região de Segurança

A Tabela 4.8 apresenta o resultado da análise de sensibilidade da variação do fluxo nos circuitos de transmissão de 230 kV e transformadores 230 kV/ 138kV (a cor verde da Figura 4.1 representa o nível de tensão de 230 kV) em relação à variação de 100 MW nas usinas integrantes do sistema de 107 barras-CA. Nas duas primeiras colunas constam

os números dos barramentos dos circuitos de transmissão ou dos transformadores. Na coluna "CB" constam os valores de fluxo obtidos do caso-base. Cada uma das demais colunas apresenta uma numeração correspondente a cada uma das usinas.

Tabela 4.8: Percentuais de influência da variação de 100 MW de usinas considerando-se o controle do fluxo das linhas de transmissão e transformadores da área Mato Grosso

Barra		CB (MW)	Usinas (%)																					
1	2#Circ		12	16	20	21	22	35	300	301	302	303	305	500	800	808	810	904	915	919	925	4523	4596	4804
225	231#01	129,5	0	0	0	-52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-51	-54	-52
225	231#02	191,52	0	0	0	-70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-69	-72	-70
231	4501#01	91,98	0	0	0	-48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-47	-50	-48
231	4501#02	127,91	0	0	0	-65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-63	-67	-64
4501	4522#01	67,89	0	0	0	-39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-38	-40	-39
4501	4522#02	114,31	0	0	0	-66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-65	-69	-66
4522	4521#01	-49,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-98	0	0
4522	4532#01	46,19	0	0	0	-44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-44	-44
4522	4532#02	46,19	0	0	0	-44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-44	-44
4522	4623#01	67,72	0	0	0	-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-8	-6
4522	4623#02	67,72	0	0	0	-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-8	-6
4532	4533#01	7,29	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-28	4
4532	4533#02	7,29	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-28	4
4532	4533#03	7,29	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-28	4
4532	4542#01	-12,23	0	0	0	-97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4542	4552#01	125,72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4542	4592#01	-138,03	0	0	0	-97	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4552	4572#01	110,37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4562	4572#01	-89,87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4562	4582#01	66,07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4623	4533#01	7,23	0	0	0	-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-16	-11
4703	4533#01	-91,05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4703	4533#02	-91,05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4805	4807#01	24,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	48
4805	4807#02	24,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	48
4807	4862#01	-80,54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	94
4862	4532#01	-40,27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47
4862	4532#02	-40,27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47

A partir desse resultado, por exemplo, pode-se afirmar que uma elevação de 100 MW na geração da UTE Cuiabá (barra 4596 - penúltima coluna) reduz em 54% o valor do carregamento do circuito 1 da linha Itumbiara - Rio Verde (225 – 231#1) e vice-versa. Por outro lado, uma elevação de 100 MW na usina Guaporé (barra 4804), aumenta em 47% o fluxo do circuito 1 da linha Jauru-Cochipó (4862 – 4532#1) e vice-versa.

Com isso se observa a aplicação do conceito da influência negativa ou positiva de uma determinada usina para o controle de fluxo em um determinado equipamento de transmissão: quando a influência é negativa, uma elevação promove redução no fluxo do equipamento considerado; quando é positiva, uma elevação promove um aumento do fluxo do equipamento considerado.

4.1.2.1 Escolha dos Eventos Dinâmicos

Como esse estudo visa à investigação de redespacho termelétrico, das diversas contingências que poderiam ser listadas e simuladas no ambiente dinâmico (66 só considerando-se a área Mato Grosso), escolheram-se apenas aquelas cujo redespacho da usina Cuiabá (barra 4596) pudesse exercer alguma influência no sentido de mitigar os efeitos nas linhas remanescentes na área de controle.

Dada a criticidade da importação de energia da área Sudeste de modo a suprir com segurança a área Mato Grosso, esse estudo terá como objetivo verificar como o despacho

da UTE Cuiabá afeta o fluxo das linhas de transmissão responsáveis pela interligação da área Mato Grosso com a área Sudeste, cujas contingências podem ser algo deveras crítico. Assim, tendo como base a Tabela 4.8 foram escolhidos os circuitos que compõem o tronco de interligação em 230 kV, formando-se a Tabela 4.9. Esse tronco de transmissão representa a área de controle para o cálculo da região de segurança dinâmica. A penúltima coluna, de numeração 4596, contém os percentuais de influência da usina Cuiabá para os circuitos listados nas duas primeiras colunas.

Estando em conformidade com os critérios definidos pelos Procedimentos de Rede [65] para estudos elétricos, atentando-se para o "critério N-1", a contingência a ser considerada consistirá para cada uma das linhas de transmissão: curto-circuito monofásico aos 200ms em um dos terminais; após 100ms eliminação do defeito e abertura simultânea dos dois terminais da linha considerada. O curto-circuito monofásico é usado por ser, entre os defeitos, o de mais alta probabilidade de ocorrência [65].

Tabela 4.9: Seleção dos circuitos de interligação para análise de contingências

Barra		CB	Usinas (%)																						
1	2#Circ	(MW)	12	16	20	21	22	35	300	301	302	303	305	500	800	808	810	904	915	919	925	4523	4596	4804	
225	231#01	129,5	0	0	0	-52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-51	-54	-52
225	231#02	191,52	0	0	0	-70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-69	-72	-70	
231	4501#01	91,98	0	0	0	-48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-47	-50	-48	
231	4501#02	127,91	0	0	0	-65	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-63	-67	-64	
4501	4522#01	67,89	0	0	0	-39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-38	-40	-39	
4501	4522#02	114,31	0	0	0	-66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-65	-69	-66	
4522	4532#01	46,19	0	0	0	-44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-44	-44	
4522	4532#02	46,19	0	0	0	-44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-44	-44	

4.1.2.2 Configuração da Região de Segurança Dinâmica

Com base no resultado da análise de sensibilidade em relação aos circuitos de interligação da área Mato Grosso, tendo em vista a análise dinâmica das contingências, foram definidos os Grupos de geração coerentes para a simulação da região de região de segurança.

Vale ressaltar que a usina de Itumbiara, embora seja a usina eletricamente mais próxima do tronco de transmissão considerado, ela não pode pertencer a nenhum dos Grupos de geração, já que compõe a barra *swing* do sistema [37]. Isso porque, no cálculo dos Grupos de geração é necessário o conhecimento prévio do valor de geração de cada uma das usinas que os integram e, fundamentalmente, a geração de uma usina da barra *swing* só é conhecida ao fim do processo iterativo. Assim, então, foram definidos os Grupos:

- **Grupo 1**, UTE Cuiabá e todas as outras usinas que tal como ela possuem influência negativa em relação a cada um dos circuitos da área de controle;
- **Grupo 2**, as usinas com influência positiva, pertencentes a área Sudeste. Tendo em vista o limite de intercâmbio e a impossibilidade escolha de Itumbiara, elegeu-se apenas a usina Emborcação (barra 300), já que é adjacente à usina Itumbiara.

- **Grupo 3**, usualmente, estão as usinas que têm condições de suprir pelo menos uma eventual redução para geração mínima dos Grupos 1 e 2. Assim, foram escolhidas, algumas das demais usinas da área Sudeste (poderiam ser escolhidas algumas do Sul também, atentando-se para os limites de transmissão).

A Tabela 4.10 apresenta a composição dos três Grupos de geração para o estudo da área de controle do subsistema Mato Grosso, onde:

- **Pg** - potência ativa gerada no caso base;
- **Pmx** - potência ativa máxima possível de geração com as máquinas ligadas no caso base;
- **Pmxm** - potência ativa máxima total considerando a capacidade instalada;

Tabela 4.10: Definição dos Grupos de geração - Área Mato Grosso - 107 barras

Grupo de Geração	Barra	Nome	Pg (MW)	Pmx (MW)	Pmxm (MW)	Pg/Grupo (MW)	Pmx/Grupo (MW)	Pmxm/Grupo (MW)
#Grupo 1: MATOGR	21	MANSO—3GR	140,00	162	216,00	470	625,6	721
	4523	ITIQUEIR—2GR	50,00	60,8	60,80			
	4596	CBA—GAS-2GR	230,00	320	320,00			
	4804	GUAPORE—2GR	50,00	82,8	124,20			
#Grupo 2: EMBORCACAO	300	EMBORCAC-3GR	700,00	894	1192	894	894	1192
#Grupo 3: 500kVSUDES	301	JAGUARA—4GR	300,00	400	400	2000	3060,8	4366,2
	302	N.PONTE—3GR	400,00	510	510			
	303	S.SIMAO—4GR	200,00	840	1680			
	305	V.GRANDE-4GR	300,00	380	380			
	500	A.VERMEL-4GR	800,00	930,8	1396,2			

4.1.3 Cálculo da Região de Segurança para o Caso-base

Uma vez configurada a região de segurança dinâmica, tendo como entrada um caso-base, prossegue-se para o processamento do cálculo através do ORGANON. Vale ressaltar que se considera que o sistema opera em regime permanente e não há variação da carga.

O resultado do primeiro cálculo da região de segurança para o caso-base consiste em três nomogramas ($G_1XG_2; G_2XG_3; G_1XG_3$). Para esse cálculo, admitiu-se um limite de sobrecarga em regime de 20% para os circuito remanescentes, na situação de contingência nos circuitos considerados.

Apresenta-se de modo mais destacado na Figura 4.2 o nomograma correspondente ao eixo G_1XG_2 , pois G_1 contém a GTSE que passará pela execução do algoritmo e G_2 é a área que possui conexão direta com a área de controle. Adicionalmente, na Figura 4.3 apresentam-se os outros nomogramas para que leitor tenha a visão completa da região de segurança. O ponto de operação (P.O.) é representado pela cruz (+) na cor vermelho. De modo auxiliar, uma seta branca será acrescentada para se facilitar a visualização do

ponto de operação nos nomogramas da região de segurança. Esse tipo de apresentação de resultados será replicado ao longo de todos nomogramas desta Seção.

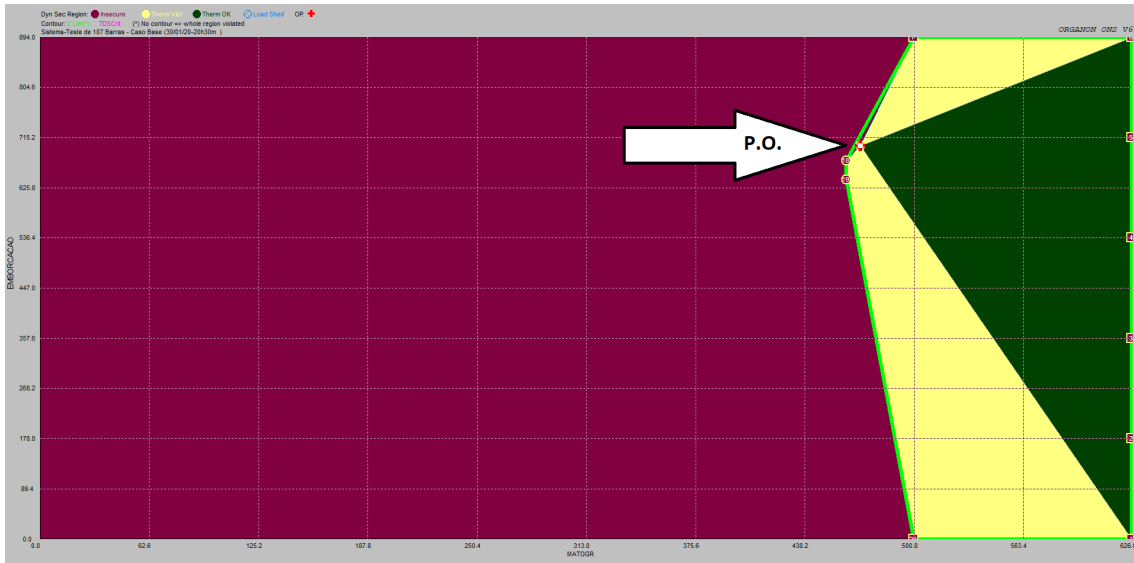


Figura 4.2: Nomograma: eixos G_1XG_2 para caso base

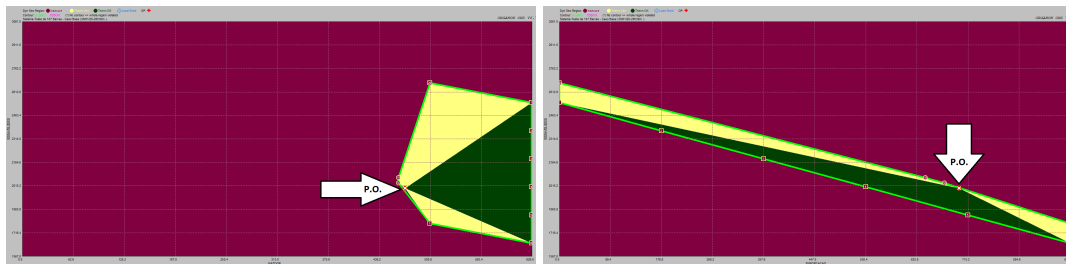


Figura 4.3: Nomogramas G_1XG_3 e G_2XG_3 da região de segurança para o caso-base

A interpretação do ponto de operação do caso base é: praticamente inseguro pois está sobre o limite de segurança com violação de limite térmico, estando sobre o contorno de violação de tensão (verde claro), quando levadas em consideração a ocorrência de pelo menos uma das contingências selecionadas, isto é, uma das contingências simples na área de controle.

A Figura 4.4 ilustra para quais das direções há o atingimento do limite de segurança considerado. No retângulo acima da seta branca há a seguinte indicação: “8, 700.00,0 e 470.00”. Isso corresponde que para a direção 8 que corresponde ao ponto ($G_1 = 470 MW, G_2 = 700 MW$), atinge-se um limite de segurança. Para se saber qual o equipamento em que o limite de segurança foi atingido, observa-se o retângulo vermelho que evidencia a descrição do limite: corresponde à contingência no circuito 2 da linha de transmissão de 230 kV Itumbiara/Rio Verde. Esse ponto-limite e a direção 8 é obtido de modo automatizado pela variação da geração dos Grupos 1, 2 e 3 durante o processamento do cálculo da região de segurança. Nesse caso, esse ponto-limite coincide com o ponto de

operação do caso-base (vide que o campo “Gdist” desse quadro analisado da Figura 4.4 apresenta o valor zero). Assim, o algoritmo proposto pode ser aplicado, já que o ponto de operação, praticamente inseguro, não possui também nenhuma margem de segurança.

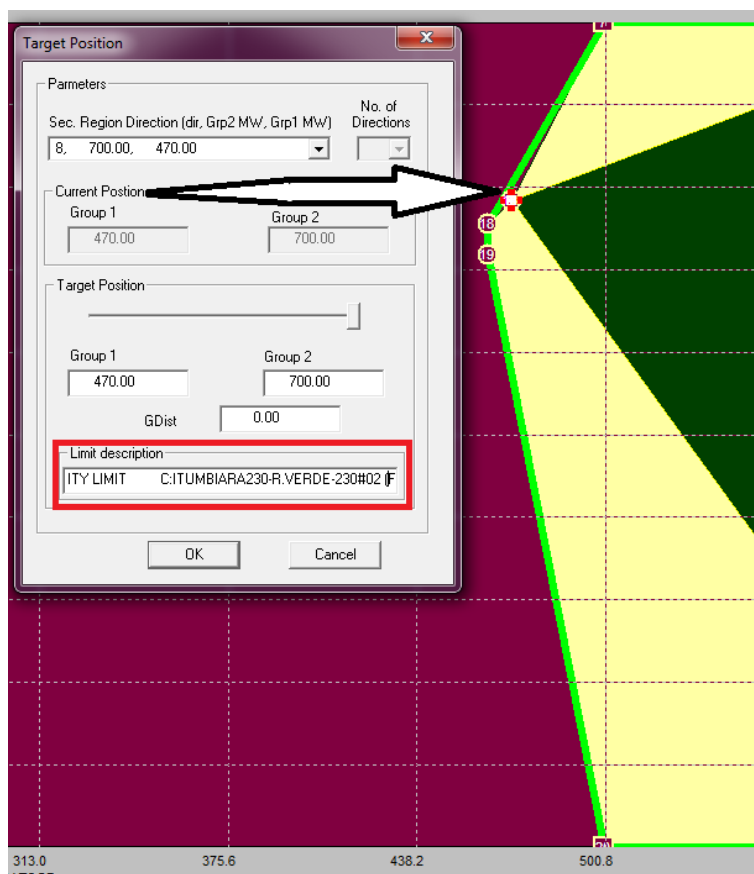


Figura 4.4: Indicação de direção e contingência que atinge o limite de segurança para ponto de operação do caso-base

De modo complementar a análise desse ponto de operação do caso-base apresenta-se a Tabela 4.11, que discretiza em termos quantitativos as violações de carregamentos dos circuitos (violações térmicas) analisados considerando-se as contingências, bem como as violações dos critérios de tensão nos barramentos observadas na simulação dinâmica da região de segurança. Os circuitos de transmissão e os barramentos onde são verificadas as violações compõem a coluna 4, denominada "Componente de Rede".

Para exemplificar o comportamento no domínio do tempo analisado de modo automático no processamento do cálculo da região de segurança dinâmica, apresenta-se na Figura 4.5 um gráfico com o carregamento do circuito 1 da linha Itumbiara/Rio Verde e na Figura 4.6 a tensão verificada no barramento de 230 kV de Rio Verde (código:231 R.VERDE230) quando da contingência no circuito 2 da linha linha Itumbiara/Rio Verde.

Na Figura 4.5, pode-se observar que o carregamento do circuito 1 da linha ITUMBIARA230-R.VERDE-230 estabiliza-se em 311,24 MVA, sendo 294,50 MW. Assim, há uma sobrecarga de 57,99% em regime permanente quando da ocorrência da re-

Tabela 4.11: Violações dos limites de carregamento em regime e de tensão na simulação dinâmica para Caso Base

0	1	2	3	4	5	6
	Tipo de Violação	Terminal	Identificação de Contingência	Componente de Rede	Valor (%)	Limite(%)
1	Térmica	Itumbiara	ITUMBIARA230-R.VERDE-230#1 (From)	225-231#02	157,40	120
2	Térmica	Rio Verde	ITUMBIARA230-R.VERDE-230#1 (To)	225-231#02	157,28	120
3	Térmica	Itumbiara	ITUMBIARA230-R.VERDE-230#2(From)	225-231#01	157,99	120
4	Térmica	Rio Verde	ITUMBIARA230-R.VERDE-230#2(To)	225-231#01	157,79	120
5	Dinâmica	Itumbiara	ITUMBIARA230-R.VERDE-230#1 (From)	S_231-225#02		
6	Dinâmica	Rio Verde	ITUMBIARA230-R.VERDE-230#1 (To)	S_231-225#02		
7	Dinâmica	Itumbiara	ITUMBIARA230-R.VERDE-230#2(From)	231 R.VERDE-230		
8	Dinâmica	Rio Verde	ITUMBIARA230-R.VERDE-230#2(To)	231 R.VERDE-230		
9	Dinâmica	Rio Verde	R.VERDE-230-B.PEIXE-230#2(From)	V_4501		
10	Dinâmica	Barra do Peixe	R.VERDE-230-B.PEIXE-230#2(To)	V_4501		
11	Dinâmica	Rio Verde	B.PEIXE-230-RONDONOP-230#(From)	V_4501		
12	Dinâmica	Barra do Peixe	B.PEIXE-230-RONDONOP-230(To)	V_4501		

ferida contingência. Vale ressaltar que essa situação de violação do limite térmico pode ser considerada como *sobrecarga inadmissível* e, provavelmente, na prática, corroborar-se-ia para o desligamento automático desse circuito remanescente por atuação de relé de proteção.

Quanto à tensão na barra 231 R.VERDE230, verifica-se que a primeira e a segunda oscilação estão em conformidade com o Procedimento de Rede [65]. Porém, o valor de regime estabiliza-se em 0,8202 p.u., que representa uma queda de 18,3% em relação ao valor inicial de 1.003 p.u., isto é, maior que a máxima estipulada que é de 10% em [65], violando-se o critério dinâmico ($V_{final} \geq (V_{inicial} - 10\%V_{nop})$) mencionado no item (b) da lista de parâmetros numéricos da Seção 3.2.1.

Portanto, esse ponto de operação carece de adoção de alguma ação operativa para que seja deslocado para uma região de operação segura e sem violação de limite térmico, conforme será apresentado na Seção a seguir, que corresponde à próxima etapa do algoritmo de redespacho termelétrico.

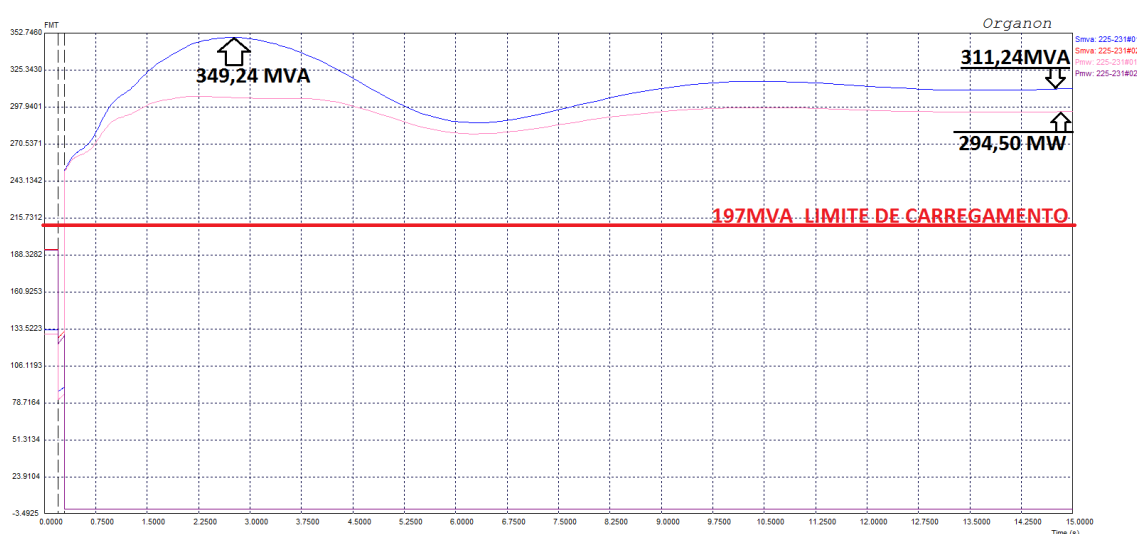


Figura 4.5: Simulação dinâmica do carregamento do circuito 1 da linha ITUMBIARA230-R.VERDE-230

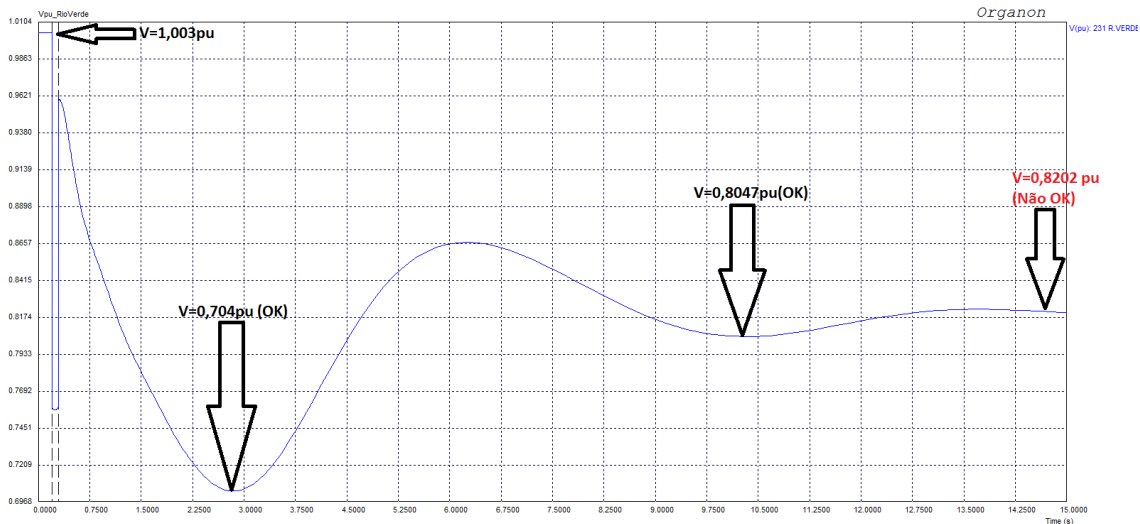


Figura 4.6: Simulação dinâmica da variação de tensão no barramento 231 R. VERDE-230

4.1.4 Redespachos para Condição de Rede Completa

4.1.4.1 Redespacho Termelétrico 1: sem alteração da geração de outras usinas

Aplicando-se o algoritmo para solução, o redespacho aplicado consistirá numa elevação de geração buscando-se deslocar ponto de operação para à direita em relação ao eixo X do nomograma G_1XG_2 , conforme pode ser visto na Figura 4.7. Isso porque o primeiro objetivo é que o ponto de operação seja seguro, com margem de segurança tal que ponto de operação estimado esteja à metade da distância horizontal entre dois limites de segurança.

Posicionando-se o cursor no ponto desejado (indicado com uma cruz branca) para o deslocamento, isto é, posicionando-se o cursor aproximadamente à metade da distância horizontal até fronteira de segurança à direita, as seguintes coordenadas foram obtidas: aproximadamente 560 MW no Grupo 1 (eixo X) e aproximadamente 700 MW (eixo Y), isto é, nenhuma ação de redespacho do Grupo 2 (nem no Grupo 3), realizando-se apenas a elevação de 90 MW no Grupo 1 ($\Delta X = +90MW$, $\Delta Y = zero MW$). Assim, essa elevação será totalmente realizada na UTE Cuiabá, correspondendo a uma elevação de GTSE. Essa diretriz de não se alterar as demais usinas hidrelétricas integrantes dos Grupos 1, 2 e 3 se justifica pela hipótese de não ser recomendada a modulação de outras usinas hidrelétricas por critérios de otimização energética, por exemplo.

A Figura 4.8 e a Figura 4.9 apresentam os nomogramas obtidos com o novo cálculo da região de segurança, considerando-se o redespacho termelétrico de 90 MW na UTE Cuiabá. Observa-se que o ponto de operação foi deslocado para direita, conforme o esperado, ficando-se com uma margem de segurança de aproximadamente 60 MW à direita e à esquerda até se atingir as fronteiras de segurança, passível de aplicação prática.

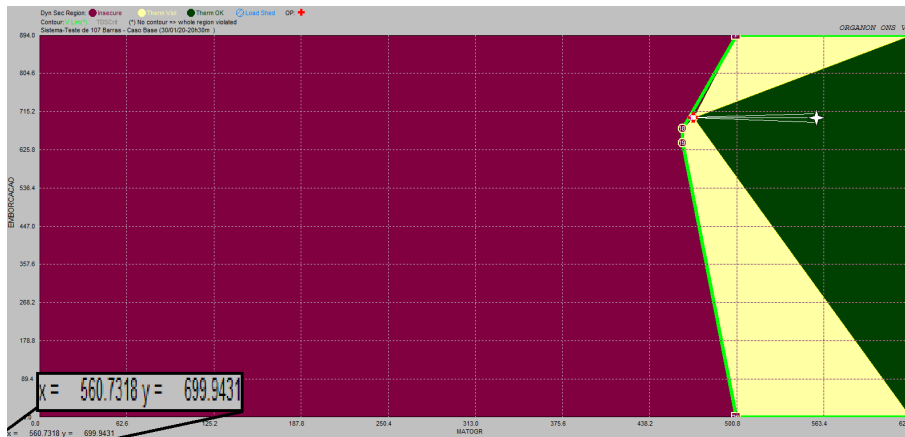


Figura 4.7: Deslocamento proposto para o ponto de operação através de redespacho termelétrico

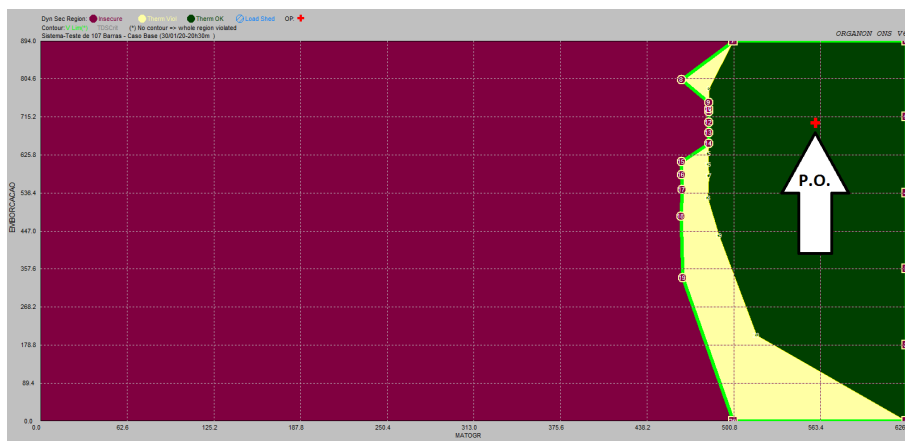


Figura 4.8: Nomograma G_1XG_2 da região de segurança obtida com a simulação do redespacho termelétrico 1

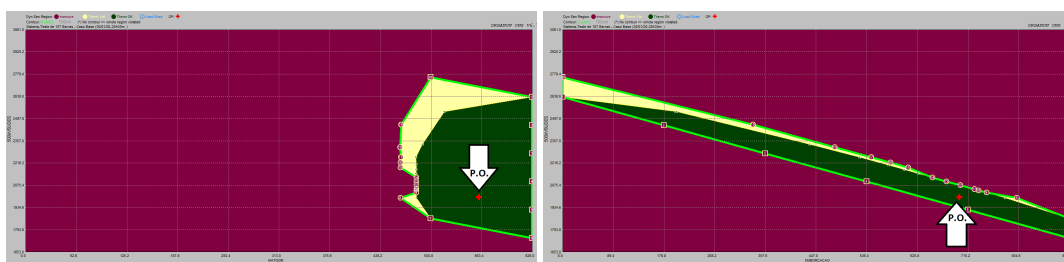


Figura 4.9: Nomogramas G_1XG_3 e G_2XG_3 da região de segurança obtida com a simulação do redespacho termelétrico 1

Nitidamente, percebe-se que o ponto de operação está numa região: segura, sem violação dos limites de sobrecarga e de tensão em regime e com margem de segurança. Para aquela mesma contingência considerada anteriormente, uma nova simulação temporal foi realizada. Os gráficos são apresentados nas Figuras 4.10 e 4.11. Para a contingência no circuito 2 da linha Itumbiara/Rio Verde, o carregamento do circuito remanescente se estabiliza em 212,94 MVA

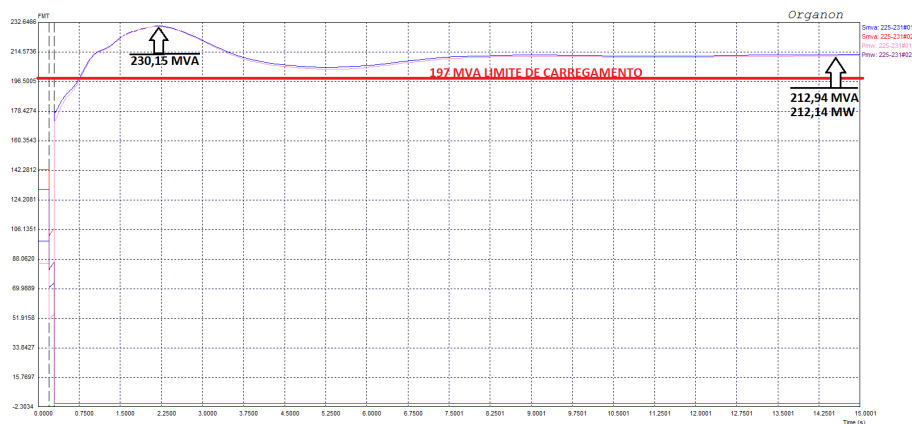


Figura 4.10: Simulação dinâmica do carregamento do circuito 1 da linha Itumbiara/Rio Verde, com o redespacho de 90 MW na UTE Cuiabá

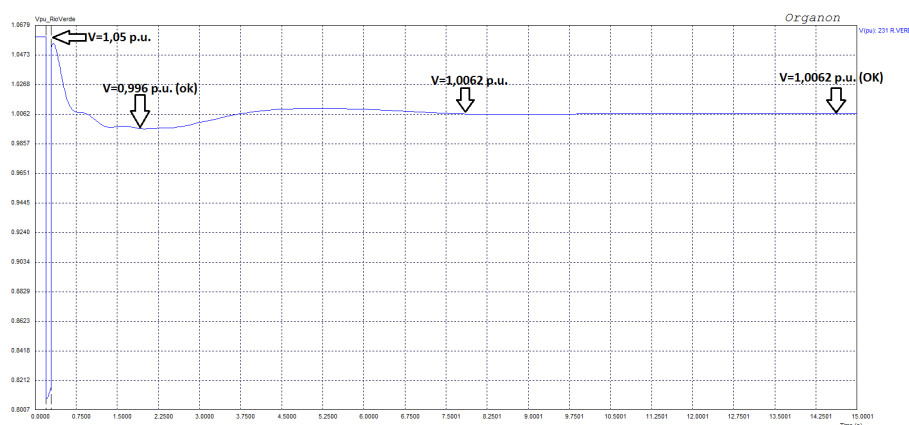


Figura 4.11: Simulação dinâmica da variação de tensão no barramento 231 R.VERDE-230, com o redespacho de 90 MW da UTE Cuiabá

Uma vez que o resultado da região de segurança exposto nas Figura 4.8 e na Figura 4.9 indica que ponto de operação está seguro, segue-se a avaliação da possibilidade de melhorar a economicidade da operação. Considerando-se que na contingência do circuitos 1 ou 2 da linha Itumbiara/Rio Verde, o circuito remanescente operaria em sobrecarga, que foi mitigada pela elevação de 90 MW na UTE Cuiabá, opta-se, preventivamente por não se reduzir essa GTSE da UTE Cuiabá, de modo a não se agravar a violação do limite térmico quando dessa contingência. Assim, nas condições dessa Seção, o despacho de GTSE da UTE Cuiabá adequado é de 320 MW.

Vale mencionar também o fato do algoritmo ter indicado um aumento de GTSE, quando o desejável seria justamente a redução de GTSE no sistema. Esse resultado inesperado corrobora com entendimento de que o critério de segurança de operação possui precedência sobre o de melhoria da economicidade, haja vista o risco dos impactos socioeconômicos intangíveis quando o sistema opera com menor robustez perante determinadas falhas [27].

4.1.4.2 Redespacho Termelétrico 2: após elevação da geração das hidrelétricas do Grupo 1

A partir da consideração do despacho pleno da UTE Cuiabá da Seção 4.1.4.1, cogitou-se a hipótese do planejamento energético indicar possibilidade de aumentar a geração das unidades em operação das usinas do Grupo 1. Essa alteração de geração foi realizada no caso-base: elevando-se um montante de 105,6 MW distribuídos nas hidrelétricas desse grupo, conforme as respectivas “Pmx” indicadas na Tabela 4.10. Assim, obteve-se uma geração total do Grupo 1 equivalente ao valor indicado na penúltima coluna da Tabela 4.10 (“Pmx/Grupo”): 625,6 MW. A Figura 4.12 apresenta o nomograma G_1XG_2 obtido. Observa-se que o ponto de operação se deslocou para extrema direita do eixo das abscissas em relação a aquele apresentado na Figura 4.8.

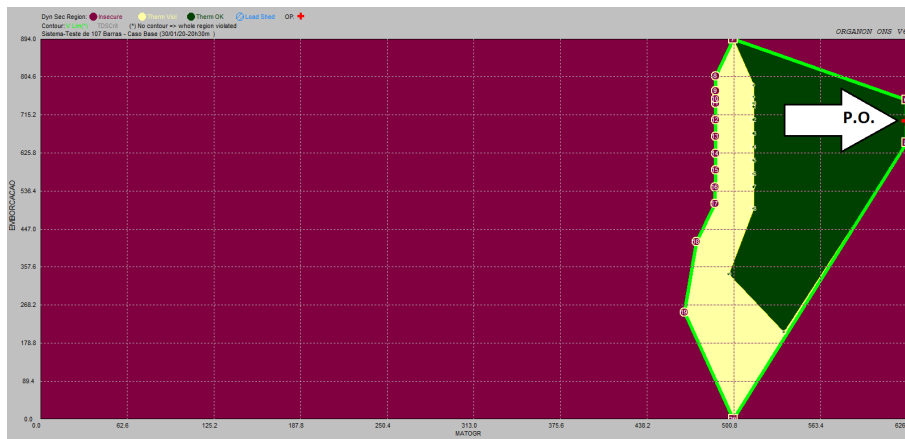


Figura 4.12: Nomograma obtido com o aumento de geração das outras usinas do Grupo 1

Esse ponto de operação obtido é inseguro. Há violação dos critérios dinâmicos de tensão, pois o ponto de operação está sobre o contorno verde claro e, além disso, está na fronteira de saída para uma região insegura. Assim, o redespacho termelétrico se faz necessário, dessa vez, no sentido de redução de despacho, isto é, deslocamento do ponto de operação para à esquerda em relação ao eixo do Grupo 1 (eixo X), de modo que se volte àquela condição de operação apresentada pela Figura 4.8.

Graficamente, o ponto de operação que corresponde a uma posição segura e com margem de segurança consiste em 560 MW de despacho no Grupo 1, tal qual o resultado da Seção 4.1.4.1. Como o despacho total do Grupo 1 é de 625,6 MW nessa simulação, faz-necessário uma redução de 65,6 MW ($\Delta X = -65,6 MW$). Considerando-se que o despacho das outras usinas permanecerá inalterado, este será o montante de redespacho da UTE Cuiabá: redução de 320 para 254,4 MW.

A Figura 4.13 ilustra o nomograma G_1XG_2 obtido. O resultado indica que o ponto de operação retornou ao estado seguro, sem violação de limite térmico ou de tensão em regime. A margem de segurança é de aproximadamente 60 MW, considerando-se a distância (em MW) até as fronteiras de segurança à direita e à esquerda desse ponto de

operação. Assim, pelos mesmos critérios utilizados na Seção 4.1.4.1, considera-se que não é possível melhorar a economicidade de operação através de reduções sucessivas do despacho da UTE Cuiabá. Logo, para essa condição de maior geração das outras usinas integrantes do Grupo 1, o despacho prático da UTE Cuiabá é de 254 MW.

Vale ressaltar que esse resultado obtido ainda corresponde a uma elevação de GTSE no sistema, tendo como referência o caso-base: um aumento de 10% da GTSE para o sistema operar de modo seguro e sem nenhuma violação de critérios dinâmicos, com a margem de segurança considerada adequada analisando o resultado exposto no nomograma.

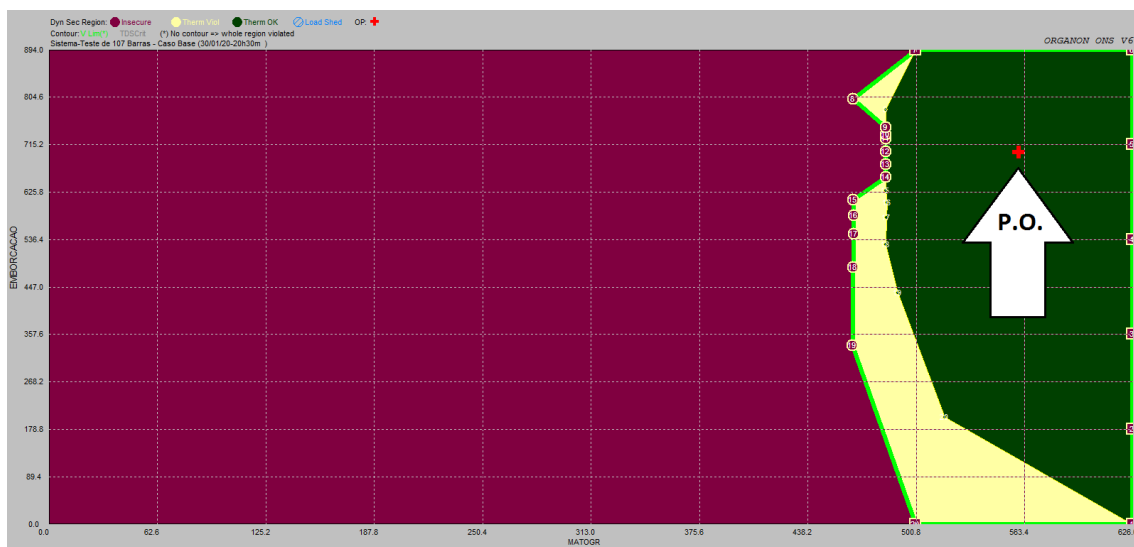


Figura 4.13: Deslocamento do ponto de operação pela redução de geração da UTE Cuiabá

4.1.4.3 Redespacho Termelétrico 3: considerando maximização da geração do Grupo 1

Tendo como ponto de partida o ponto de operação do caso-base, pode ser calculada a região de segurança supondo-se a possibilidade de sincronizar unidades geradoras e elevar a geração até a máxima capacidade instalada conforme as respectivas “Pmxm” indicadas na última coluna da Tabela 4.10, atentando-se às diretrizes energéticas. Nesse contexto, o máximo da geração do Grupo 1 passaria de 625,6 MW para 721 MW.

Se por um lado houve a possibilidade de aumento de geração do Grupo 1, o que melhora o carregamento das linhas de transmissão da área de controle, por outro lado restringiu-se a possibilidade de violação térmica: houve ajuste dos parâmetros da região de segurança de modo a não ser admitida nenhuma sobrecarga em regime permanente, quando da ocorrência das contingências consideradas.

Para esse caso, as Figuras 4.14 e 4.15 apresentam os nomogramas obtidos para a região de segurança calculada para o caso base. Percebe-se que no eixo X do nomograma G_1XG_2 , o valor máximo é de 721 MW, que corresponde ao limite máximo da geração do Grupo 1.

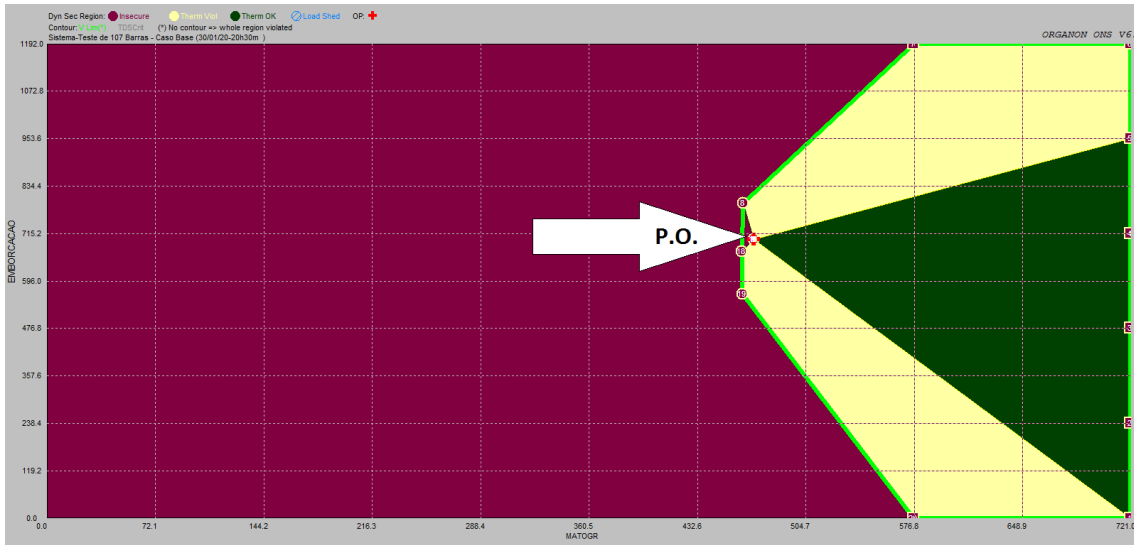


Figura 4.14: Nomograma G_1XG_2 da região de segurança para o caso da possibilidade de despachar o máximo da capacidade instalada no Grupo 1

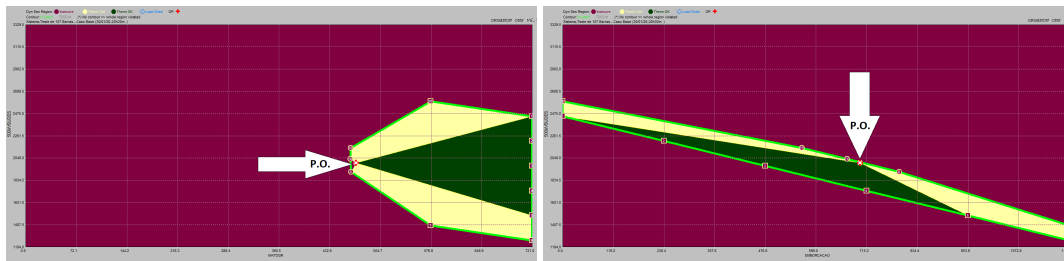


Figura 4.15: Nomogramas G_1XG_3 e G_2XG_3 da região de segurança para o caso da possibilidade de despachar o máximo da capacidade instalada no Grupo 1

De modo equivalente ao observado na Seção 4.1.3, o ponto de operação está na fronteira da região de insegurança (vermelha), com violação dos critérios de tensão (vide nomograma G_2XG_3) e de sobrecarga considerados. Assim, o ponto de operação é praticamente inseguro.

Visando-se deslocar o ponto de operação para à direita em relação ao eixo X e operar com alguma margem, obteve-se, aproximadamente: 600 MW no Grupo 1 e os mesmos 700 MW em G_2 , conforme ilustrado na Figura 4.16 (vide cruz branca). Assim, o redespacho a ser realizado corresponde ao par $(\Delta X = +130MW, \Delta Y = 0MW)$. Considerando-se a possibilidade de elevar prioritamente a geração das usinas hidrelétricas, a combinação da geração das usinas integrantes do Grupo 1 ocorrerá de acordo com a equação 3.8 de modo que se reduza a GTSE da UTE Cuiabá, melhorando-se a economicidade da operação. A partir dessa prerrogativa, obteve-se a distribuição de geração apresentada na Tabela 4.12, que foram configuradas no caso-base. Nota-se que a geração da UTE Cuiabá foi reduzida de 230 MW para 199 MW.

As Figuras 4.17 e 4.18 apresentam os nomogramas do novo cálculo da região de segurança para o redespachos configurados no caso-base conforme os valores expostos na

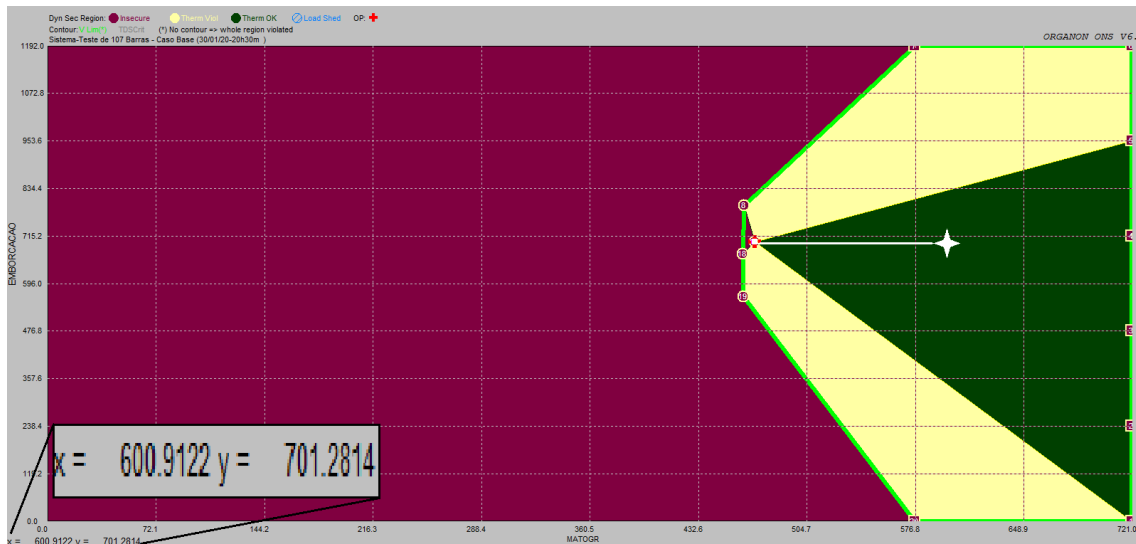


Figura 4.16: Nomograma G_1XG_2 :deslocamento do novo ponto de operação para um re-despacho em G1

Tabela 4.12: Tabela da composição do redespacho da geração do Grupo 1

Usina	Barra	Geração (MW)
MANSO—3GR	21	216,00
ITIQUEIR—2GR	4523	60,80
UTE CUIABÁ	4596	199,00
GUAPORE—2GR	4804	124,20
Total		600,00

Tabela 4.12. O ponto de operação é visivelmente seguro, estando inserido numa área sem violação térmica e com margem de segurança de aproximadamente 100 MW em relação à distância horizontal em relação ao eixo X, em MW, para o atingimento violação do critério dinâmico de oscilação de tensão (contorno verde claro).

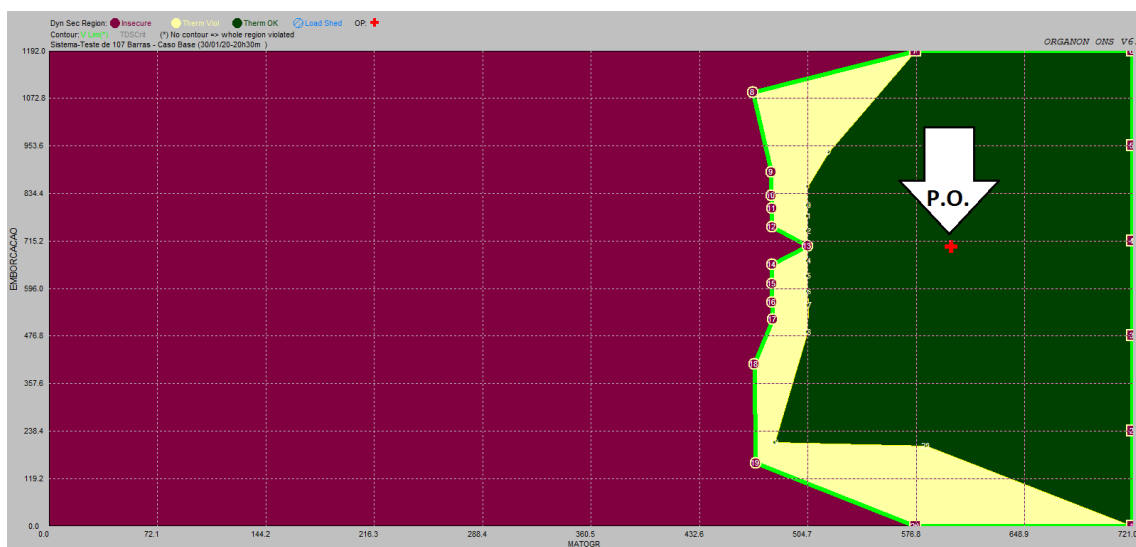


Figura 4.17: Nomograma G_1XG_2 para o redespacho termelétrico 3

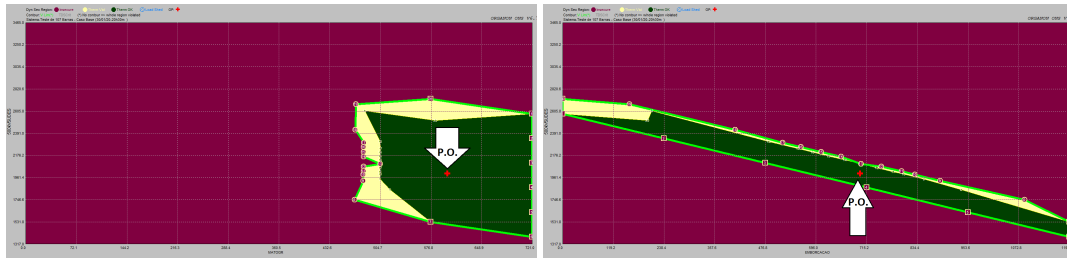


Figura 4.18: Nomogramas G_1XG_3 e G_2XG_3 da região de segurança para o redespacho termelétrico 3

Para se ratificar esse resultado, pode-se realizar uma simulação no domínio do tempo, considerando-se o desligamento do circuito 1 da linha Itumbiara/Rio Verde. Essa simulação é apresentada na Figura 4.19. Nota-se que o valor máximo de carregamento transiente é de 198,94 MVA e de 191,12 MVA em regime permanente. Ou seja, esse ponto de operação apresenta resultado satisfatório com uma folga de carregamento de aproximadamente 3% quando da contingência considerada. Considerando-se como adequada essa margem de segurança, não se realiza mais nenhuma iteração manual do algoritmo.

Vale ressaltar que tendo como parâmetro esse despacho, valores maiores significariam aumento da margem de segurança e da folga de carregamento pós-contingência do circuitos remanescentes para cada uma das contingências da lista de eventos dinâmicos, mas diminuiriam a economicidade da operação.

Assim, o despacho de 199 MW da UTE Cuiabá pode ser considerado adequado, reduzindo-se aproximadamente 15% de redução da GTSE do sistema, em comparação ao caso-base.

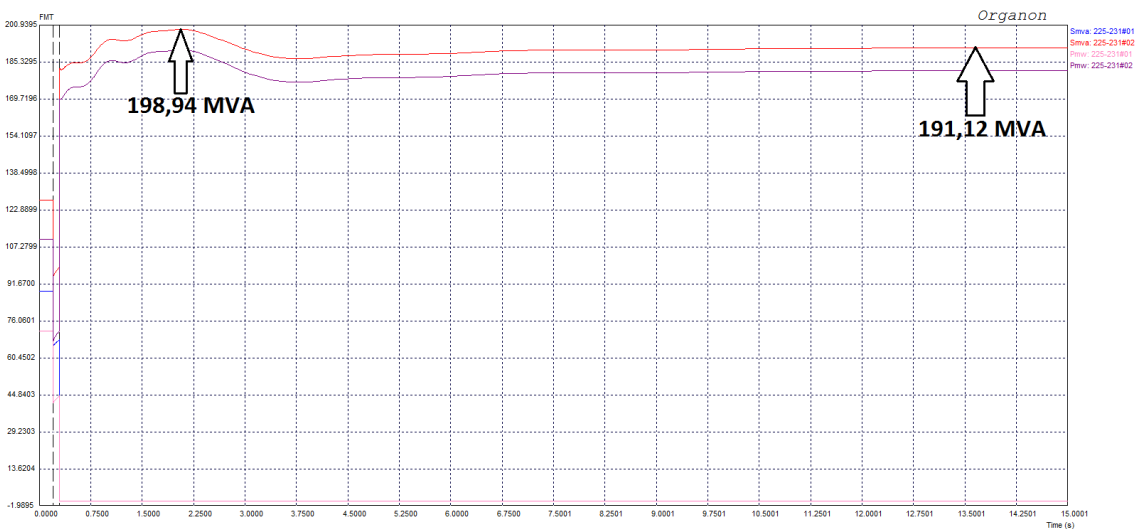


Figura 4.19: Carregamento do circuito 2 da linha Itumbiara/Rio Verde, pós-contingência, para situação do redespacho termelétrico 3

4.1.5 Redespachos Termelétricos para Rede Alterada

4.1.5.1 Indisponibilidade do Circuito 1 da Linha 230 kV Rondonópolis/Coxipó

Partindo-se da configuração de rede completa, uma alteração do caso base foi realizada, configurando-se tal como uma indisponibilidade intempestiva verificada em tempo real: desligamento do circuito 1 da linha 230 kV Rondonópolis/Coxipó. Considerou-se o caso de não haver tolerância para violação térmica em regime permanente.

Nessa condição de rede alterada, para aquelas mesmas contingências no tronco de 230 kV de interligação da área Mato Grosso, bem como, para a mesma configuração dos Grupos de geração, houve novo cálculo da região de segurança. As Figuras 4.20 e 4.21 apresentam os nomogramas obtidos da região de segurança dinâmica processada pelo ORGANON.

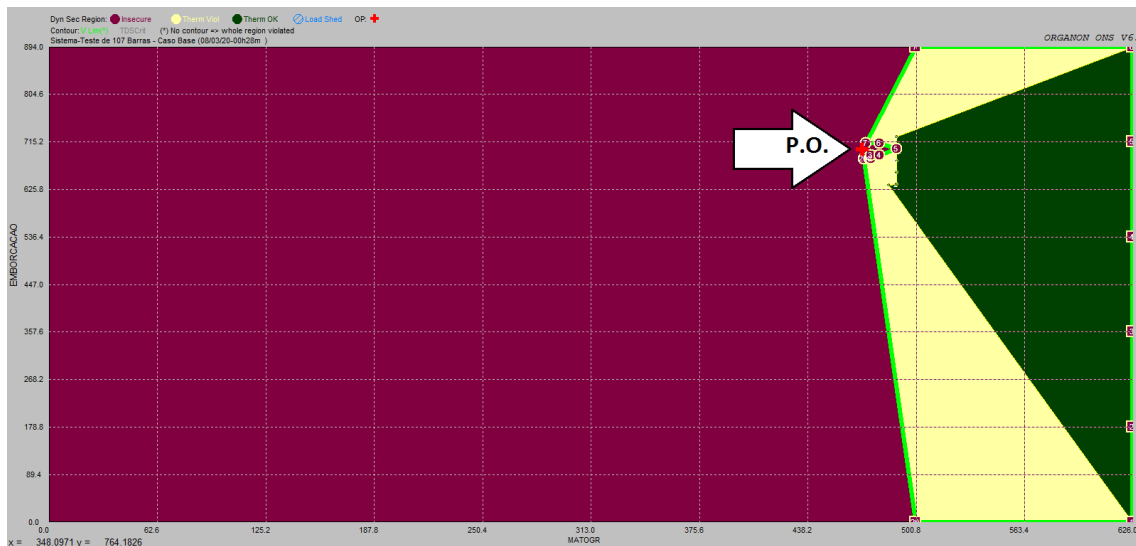


Figura 4.20: Nomograma G_1XG_2 para rede alterada 1

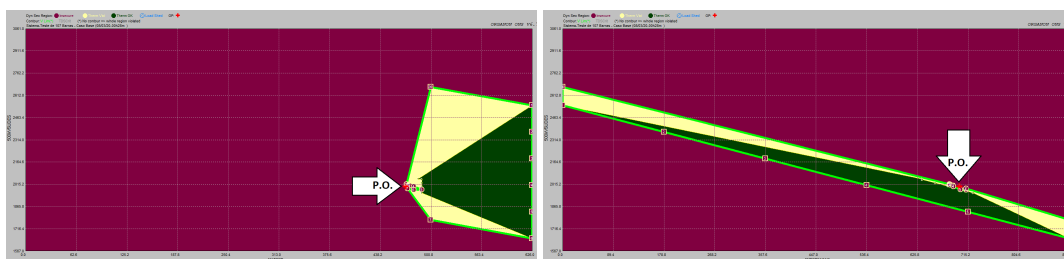


Figura 4.21: Nomogramas G_1XG_3 e G_2XG_3 para rede alterada 1

Notoriamente, o ponto de operação está numa área vermelha, isto é, o ponto de operação está numa região insegura para as contingências consideradas. A geração do Grupo 1 é de 470 MW nesse ponto de operação.

Considerando-se em primeiro momento a possibilidade de elevar apenas a geração da UTE Cuiabá através do nomograma G_1XG_2 , conforme metodologia apresentada no

Capítulo 3, a Figura 4.22 ilustra a obtenção de um novo ponto de operação estimado: aproximadamente 560 MW no Grupo 1 e sem alterações no Grupo 2 ($\Delta X = +90 MW$, $\Delta Y = zero MW$). O valor de ΔX corresponde ao redespacho de GTSE na UTE Cuiabá.

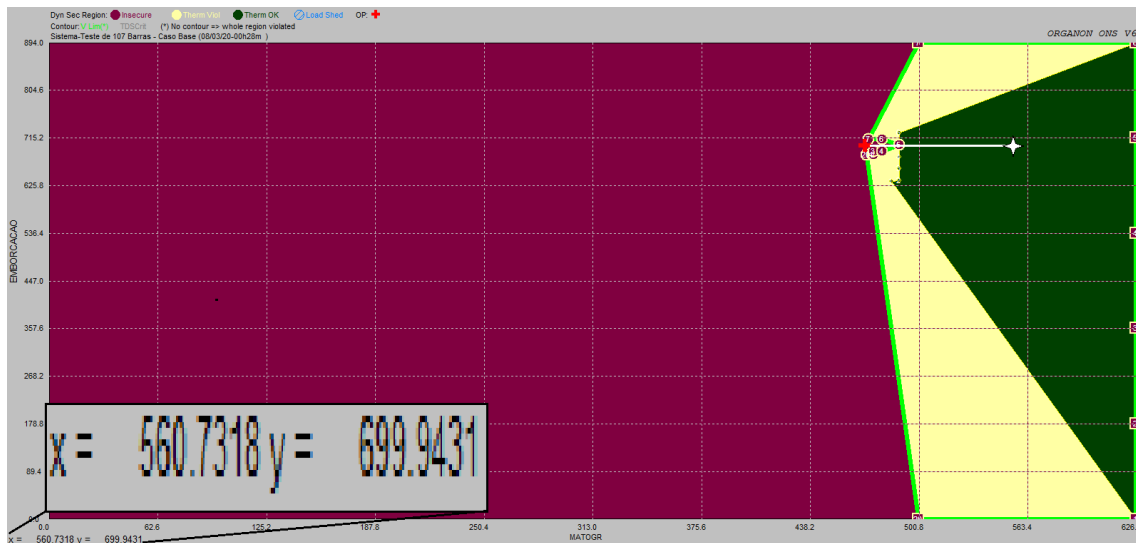


Figura 4.22: Rede alterada 1: ponto de operação estimado através do algoritmo proposto

Reconfigurando-se o valor de geração da UTE Cuiabá no caso-base, o cálculo da região de segurança apresentou o nomograma $G_1 X G_2$ ilustrado na Figura 4.23:

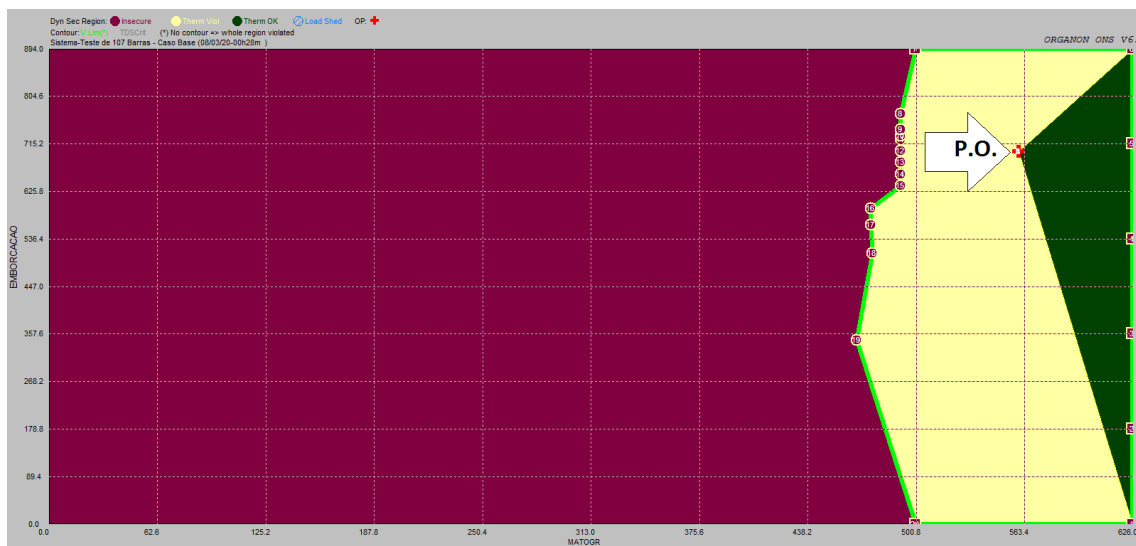


Figura 4.23: Ponto de operação seguro obtido com o redespacho termelétrico para condição de rede alterada 1

Embora seja uma área segura, há violação do limite térmico, que foi considerado como sendo o limite de carregamento da linha. Para se analisar melhor essa situação, observou-se a contingência no circuito 1 da linha Itumbiara/Rio Verde para este ponto de operação. O carregamento no circuito remanescente (ITUMBIARA-R.VERDE230#2) pós-contingência ficou em cerca de 10% acima do limite considerado, conforme pode ser

observado no gráfico da simulação dinâmica, apresentado na Figura 4.24

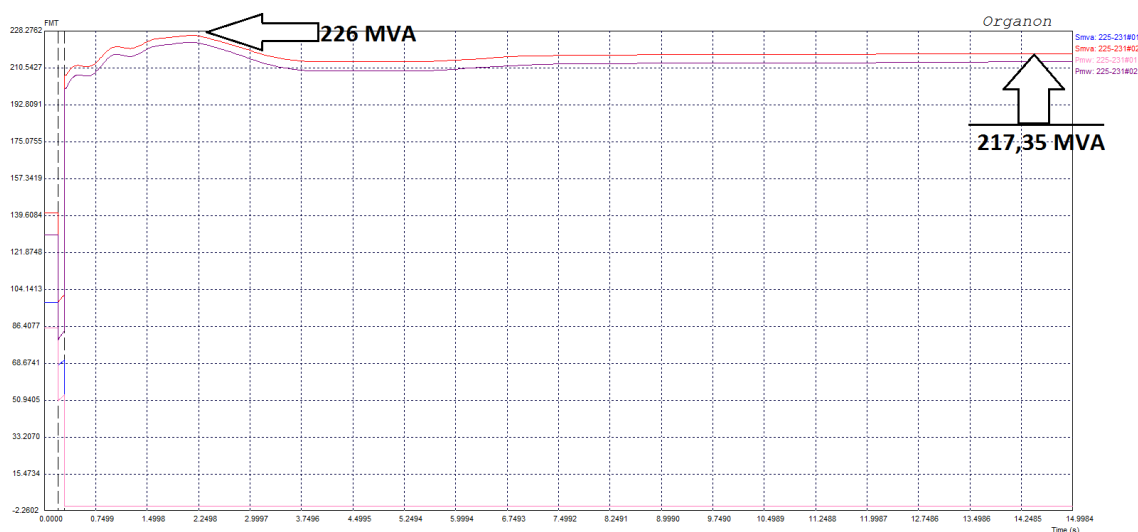


Figura 4.24: Sobrecarga no circuito 2 da linha Itumbiara/Rio Verde atenuada pelo redespacho termelétrico na condição de rede alterada 1

Não sendo possível a redução do despacho termelétrico com intuito de não se piorar a condição de violação térmica supracitada, o despacho de 320 MW, máximo operativo da UTE Cuiabá, pode ser considerado o valor adequado para se manter uma operação segura desta área de controle.

Por outro lado, ao se cogitar elevar as outras usinas do Grupo 1, torna-se possível deslocar o ponto de operação para a direita da região de violação de limite térmico. Com base na Figura 4.23 a Figura 4.25 apresenta, aproximadamente, as seguintes coordenadas para o novo ponto de operação estimado: 595 MW no Grupo 1 e 700 MW no Grupo 2 ($\Delta X = +35MW, \Delta Y = zero MW$).

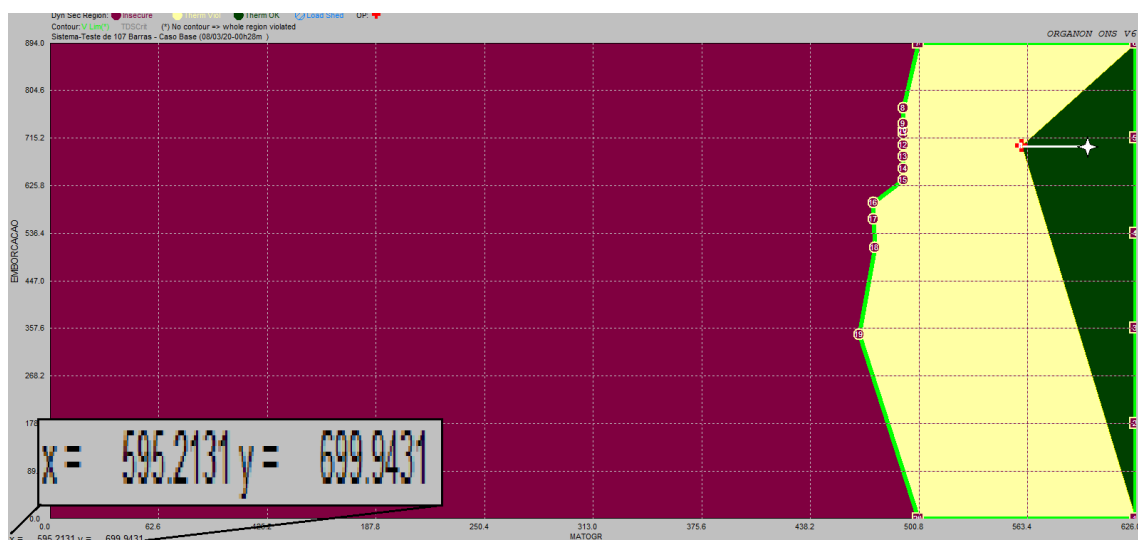


Figura 4.25: Segundo deslocamento estimado para o redespacho termelétrico e das outras usinas do Grupo 1 para rede alterada 1

Considerando-se a geração máxima das unidades ligadas nas usinas hidrelétricas é de 305,6 MW e a geração total 240 MW para o ponto de operação em questão, conforme Tabela 4.10, o novo despacho da GTSE da UTE Cuiabá é obtido substituindo-se esses valores na equação 3.8, conforme segue:

$$GTSE'_{CBA} = 320 + 35 + 240 - 305,6 = 289,4 \text{ MW} \quad (4.1)$$

Portanto, esse é o redespacho da UTE Cuiabá e das demais usinas considerado para novo cálculo da região de segurança, constituindo-se mais uma iteração do algoritmo. A Figura 4.26 expõe o resultado obtido, em termos do nomograma sob análise (G_1XG_2).

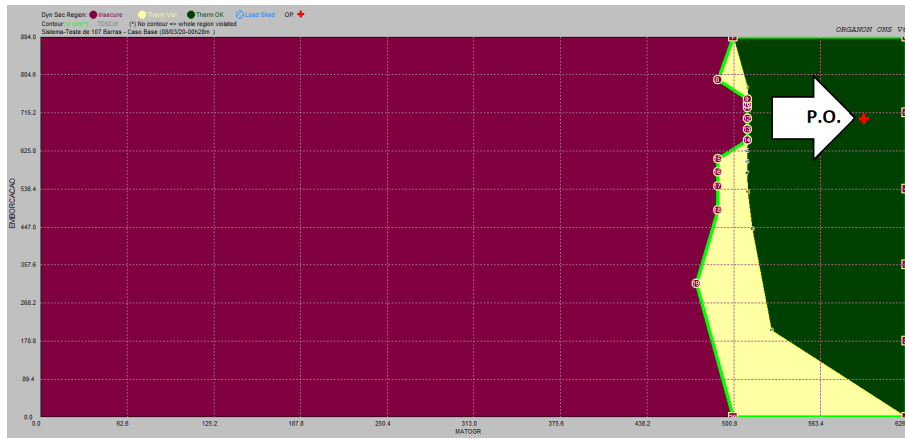


Figura 4.26: Segundo redespacho termelétrico e das outras usinas do Grupo 1: seguro, sem violações e com margem de segurança para rede alterada 1

Na simulação da contingência mais severa, o carregamento do circuito 2 da linha ITUMBIRA-R.VERDE230 estabiliza-se em 189,18 MW, conforme ilustrado na Figura 4.27

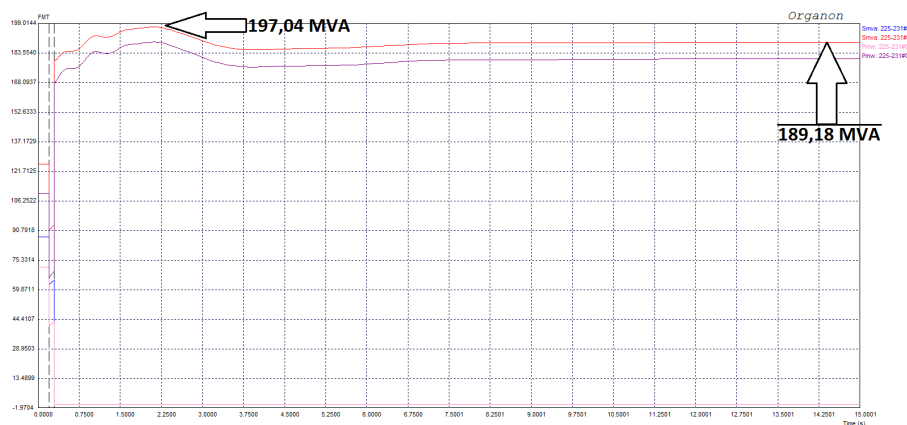


Figura 4.27: Rede alterada 1: sobrecarga em ITUMBIARA-R.VERDE230#2 eliminada pelo redespacho termelétrico e elevação de geração nas outras usinas do Grupo 1

Logo, a GTSE de 290 MW da UTE Cuiabá, configura um despacho possível de adoção prática em tempo real.

Por outro lado, considerando-se a hipótese da utilização de modo mais eficiente do sistema de transmissão considerando-se o limite máximo de intercâmbio pós-contingência na condição de rede alterada, algumas iterações podem ser realizadas até se obter um valor mínimo de GTSE para ser estabelecido como parâmetro, de modo que o usuário possa decidir operar com mais ou menos folga de carregamento quanto mais a GTSE verificada se distanciar ou se aproximar desse valor, respectivamente.

Essas iterações consideram a sensibilidade estática da usina termelétrica para o circuito analisado (72%). Como havia 7,82 MW de folga de carregamento pós-contingência, o parâmetro de redução na terceira iteração foi de: $7,82/0,72 = 10,92MW$. Assim, estipulou-se 10 MW de redução: houve violação de carregamento em 0,67 MW na simulação dinâmica. Para o ajuste preciso, elevou-se: $0,67/0,72 = 0,93MW$ na geração termelétrica e assim, sucessivamente, acompanhando-se a excursão do ponto na região de segurança calculada a cada iteração. Esse processo se repete até que a diferença entre o valor de folga/violação e o valor de sensibilidade estática seja menor que 1%. Nesse ponto, o último valor de despacho é exatamente o valor da folga/violação obtida. Desse modo, atinge-se o valor de 280,18 MW de despacho mínimo para a UTE Cuiabá para que o circuito 2 da linha Itumbiara/Rio Verde opere com carregamento nominal na situação de contingência do circuito 1 dessa linha. A Tabela 4.13 apresenta os redespachos de GTSE da UTE Cuiabá realizados na simulação, avaliando-se o carregamento do circuito 2 da linha Itumbiara/Rio Verde

Tabela 4.13: Sumário das ações de redespacho termelétrico através da região de segurança dinâmica

Análise de Redespacho			Geração UTE CUIABÁ (MW)	Grupo 1 (MW)	Carregamento Pós-Contingência (MVA)	Sobrecarga (%)	Folga de Carregamento (%)	P.O. Seguro?
			230,00	470,00	311,39	58%	0,00%	Não
			320,00	560,00	217,35	10%	0,00%	Sim
Violação/Folga (MW)	Sens. Estática (MW)	Redespacho realizado (MW)	289,40	595,00	189,18	0%	4,13%	Sim
-7,82	-10,86	-10,00	279,40	585,00	197,67	0%	-0,34%	Sim
0,67	0,93	+0,93	280,33	585,93	196,87	0%	0,07%	Sim
-0,13	-0,18	-0,13	280,20	585,80	196,98	0%	0,01%	Sim
-0,02	-0,028	-0,02	280,18	585,78	197,00	0%	0,00%	Sim

Portanto, 280,18 MW é um parâmetro de geração mínima de GTSE da UTE Cuiabá para que se possa aprimorar o limite de intercâmbio na condição de rede alterada causada pela indisponibilidade do circuito 1 da linha Coxipó-Rondonópolis. Assim, todo despacho acima desse valor corresponderá a uma operação com mais margem de segurança e folga de carregamento pós-contingência das linhas de transmissão da área de controle considerada.

4.1.5.2 Indisponibilidade da Linha 230 kV Coxipó/Nobres

Uma nova alteração de rede foi realizada partindo-se da configuração de rede completa do caso-base: realizou-se o desligamento do circuito singular de 230 kV Coxipó/Nobres.

Ratifica-se que esse tipo de abordagem é viável na prática, já que o sistema elétrico deve estar seguro perante contingências simples[29] [65]. Isso pode ser considerada uma alteração de rede passível de ocorrer em tempo real.

Por conseguinte, a usina Manso fica isolada da área Mato Grosso, assegurando-se o pleno atendimento das cargas de Nobres, Nova Mutum, Lucas do Rio Verde, Sorriso e Sinop. Desse modo, a outra parcela da carga resulta em 657,5 MVA, descontando-se as atendidas por esses barramentos, conforme Tabela 4.7.

Por conta da indisponibilidade desse circuito, a usina Manso não pode mais compor o Grupo 1, isto é, não exerce mais nenhuma influência na área de controle. A geração do Grupo 1 torna-se 330 MW (redução da 140 MW da Usina Manso, vide Tabela 4.10) nesse ponto de operação e 463,60 MW, a geração máxima das unidades disponíveis nesse caso-base.

As Figuras 4.28 e 4.29 apresentam os nomogramas obtidos pelo cálculo da região de segurança para caso-base em rede alterada, considerando-se o estudo das mesmas contingências no tronco de interligação de 230 kV.

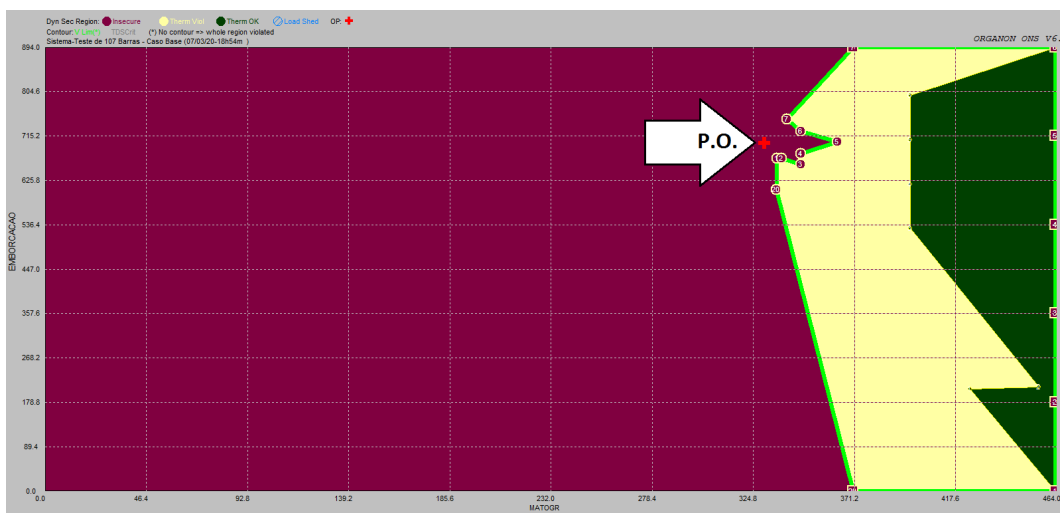


Figura 4.28: Nomograma G_1XG_2 para rede alterada 2

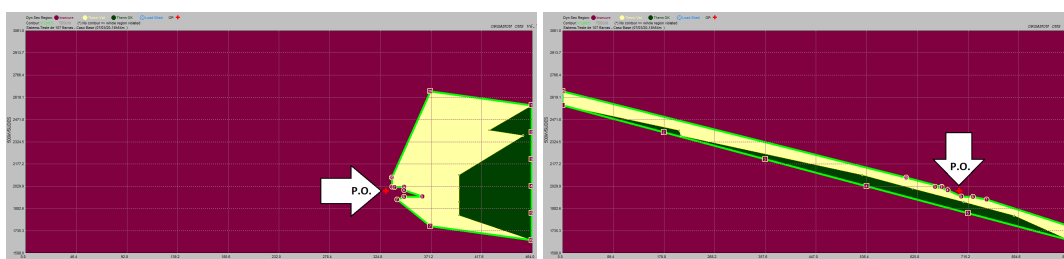


Figura 4.29: Nomogramas G_1XG_3 e G_2XG_3 para rede alterada 2

Notoriamente, o ponto de operação está numa área vermelha, isto é, o ponto de operação está numa região insegura para as contingências consideradas. Assim, torna-se

necessário deslocar esse ponto de operação para a região segura de operação, através do redespacho de geração no Grupo 1 (eixo X).

O caso mais crítico consiste na impossibilidade de elevação de geração de todas as usinas hidrelétricas do Grupo 1 e tão somente a elevação da usina termelétrica Cuiabá. Isso é possível de ocorrência na prática devido aos critérios energéticos (nível dos reservatórios das hidrelétricas, por exemplo). Essa consideração permite perceber quantitativa e qualitativamente a influência exercida pela GTSE da UTE Cuiabá.

A Figura 4.30 ilustra a obtenção das coordenadas conforme aplicação do algoritmo, tal que o deslocamento estimado apenas à direita corresponde a uma elevação de: $\Delta X = 420 - 330MW = 90MW$. Essa será a GTSE a ser aumentada na UTE Cuiabá no caso-base alterado.

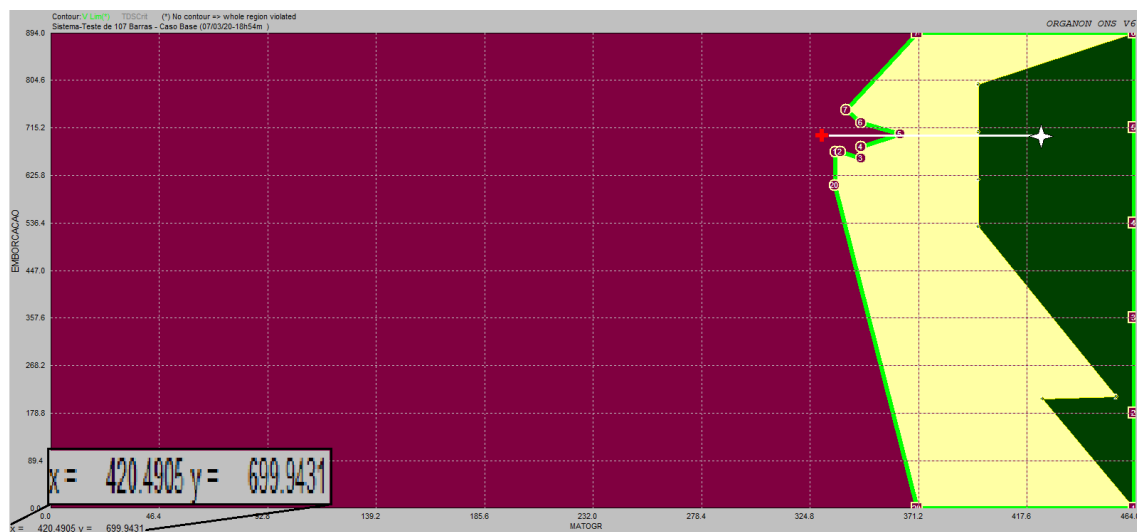


Figura 4.30: Rede alterada 2: deslocamento estimado do ponto de operação para uma região segura através de redespacho termelétrico

A Figura 4.31 ilustra o nomograma $G_1 X G_2$ obtido no novo cálculo da região de segurança alterando-se o despacho da UTE Cuiabá. Embora seja uma área segura, há violação do limite térmico. No caso em questão, considerou-se o limite térmico como sendo o limite de carregamento da linha. A Figura 4.32 ilustra a violação indicada pela região de segurança. Considerando-se o desligamento do circuito 1 da linha Itumbiara/Rio Verde, o carregamento no circuito remanescente instantaneamente após a contingência atinge o pico de 274,48 MVA e, em seguida, estabiliza-se em 255,42 MVA, que corresponde a 30% acima do limite desse circuito.

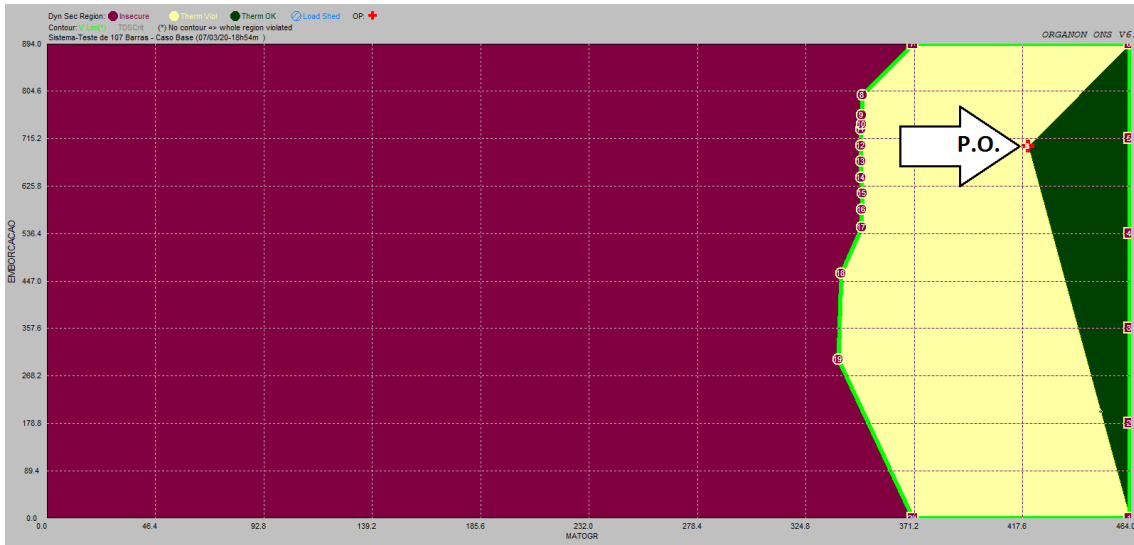


Figura 4.31: Ponto de operação seguro obtido com o redespacho termelétrico para condição de rede alterada 2

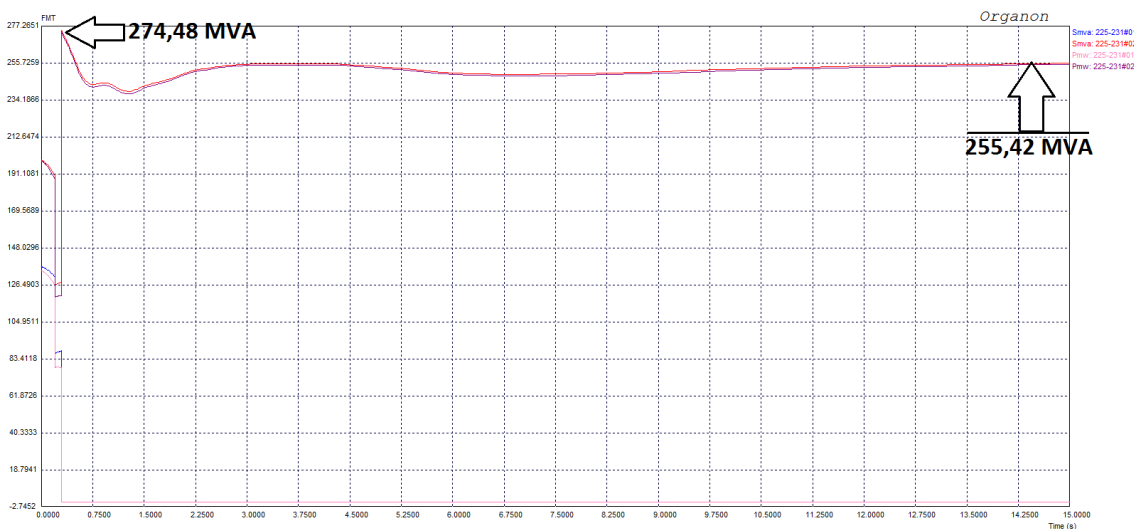


Figura 4.32: Sobrecarga no circuito 2 da linha Itumbiara/Rio Verde atenuada pelo redespacho termelétrico na condição de rede alterada 2

Não sendo possível a redução do despacho termelétrico com intuito de não se piorar a condição de violação térmica supracitada (em situação de contingência), o despacho de 320 MW pode ser considerado o valor adequado para se manter uma operação segura, embora haja violação do limite térmico na situação de contingência no circuito 1 da linha Itumbiara/Rio Verde. Uma ação operativa possível, em caso de ocorrência desse desligamento crítico analisado poderia ser a elevação das demais usinas do Grupo 1 por um determinado período para se eliminar a sobrecarga, até que o circuito 1 da linha Itumbiara/Rio Verde retornasse à operação e o sistema saísse da condição de operação em contingência.

4.2 Estudo de Caso de um Sistema Real

4.2.1 Visão Geral da Área Rio

Este estudo de caso se baseou na prerrogativa do planejamento da operação de realizar despacho de GTSE quando não é desejada a atuação de um esquema especial de proteção (EEP), o qual eventualmente pode realizar cortes seletivos e automáticos de carga para manter a segurança de operação da Área Rio perante desligamento duplo de algumas linhas de transmissão dessa Área.

Essa prerrogativa aplica-se em períodos em que pode ser exigida máxima confiabilidade de suprimento de energia elétrica, tais como: Eleições, Carnaval, Copa do Mundo e Olimpíadas, entre outros. A Área Rio, por exemplo, já passou por esse tipo de operação, principalmente quando foi cidade-sede em 2014 e em 2016 desses dois grandes eventos esportivos.

O EEP da subestação de Grajaú (EEP-GRAJAÚ) foi o escolhido pelo fato dessa subestação estar inserida na Área Rio e ser próxima do sistema elétrico e da região metropolitana do Rio de Janeiro. Já a usina termelétrica escolhida foi a usina termelétrica Seropédica, referenciada nesse estudo como "EBOLT", por ser despachada centralizadamente pelo ONS e por possuir influência para o controle de carregamento das linhas e transformadores conectados à essa subestação pertencente à rede de operação do ONS.

A aplicação da metodologia consiste em simular o redespacho de GTSE em tempo real, com um viés prático pela percepção de como a GTSE da UTE EBOLT pode influenciar o deslocamento do ponto de operação para uma região segura sem uma eventual atuação do EEP-GRAJAÚ e, seguida, estabelecer um parâmetro mínimo de geração dela, visando a melhoria da economicidade. Essa perspectiva tanto pode ratificar a estratégia do planejamento da operação, quanto também refiná-la pela utilização dos dados mais atualizados da rede obtidos pelo estimador de estados do sistema elétrico real (sem aproximações).

A execução do algoritmo ocorre primeiramente na condição de operação normal (rede completa); em segundo lugar, em condições de rede alterada (não previstas pelo planejamento ou pelas instruções de operação) para três patamares de carga (leve, normal, carga pesada). A alteração da configuração da rede consistirá na abertura intempestiva de um dos circuitos de 138kV, fora da rede de operação do ONS, cujo valor de corrente elétrica é um dos parâmetros de sensibilização do EEP-Grajaú [93]. Assim, analisa-se o caso mais crítico da Área Rio a partir dessas considerações.

O Apêndice C contém o diagrama unifilar considerado para esses estudos. As médias anuais de geração e consumo discretizadas, respectivamente, em termos de tipos de recurso energético e tipo de regulamentação são apresentadas na Tabela 4.14[94][95].

Tabela 4.14: Geração e Consumo da Área Rio

Área Rio	Dados Elétricos ^a	
	Total	Participação(%)
1.Capacidade Instalada	8.744 MW	5,4 ^b
2. Consumo	39.699 GWh	8,5 ^b
2.1 Consumidor cativo	10.874 GWh	27,39 ^c
2.2 Consumidor livre	28.825 GWh	72,61 ^c
3. Geração total de energia elétrica	51.496 GWh	8,6 ^b
3.1.Hidro	5.732 GWh	11,13 ^c
3.2 Eólica	52 GWh	0,10 ^c
3.3 Solar	23 GWh	0,04 ^c
3.4 Nuclear	15.674 GWh	30,44 ^c
3.5 Térmica	30.015 GWh	58,29 ^c
3.5.1 Gás Natural	22.903 GWh	44,48 ^c
3.5.2 Óleo Diesel	886 GWh	1,72 ^c
3.5.3 Outros Combustíveis	6.226 GWh	12,09 ^c

^a Referência: ano 2018; ^b Referência à participação nacional; ^c Referência à participação no estado

4.2.2 Considerações Técnicas para o Cálculo da Região de Segurança

Atualmente, a Área Rio possui 350 barras. Não obstante os reforços e modificações ocorridos no sistema de transmissão da área do Rio, optou-se por um caso-base do ano de 2017 e uma modelagem da rede conforme consta no diagrama unifilar apresentado no Apêndice C. O critério de escolha dessa configuração da rede consistiu em verificar a aplicação da metodologia numa configuração de rede mais frágil do que a condição atual, de modo que a eficácia nessa condição mais frágil pode corroborar para a aplicação prática na condição mais robusta da rede.

Para o cálculo das regiões de segurança dinâmica, os casos-base foram coletados diretamente do estimador de estados. ONS [96] referencia os períodos de carga pesada, média e leve da Área Rio por faixa horária dentro do período de 24 horas (para cada dia da semana). Observando-se os horários constantes em procedimentos para o estudo adequado de cada patamar de carga, todos os pontos de operação resultantes dos cálculos das regiões de segurança se baseiam num retrato da Área Rio para os seguintes dias e horários:

- Carga leve: 04h01min de 15/08/2017;
- Carga média: 15h36min de 21/07/2017 e de 14h35min de 15/08/2017;
- Carga pesada: 18h55min de 15/08/2017;

Para familiarizar o leitor em relação aos montantes de carga pertinentes ao estudo, apresenta-se a tabela 4.15.

Tabela 4.15: Discretização dos patamares de carga da Área Rio

Patamar de Carga	Demanda Total	
	MW	Mvar
Leve	3.050,0	650,0
Média	4.575,0	975,0
Pesada	7.625,0	162,0

A Figura 4.33 ilustra de modo esquemático e simplificado uma parte desse diagrama unifilar do C, focando-se na subestação Grajaú, conexões e adjacências dela. O sistema de sub-transmissão conectado à subestação Grajaú está fora da rede de operação do ONS. Denomina-se “perda dupla” da subestação Grajaú o desligamento simultâneo dos circuitos que chegam oriundos das subestações Zona Oeste e Adrianópolis.

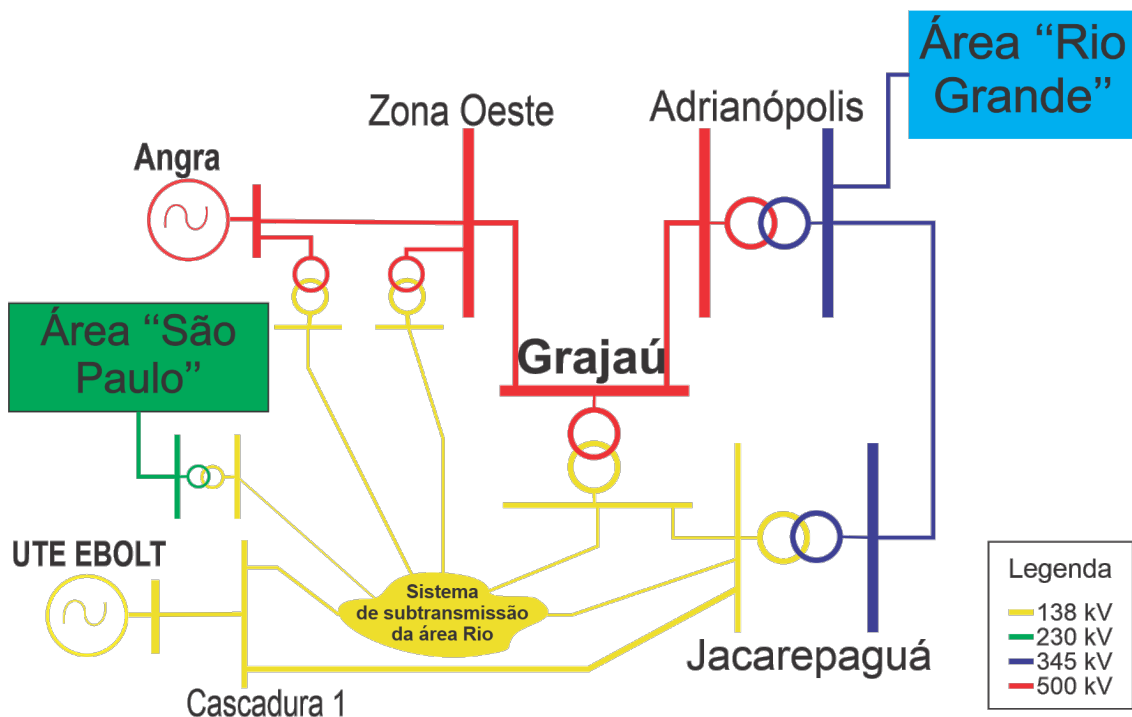


Figura 4.33: Esquemático simplificado de conexão da subestação Grajaú na Área Rio

Desse sistema de sub-transmissão conectado à subestação Grajaú partem circuitos que alimentam o Centro do Rio de Janeiro (capital), o Sambódromo da Marquês de Sapucaí, os estádios Jornalista Mário Filho (Maracanã) e Nilton Santos, o aeroporto internacional Tom Jobim, entre outras cargas, o que faz dessa subestação estratégica não somente no que tange à sua localização no sistema elétrico como também no que diz respeito à posição geográfica: essa subestação está localizada a 5 km aproximadamente do estádio Maracanã, 8 km do Sambódromo e 10 km do centro comercial da cidade do Rio de Janeiro.

Para esse caso-base, a configuração da rede alterada consiste em representar a indisponibilidade imprevista do circuito de 138 kV denominado “Cascadura 1 / Jacarepaguá”, pertencente ao sistema de 138 kV conectado à subestação de Grajaú. O valor da corrente

elétrica desse circuito é um dos parâmetros de sensibilização do EEP-GRAJAÚ. O ONS recebe os dados de supervisão desse circuito. No entanto, esse circuito não pertence à rede de operação do SIN [48]. Logo, está sob a responsabilidade e a autonomia de operação da empresa proprietária.

O objetivo do EEP da subestação Grajaú (EEP-GRAJAÚ) é eliminar a sobrecarga inadmissível no sistema de sub-transmissão de 138 kV da Área Rio, bem como uma queda acentuada no perfil de tensão nessa área, quando da perda dupla dos circuitos de 500 kV que suprem essa subestação. Esses circuitos possuem a particularidade de compartilhamento da mesma torre de transmissão em alguns trechos, por isso se justifica o estudo de perda dupla, realizado pelo planejamento da operação para implementar o esquema numa ação conjunta com as empresas do setor elétrico envolvidas.

O EEP-GRAJAÚ altera automaticamente a configuração da rede realizando cortes de carga, de modo seletivo, sequencial e automático. Em dados atualizados até a presente dissertação, em termos quantitativos, no caso de perda dupla na subestação de Grajaú, considerando-se o desempenho desse EEP até a última etapa, esse esquema pode cortar 700 MW de carga da área do Rio ([93]).

Pretende-se verificar quantitativa e qualitativamente como o redespacho de GTSE de EBOLT pode não somente influenciar os estágios de atuação do EEP-Grajaú, mas principalmente no caso de falha de atuação do EEP-Grajaú pela condição de rede alterada em tempo real, expondo à Área Rio à uma condição insegura de operação sem que haja nenhum procedimento operativo que contemple esse possível cenário pela avaliação da região de segurança. De como complementar, as simulações no domínio do tempo permitem uma análise mais detalhada dos ajustes temporais das proteções das linhas do sistema de 138kV quando da ocorrência da perda dupla da subestação Grajaú e, paralelamente, para esses instantes, pode-se perceber se há violação de algum critério dinâmico (tensão de barramentos, ângulo do rotor de unidades geradoras, etc.) durante os desligamentos intempestivos. Isso ratifica a opção de cálculo de regiões de segurança dinâmicas.

Na etapa de configuração da região de segurança dinâmica cálculo das regiões de segurança dinâmica, os seguintes procedimentos foram adotados para o estudo computacional:

1. O caso-base no ORGANON representa um retrato instantâneo do sistema, uma vez que os valores das grandezas elétricas foram coletados diretamente do estimador de estados, de modo a não se perder a viabilidade de uma análise prática e fidedigna à realidade da operação em tempo real.
2. Ajuste dos percentuais de sobrecarga dos transformadores e linhas de transmissão correspondente aos próprios limites de emergência dos equipamentos. Assim, a indicação de violação do limite térmico na região de segurança pode ser considerada como uma sobrecarga real do equipamento na ocorrência da perturbação estudada.

3. Inseriu-se o arquivo da lógica de atuação do EEP-Grajaú, com base nos Procedimentos Rede([93]), considerando-se tanto as temporizações quanto os montantes dos estágios dos cortes de carga.
4. Configurou-se a ocorrência do evento intempestivo de interesse: a perda dupla dos circuitos de 500 kV da subestação Grajaú.
5. Para a construção da região de segurança, os Grupos de geração são apresentados na Tabela 4.16. A escolha dos Grupos foi realizada: com base nas usinas que fazem parte das áreas adjacentes e exercem influência no fluxo para Área Rio (influência positiva - Grupo 2); com base na geração das usinas integrantes dessa área (influência negativa - Grupo 1; bem como naquelas cuja geração é indiferente à Área Rio (sem influência - Grupo 3. Os resultados serão mostrados pelo nomograma da região de segurança composto pelos eixos formados pela geração dos Grupos 1 e 2.

Tabela 4.16: Configuração dos Grupos de geração para o cálculo da região de segurança dinâmica

Grupo de Geração	Usina	Pmax [MW]	Pmax/ Grupo [MW]
#Grupo1: EBOLT_NLP_PPS_FT	Nilo Peçanha	380	962
	Fontes	132	
	Pereira Passos	100	
	Seropédica	350	
#Grupo2: GRANDE	Luis Carlos Barreto	1049	11.430
	Furnas	1.216	
	Mascarenhas de Moraes	492	
	Emborcação	1.192	
	Nova Ponte	510	
	Jaguara	400	
	São Simão	1.680	
	Volta Grande	380	
	Guilman Amorim	140	
	Itumbiara	2.280	
	Corumbá	381	
	Serra da Mesa	1.260	
	Cana Brava	450	
	#Grupo3: SP	Marimbondo	
Henry Borden 88 kV		194	
Henry Borden 230 kV		482	
Água Vermelha		1.396	
Três Irmãos		807	
Jupiá		1.552	
Capivara		679	
Porto Primavera		1.540	
Taquaruçu		525	
Chavantes	414		

6. Acompanhando-se a excursão do ponto de operação, os resultados da aplicação do algoritmo serão apresentados nos cenários abaixo listados. A valor de de 350 MW constitui o valor máximo de geração de EBOLT, considerando-se um menor rendimento das unidades geradoras associado à variação da temperatura ambiente.

- (a) Rede completa, carga média, EBOLT = 0 MW;
- (b) Rede completa, carga média, EBOLT = 350 MW;
- (c) Rede alterada, carga média, EBOLT = 0MW;
- (d) Rede alterada, carga média, EBOLT = 350 MW
- (e) Rede completa, carga média, outros valores de geração de EBOLT;
- (f) Rede alterada, carga leve e pesada, outros valores de geração de EBOLT;

4.2.3 Resultados

4.2.3.1 Validação da Estratégia do Planejamento de Operação em Rede Completa

Os resultados das simulações citadas nos subitens (a) e (b) do item 6 da Seção 4.2.2 representam o caso do despacho de geração termelétrica baseado somente na análise de segurança elétrica realizada pelo planejamento, como usualmente ocorre durante a operação em tempo real. O ponto de operação corresponde às coordenadas ($G1 = 325,6MW$; $G2 = 4.968,25MW$), tal que G1 corresponde à geração do Grupo 1 plotada no eixo das abscissas e G2 corresponde à geração do Grupo 2 plotada no eixo das ordenadas, coletadas às 15h36min de 21/07/2020.

- **Situação (a): rede completa, carga média, EBOLT=0 MW**, representa o caso em que o planejamento da operação deseja que o EEP-GRAJAÚ atue. A Figura 4.34 apresenta o nomograma obtido. A cruz vermelha na área hachurada verde significa que o ponto de operação é "seguro pelo desempenho do EEP".

A Figura 4.35 apresenta uma simulação no domínio do tempo para que o leitor compreenda como se daria os cortes de carga caso ocorresse a perda dupla na subestação de Grajaú nesse horário. Observa-se que a atuação do EEP-Grajaú realizaria cortes de carga equivalentes a 400 MW na cidade do Rio de Janeiro, em estágios seletivos e de maneira automática, conforme previsto em ONS [93].

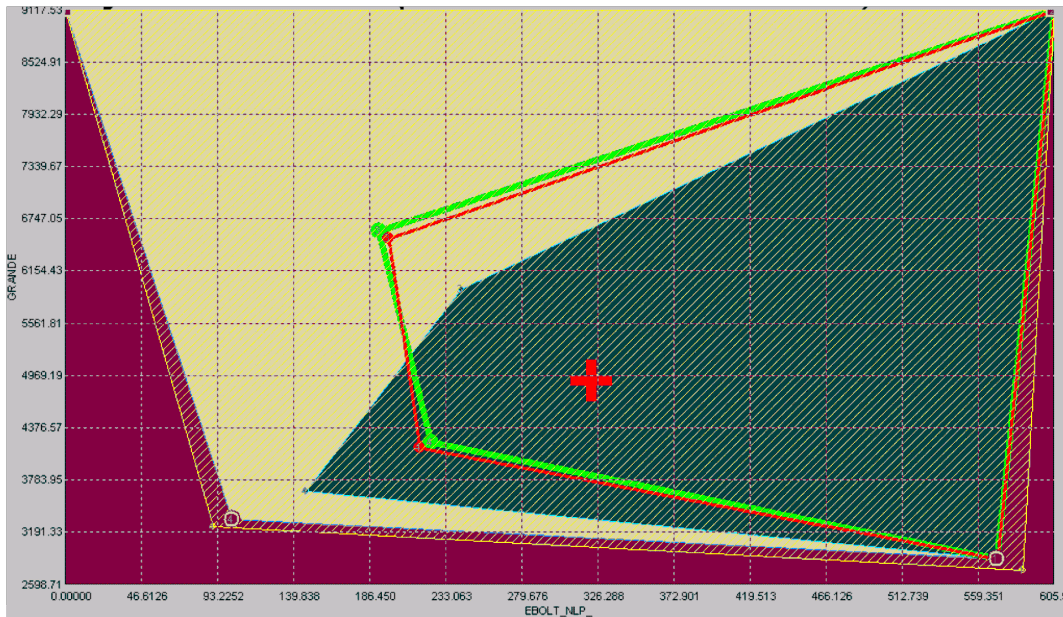


Figura 4.34: Nomograma para operação normal em rede completa

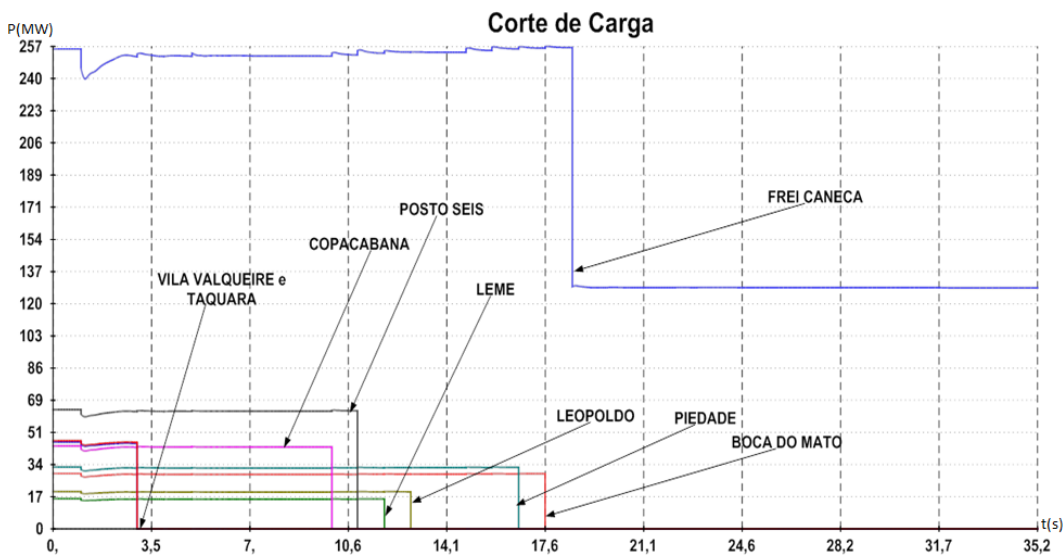


Figura 4.35: Simulação dinâmica: cortes de carga por atuação do EEP-GRAJAU

- Situação (b): rede completa, carga média, EBOLT=350 MW** representa o caso em que a inibição de atuação do esquema é desejada. Por exemplo, quando ocorreram nos Jogos Olímpicos ou atualmente durante os períodos de carnaval na cidade. Nesse caso, geralmente EBOLT é despachada no máximo disponível (350 MW), elevando-se também outras gerações de usinas que compõe o Grupo 1 (eixo das abscissas). O ponto de operação simulado corresponde às coordenadas ($G1 = 785,6MW$; $G2 = 4.968,25MW$). A Figura 4.36 ilustra o nomograma obtido para essa configuração. Percebe-se que, realmente, o ponto de operação se manteve na região verde e se afastou da área hachurada, o que significa que o ponto de operação é “seguro sem ação do EEP”.

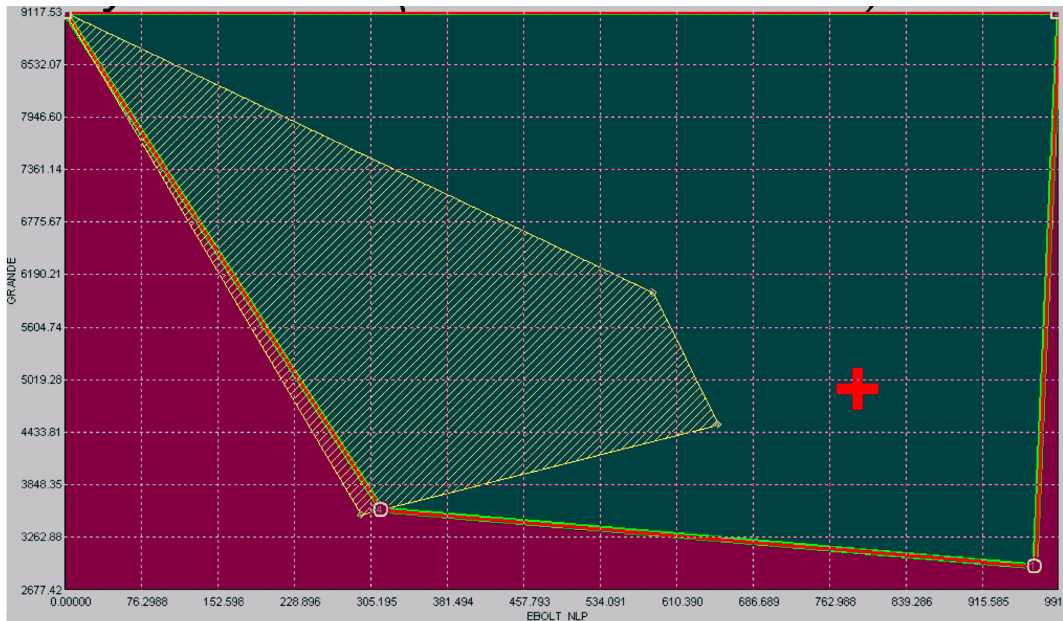


Figura 4.36: Despacho Termelétrico para evitar possível atuação do EEP-GRAJAÚ

Para melhor visualização da influência do despacho pleno da usina EBOLT, apresenta-se a Figura 4.37 como comparativo das Figuras 4.34 e 4.36.

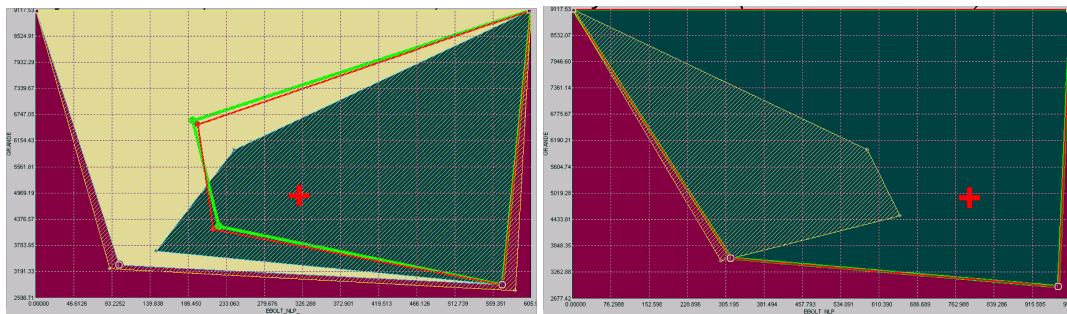


Figura 4.37: Nomogramas: sem e com GTSE de EBOLT em rede completa

4.2.3.2 Redespacho Termelétrico na Configuração de Rede Alterada

Para essa situação, que foi o foco principal desse estudo de caso, foi feita a mudança de configuração de proposta: no caso-base coletado às 15h36min de 21/07/2017 do estimador de estados (idem ao da seção 4.2.3.1, o circuito de 138kV Cascadura 1/Jacarepaguá foi desligado, representando o desligamento em emergência do circuito, em tempo real, pela empresa proprietária, ou seja, uma situação imprevista pelo planejamento da operação.

- **Situação (d): rede alterada, carga média, EBOLT=0 MW** - A Figura 4.38 retrata o nomograma obtido nessa conjuntura. O ponto de operação corresponde às coordenadas ($G1 = 325,6MW$; $G2 = 4.968,25MW$). Ele está numa área com violação do limite térmico, operacionalmente insegura, já que também está fora dos contornos que representam os critérios dinâmicos de oscilação de tensão dos barramentos

de 138 kV de Grajaú (contorno vermelho) e de 138 kV de Cascadura (contorno verde). Observa-se também que não há nenhuma área hachurada (atuação de EEP) nas vizinhanças deste ponto de operação.

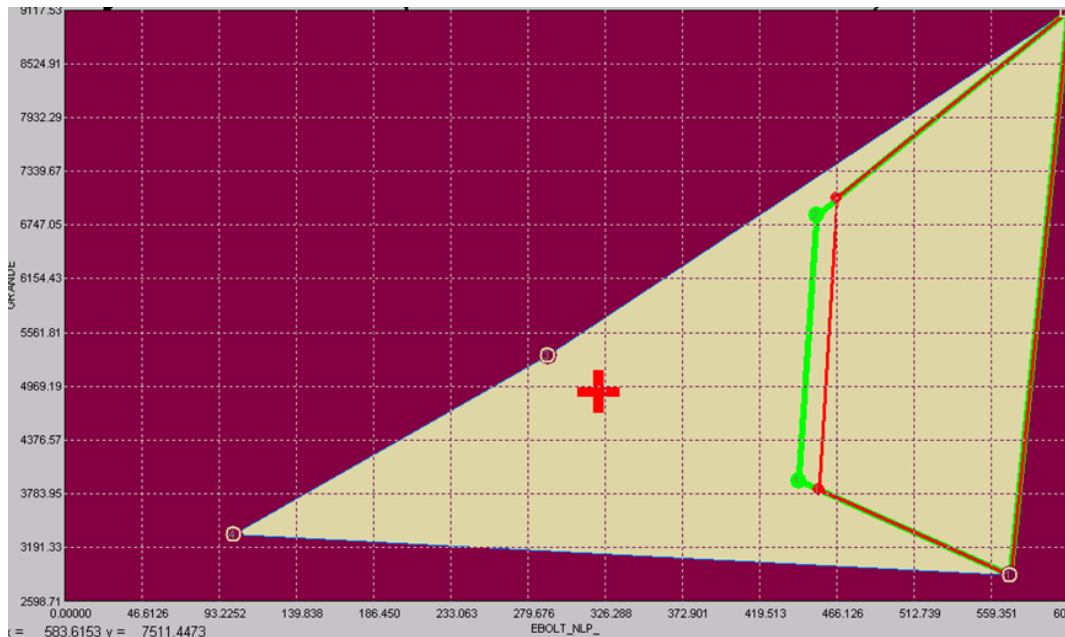


Figura 4.38: Nomograma cenário (d): carga média, rede alterada, EBOLT=0 MW

Para esclarecer o leitor da criticidade desse ponto de operação, suponha-se que nenhuma ação imediata seja tomada pelos operadores do centro de controle, por não se ter a instrução de operação para redespachar a geração termelétrica com base nos nomogramas da região de segurança. A simulação no domínio do tempo da ocorrência da perda dupla na subestação de Grajaú nesse ponto de operação, indica:

1. O EEP-GRAJAÚ não foi sensibilizado. Logo, não atuou, mesmo com a ocorrência da perda dupla em Grajaú. Consta-se isso pelos resultados dos itens a seguir.
2. Houve desligamentos intempestivos de vários circuitos de 138kV (em cascata) devido à proteção contra sobrecarga inadmissível (Figura. 4.39)
3. Instabilidade da tensão e ocorrência de afundamento de tensão na Área Rio (Figura 4.40). A violação observada nessa Figura corresponde àquela indicada no nomograma da Figura 4.38.
4. Oscilações abruptas de potência em unidades geradoras, embora um ponto de equilíbrio estável tenha sido alcançado. Exemplo: Usina Hidrelétrica Nilo Peçanha (Figura 4.41).
5. Interrupção de aproximadamente 2.000 MW na cidade do Rio de Janeiro (equivalente a mais de 40% da carga da Área Rio para o patamar médio).

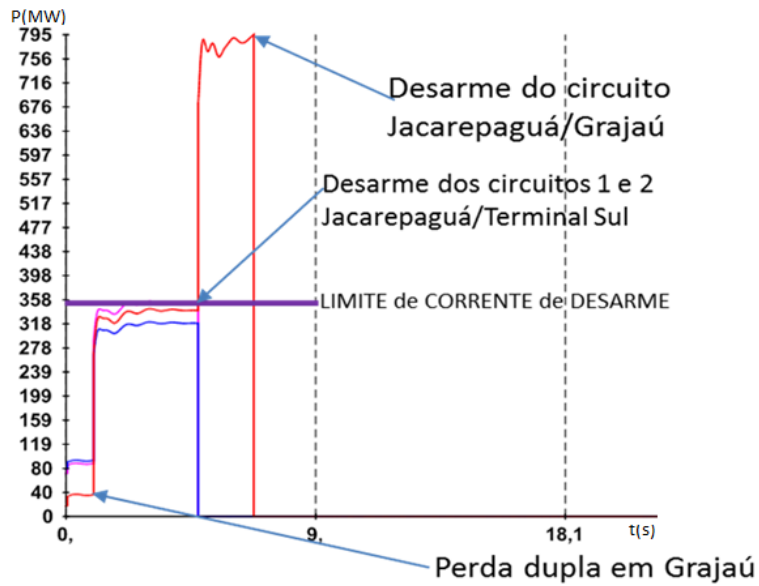


Figura 4.39: Sobrecargas em circuitos de 138kV

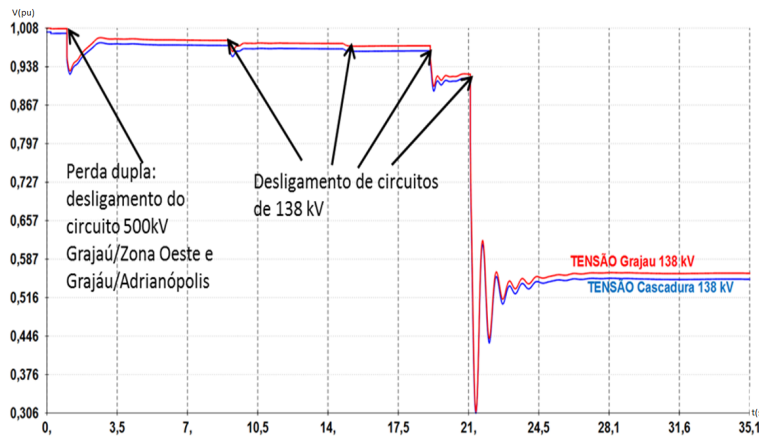


Figura 4.40: Oscilação de tensão nas barras críticas: afundamento a partir dos 21s

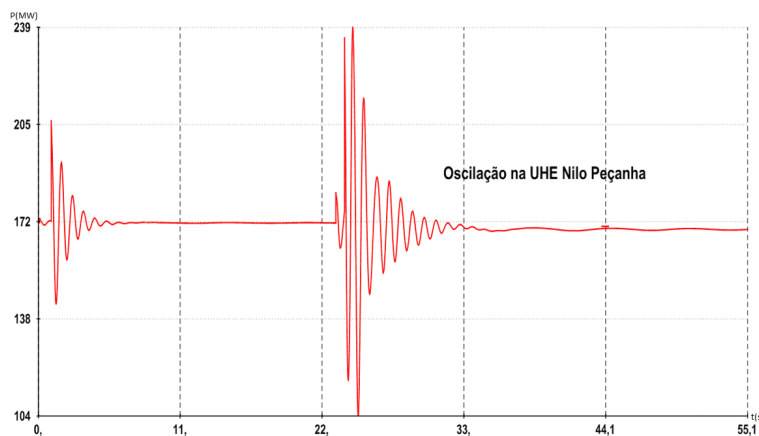


Figura 4.41: Oscilação de potência ativa na usina hidrelétrica Nilo Peçanha

A partir desses resultados foi comprovada a criticidade da indisponibilidade desse circuito de 138 kV para sensibilização e desempenho do referido sistema de proteção

especial, bem como, por conseguinte, para integridade da Área Rio, quando ocorre a perda dupla dos circuitos de 500 kV Grajaú.

Assim, o redespacho termelétrico através do algoritmo ganhou relevância e urgência nesse estudo de caso. O item a seguir ilustra a ação de redespacho de GTSE durante operação em tempo real.

- **Situação (e): rede alterada, carga média, EBOLT = 350 MW** - com base no resultado no item anterior, a partir nomograma de rede alterada ilustrado na Figura 4.38, obteve-se as coordenadas ($G1 = 675MW$; $G2 = 4.968MW$), ou seja, alteração de geração apenas no Grupo 1, que contém a GTSE, conforme aplicação da metodologia desse trabalho. Essa simulação configuraria a ação operativa imediata de redespacho de GTSE com base no cálculo da região de segurança.

A Figura 4.42 apresenta o nomograma obtido pelo processamento do cálculo na execução do algoritmo. O ponto de operação está numa área segura e sem violação de limites térmicos.

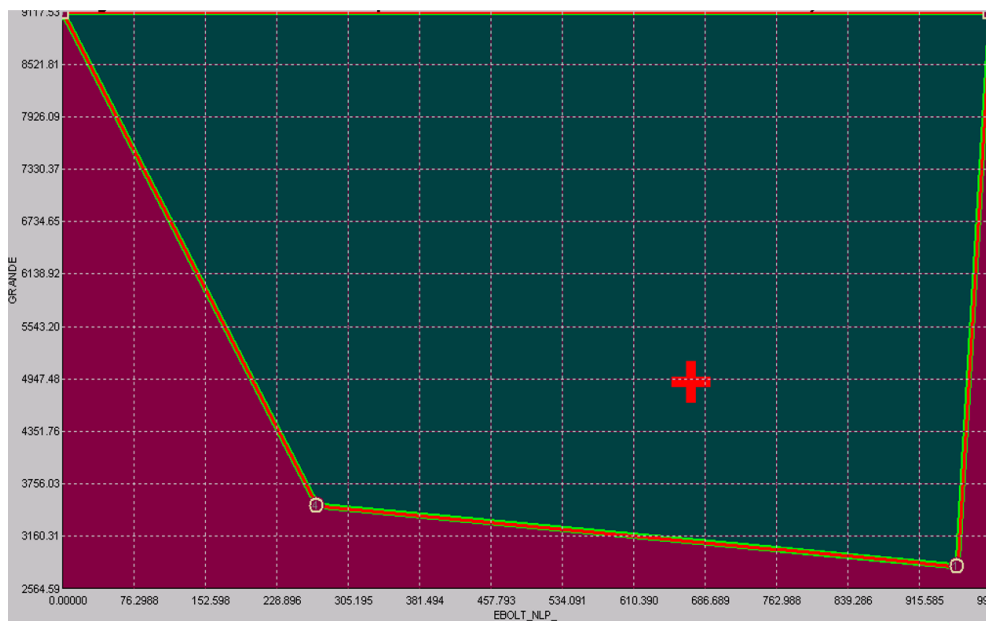


Figura 4.42: Nomograma: rede alterada, EBOLT=350 MW

A Figura 4.43 possibilita que o leitor visualize e melhor compreenda o deslocamento obtido pelo redespacho de GTSE, para o caso-base considerado. Observa-se, então, através da Figura que o ponto de operação foi deslocado de uma área insegura para dentro de uma região segura (área verde), graças ao redespacho de GTSE na usina EBOLT.

Para melhor compreender esse resultado satisfatório, realizou-se a simulação no domínio do tempo para este ponto de operação, ou seja: caso ocorresse a perda dupla em Grajaú às 15h36min de 21/07/2017, na configuração de rede alterada, correspondendo ao ponto de operação da região de segurança, tal que ($G1 = 675,6MW$; $G2 = 4.968,25MW$).

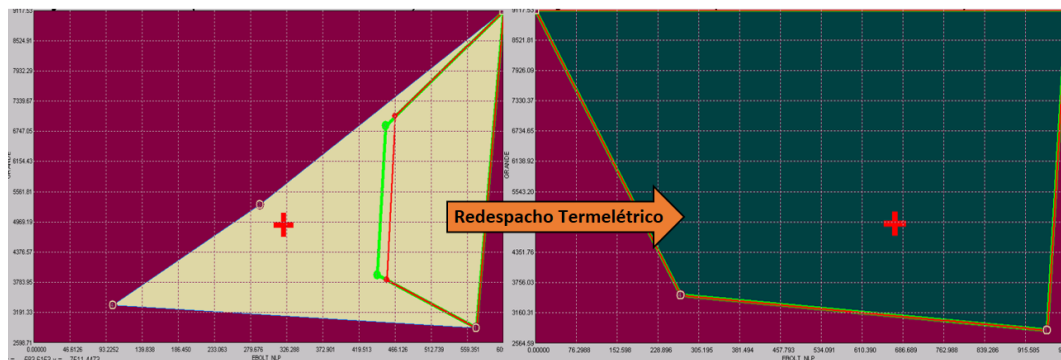


Figura 4.43: Nomogramas: comparativo de redespacho termelétrico em rede alterada

Neste ponto de operação, ilustrado pela Figura 4.42, dentre os carregamentos dos diversos circuitos de 138kV, a Figura 4.44 destaca o circuito de 138kV Grajaú/Jacarepaguá, que sofre considerável elevação instantânea, porém, como pode ser observado 4.44, o carregamento se estabiliza e permanece dentro do limite de emergência para esse equipamento (310 MVA).

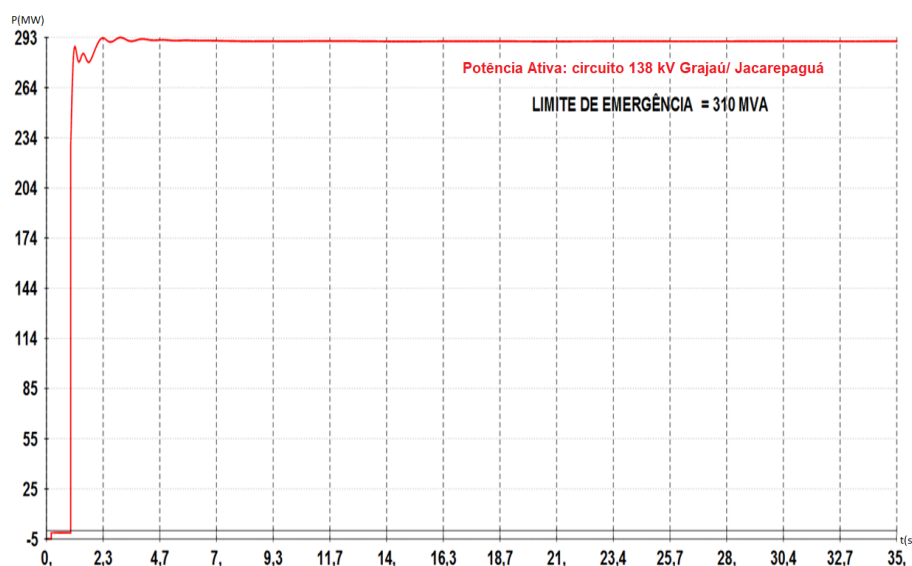


Figura 4.44: Elevação do carregamento do circuito 138kV Grajaú/Jacarepaguá

Assim, verifica-se que, para o patamar de carga média, o despacho de 350 MW em EBOLT é suficiente para evitar a perda da integridade da Área Rio, garantindo-se assim a operação segura, conforme previsto no nomograma gerado pelo ORGANON. Decidiu-se simular a operação com essa margem de segurança para que o estudo de caso fosse concluído, considerando também a realização de redespacho em outros patamares de carga, conforme será abordado no item a seguir.

4.2.3.3 Redespacho de GTSE para melhoria de economicidade em rede completa

Não obstante a adoção acertada do prévio despacho termelétrico para evitar o desempenho do EEP, percebeu-se a existência de uma margem de segurança, com o des-

locamento do ponto de operação para a direita, conforme ilustrado na Figura 4.37. Considerando-se um outro dia de operação para aplicação da metodologia em que houvesse GTSE de 350 MW em EBOLT previamente despachada pelo planejamento da operação para aumentar a confiabilidade do sistema elétrico, obteve-se como caso-base o estado do sistema elétrico da Área Rio às 14h35min de 15/08/2017. Considerou-se um ponto de operação tal que as coordenadas são ($G1 = 748,41MW$; $G2 = 5.738,47MW$). Para melhorar a economicidade pela redução de GTSE em tempo real, investigou-se qual ajuste possível para evitar que o EEP atuasse.

- Situação (e): rede completa, carga média, outros valores de geração de EBOLT** aplicando-se o algoritmo e observando-se o deslocamento do ponto de operação, o valor mínimo de 250 MW foi alcançado em EBOLT para garantir que o EEP não atuasse. A Figura 4.45 ilustra o nomograma obtido, com destaque para visualização de dados da barramento 3974 que corresponde à usina EBOLT. As coordenadas do ponto de operação são ($G1 = 648,41MW$; $G2 = 5.738,47MW$). Pode-se perceber, com essa redução, não somente houve melhoria da economicidade como também houve o deslocamento do ponto de operação para uma região segura, já que, para 350 MW em EBOLT, o ponto de operação estava numa área insegura: 100 MW à direita deste ponto ilustrado.

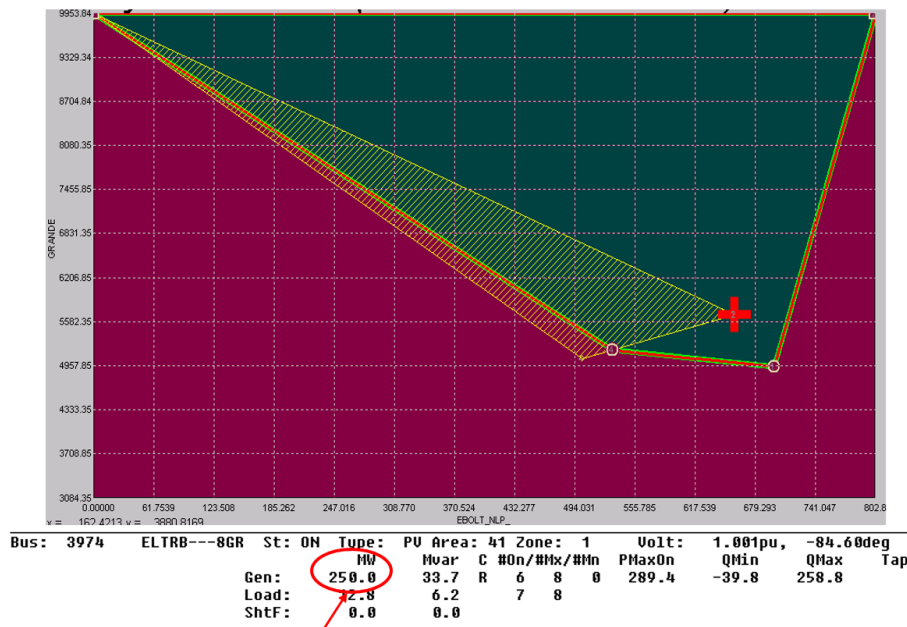


Figura 4.45: Redespacho Termelétrico de EBOLT: redução de aproximadamente 30% da geração

Considerando-se aquele despacho de 350 MW indicado pelo planejamento da operação, cujo critério considera usualmente o pior cenário de contingência em uma determinada configuração da rede, a aplicação da metodologia em um sistema real sem aproxi-

mações, permitiu uma redução de quase 30% no despacho termelétrico para segurança elétrica indicado, bem como dos custos incutidos do despacho.

Vale citar a questão da margem de segurança: ela existe à esquerda do ponto de operação, tal que ele dista de 150 MW até o cruzamento de um fronteira de segurança, na direção horizontal. No entanto, observa-se que praticamente não há folga na vizinhança à esquerda do ponto de operação sem que haja atuação do EEP. Inclusive, em caso de ocorrência de algum desligamento intempestivo de unidades geradoras no Grupo 1. No entanto, esse ponto de operação na prática é possível, considerando-se: 1) um período de transição da carga média para carga leve: antevendo-se uma redução da carga, pode-se reduzir a GTSE no sistema (vide resultados da Seção 4.2.3.4); 2) elevar a geração da usinas do Grupo 2, já que na direção vertical do ponto de operação há visivelmente considerável margem de segurança sem atuação do EEP.

Para se elucidar a melhoria econômica de operação obtida, apresenta-se a Tabela 4.17, utilizando-se os valores reais do custo variável unitário dessa usina, referente ao mês de agosto de 2017. O despacho “A” se refere a configuração de despacho de 350 MW de EBOLT. Já o despacho “B” se refere à condição de 250 MW nessa usina. Portanto, através da redução de 100 MW, obtém-se uma economia de mais de 28 mil reais por hora de operação.¹

Tabela 4.17: Melhoria da Economicidade de Operação

Despacho (MW)		Montante Comercializado em Leilão ¹ [MW]	Custo Variável Unitário [R\$/MWh]	Custo do despacho [R\$/h]	Economia (A-B) [R\$/h]
A	350	321	282,68	90.740,28	28.268,00
		29	230,97	6.698,13	
B	250	221	282,68	62.472,28	
		29	230,97	6.698,13	

Portanto, com 250 MW de GTSE em EBOLT houve melhoria do custo operacional do sistema, sem comprometer a segurança operacional na condição de rede completa.

Por outro lado, o redespacho termelétrico também poderia ser realizado considerando-se obtenção de um valor de geração tal que haja atuação parcial do EEP-GRAJAÚ, não se necessitando ir até o último estágio de corte carga para se manter a segurança elétrica da Área Rio. Nesse caso, a depender do montante despachado, poder-se-ia preservar o atendimento de algumas cargas prioritárias e críticas, o que poderia ser aplicável sob o ponto de vista dos custos e impactos socioeconômicos da interrupção do fornecimento de energia em relação ao custo de operação da(s) usina(s) despachada(s).

Essa investigação ocorreu do seguinte modo: com base no valor de 250 MW como mínimo de despacho para não atuação do Esquema, simulou-se mais um deslocamento à esquerda pelo algoritmo, reduzindo-se apenas a GTSE. O ponto de operação obtido corresponde às coordenadas ($G1 = 598MW$; $G2 = 5.738MW$), tal que

¹ Considerando-se o ambiente da comercialização do Mercado de Energia, uma mesma usina pode ter diferentes montantes de energia comercializados a diferentes custos de operação (CVU).

$\Delta X = 50MW$ e $\Delta Y = 0MW$. Alterando-se apenas a GTSE de EBOLT, reduziu-se para 200 MW a geração de EBOLT no caso-base para se verificar quantos estágios do EEP-GRAJAÚ atuariam. A região de segurança calculada, ilustrada na Figura 4.46 mostra o ponto de operação dentro de uma área hachurada verde, ou seja, operação segura com atuação de esquema especial de proteção, conforme era esperado.

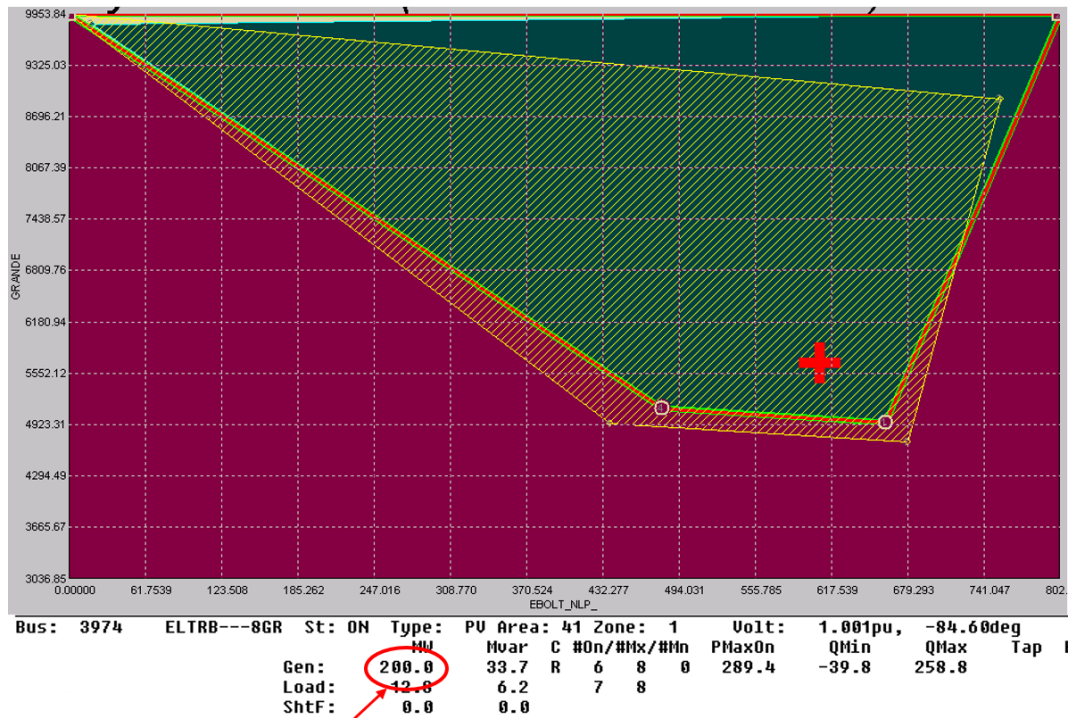


Figura 4.46: Redespacho Termelétrico de EBOLT: atuação parcial de EEP-GRAJAÚ

A Figura 4.47 ilustra um gráfico de atuação do EEP-GRAJAÚ no domínio do tempo para este ponto de operação ilustrado na Figura 4.46. Após a ocorrência da perda dupla, pode-se observar a evolução do carregamento do circuito de 138kV Cascadura 1/Jacarepaguá, que é o parâmetro de sensibilização desse EEP-GRAJAÚ. Na segunda vez que ele ultrapassa o limite de emergência para atuação do EEP e se mantém nessa condição de violação, há atuação do EEP-Grajaú, de modo que o carregamento se estabiliza dentro do limite de emergência desse circuito, após o corte de 82 MW de carga. Analisando-se esse gráfico em conjunto com aquele ilustrado na Figura 4.35, infere-se que esse montante de carga foi cortado pela abertura automática dos alimentadores "Vila Valqueire e Taquara" pela atuação do EEP-Grajaú, aproximadamente aos 3,3 segundos de simulação.

Ao se analisar o arquivo da lógica de atuação do esquema, a atuação do primeiro estágio do EEP-Grajaú corresponde à comutação dos circuitos 4 e 5 de 138 kV Cascadura/Grajaú. A Figura 4.48 permite a visualização do carregamento nesses circuitos no período de simulação da perda dupla de Grajaú.

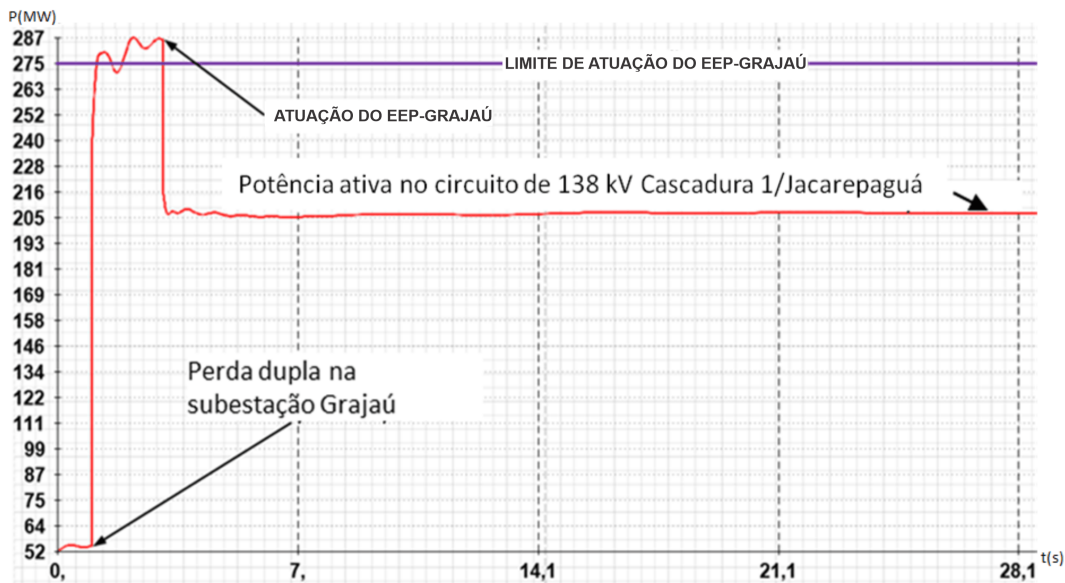


Figura 4.47: Carregamento Cascadura 1/Jacarepaguá após perda dupla de Grajaú

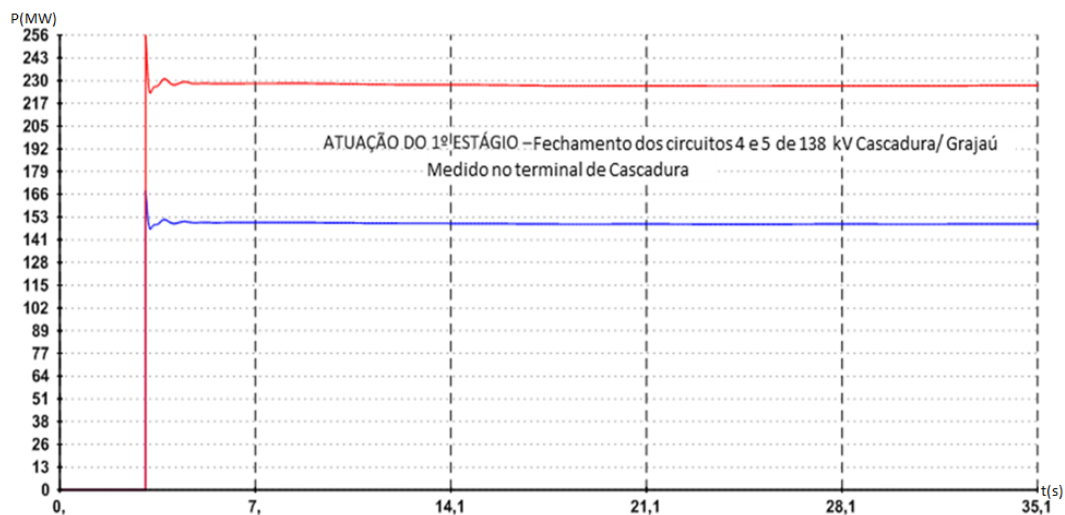


Figura 4.48: EEP-GRAJAÚ: atuação do primeiro estágio

Percebe-se pelo gráfico da Figura 4.48 que após o instante apontado na Figura 4.47 de ocorrência da perda dupla, há uma elevação do carregamento desses circuitos. Assim, verifica-se que houve a atuação apenas do primeiro estágio do EEP-Grajaú, na ocorrência da perda dupla de Grajaú nesse ponto de operação estudado, tanto pelo corte de carga realizado quanto por esse chaveamento de modo automático pela atuação do EEP-Grajaú.

Portanto, também se pode realizar uma GTSE de EBOLT tal que se considere apenas a possibilidade de não se interromper o atendimento à cargas prioritárias. Desse modo, poder-se-ia (re)despachar apenas um montante tal que contemplasse uma atuação parcial do esquema que não as afetasse.

4.2.3.4 Redespachos em rede alterada: outros patamares de carga e geração de EBOLT

Para completar o estudo de caso da Área Rio, considerou-se a configuração de rede alterada em outros pontos de operação, focando-se em observar a necessidade da GTSE de EBOLT em relação às transições entre os diversos patamares de carga do sistema. Partindo-se do mesmo dia de operação da Seção 4.2.3.3, realizou-se a configuração da rede alterada em análise. Dessa vez, três estados de operação do sistema foram estudados: às 04h01min, às 14h35min e às 18h55min de 15/08/2017, correspondendo-se, respectivamente aos períodos de cargas leve, média e pesada.

- **Situação (f): rede alterada, outros patamares de carga e geração de EBOLT** observou-se como a GTSE de EBOLT influencia a manutenção da segurança de operação através do resultado exposto nos nomogramas da região de segurança. Na condição de despacho zero de EBOLT os pontos de operação expostos nos nomogramas correspondem às seguintes coordenadas:

- Carga leve: ($G1 = 327,97MW$; $G2 = 2.209,40$);
- Carga média: ($G1 = 411,278$; $G2 = 5.641,65$);
- Carga pesada: ($G1 = 409,32$; $G2 = 5.738,47$);

Como não será realizada alteração de geração em nenhuma outra usina mas tão somente na GTSE de EBOLT, esses foram pontos de partidas considerados para aplicação das iterações manuais do algoritmo proposto. A Figura 4.49 ilustra os nomogramas obtidos de acordo com cada iteração, que por sua vez, corresponde a um despacho de GTSE em EBOLT.

Considerando-se o esgotamento ou folga da margem de segurança para realização de redespacho termelétrico, através dos resultados apresentados nos nomogramas da Figura 4.49, infere-se que, em relação às transições:

1. *Carga média para carga pesada* - não é possível o redespacho da geração termelétrica no sentido de redução da geração de EBOLT, sendo recomendado permanecer no patamar de de 350 MW. Com esse montante, o ponto de operação está numa região segura, sem violação do critério dinâmico de tensão (afastado do contorno verde claro e do contorno vermelho) dos barramentos de 138kV de Grajaú e Casca-dura, mas com violação de limite de carregamento de equipamentos na ocorrência da perda dupla.

Isso foi verificado: a Figura 4.50 apresenta a simulação dinâmica da ocorrência de perda dupla em Grajaú no ponto de operação ($G1 = 759,32$; $G2 = 5.738,47$), em carga pesada. Observa-se que a sobrecarga manteve-se próxima de 20% para

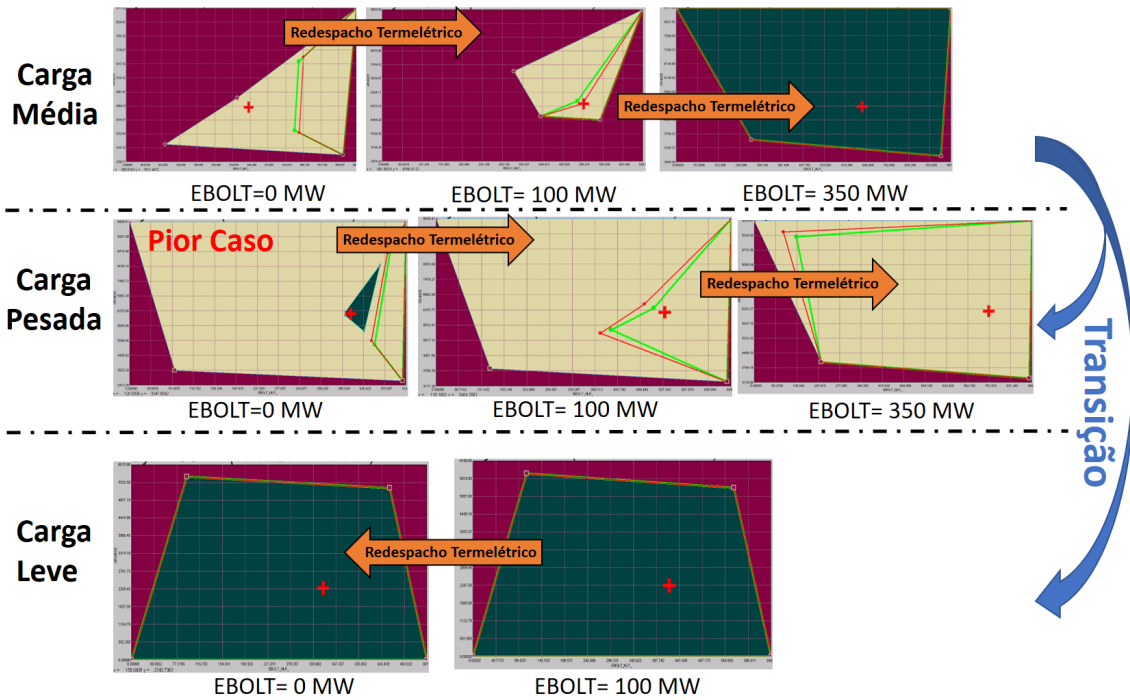


Figura 4.49: Quadro comparativo de nomogramas para diferentes patamares de geração termelétrica e de carga

o circuito mais carregado, o que é uma situação menos crítica, embora não-usual e recomendada, até que seja adotada alguma outra medida operativa corretiva, ou até que seja devidamente negociado com a empresa proprietária um novo limite admissível para os equipamentos.

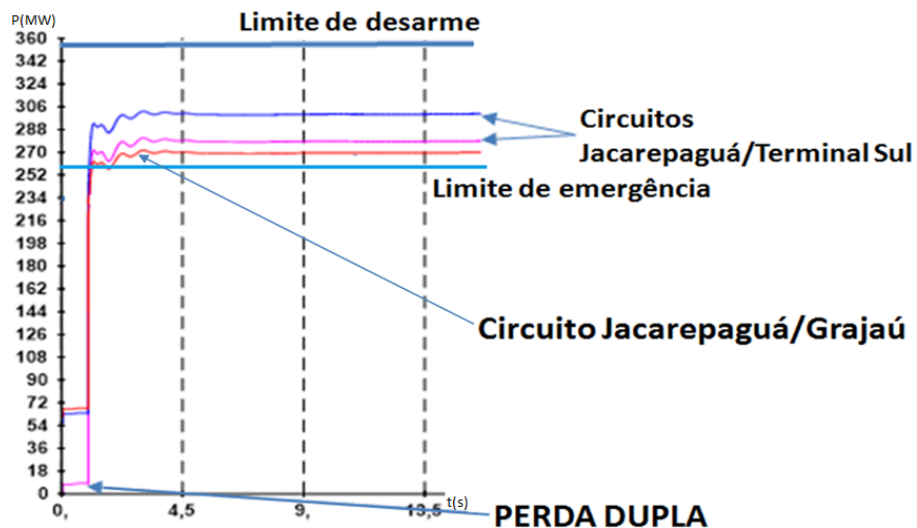


Figura 4.50: Carregamento nos circuitos Jacarepaguá/Terminal Sul e Jacarepaguá/Grajaú

2. *Carga média para carga leve* - conforme pode ser observado na Figura 4.49 é possível o redespacho de GTSE no sentido de reduzir a geração da usina EBOLT até desligá-la, acompanhando-se previamente a excursão do ponto de operação após

cada ação operacional. Logo, torna-se desnecessário o redespacho termelétrico para garantia da segurança de operação durante o período de carga leve.

O pior caso desse estudo ocorre quando a condição de rede alterada é simulada no patamar de carga pesada com a usina desligada, conforme mostrado no primeiro nomograma da segunda linha da Figura 4.49. O resultado da simulação dinâmica da perda dupla na subestação Grajaú para esse cenário pode ser visto na Figura 4.51.

A Figura 4.51 corrobora com entendimento de que se essa configuração de rede alterada ocorrer durante o período de carga pesada, o redespacho deve ser aplicado imediatamente, elevando-se a GTSE de EBOLT para 350 MW (máximo da usina). Caso contrário, em decorrência da perda dupla dos circuitos de 500 kV de Grajaú, há ocorrência de sobrecargas inadmissíveis no sistema de sub-transmissão de 138 kV conectado à subestação Grajaú, desarmes subsequentes à elas, assim como instabilidade de tensão com característica de afundamento (queda abrupta de 50 % na tensão do barramento de Grajaú 138 kV, que se estabiliza em 0,451 pu), acarretando em perda de integridade do sistema, com severo corte de carga na área do Rio durante o período em que o sistema é mais demandado.

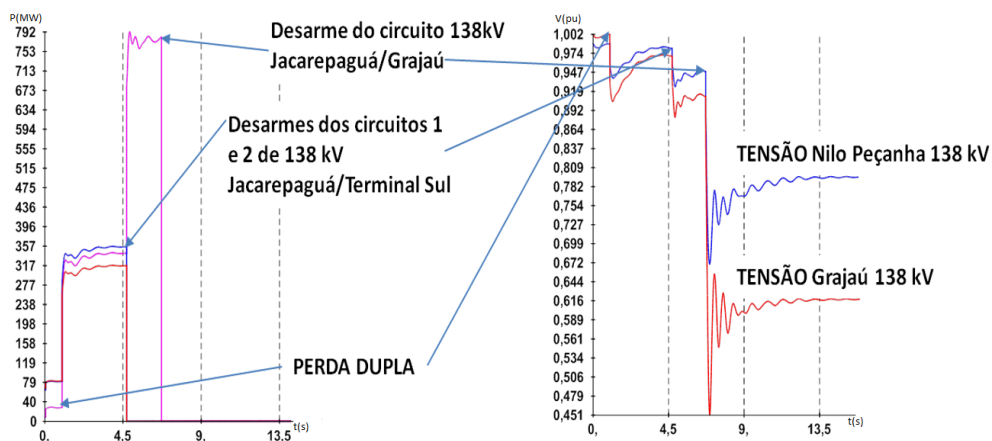


Figura 4.51: Carregamento nos circuitos Jacarepaguá/Terminal Sul e Jacarepaguá/Grajaú e tensões em barramentos de 138kV

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

A partir dessa pesquisa pode-se concluir que a ferramenta ORGANON também pode ser utilizada para subsidiar de modo confiável o redespacho termelétrico para garantir segurança elétrica: tanto em condição normal da rede, visando, por exemplo, um ponto de operação com melhor economicidade; quanto na configuração de rede alterada, quando a indisponibilidade de algum equipamento for deveras crítica para a manutenção da integridade de um determinado sistema elétrico, conforme resultado exposto nos nomogramas.

O cálculo das regiões de segurança dinâmica em tempo real através do ORGANON baseia o método de estimação gráfica de novos pontos de operação seguros com menor emprego de termoeletricidade. No âmbito acadêmico, a escolha do sistema-teste brasileiro de 107 barras para aplicação do redespacho termelétrico possibilita maior aproximação com a realidade de operação do SIN no que diz respeito à continuidade e estimulação de novas pesquisas acadêmicas que convirjam para a otimização do despacho econômico atualizado em tempo real, com intuito de utilização mais eficiente do sistema e desoneração de tarifas ao consumidor final. No âmbito prático, vale ressaltar que a determinação gráfica dos valores de redespacho de geração para segurança elétrica confere facilidade e rapidez à uma eventual adoção dessa ação operativa indicada pelo algoritmo por parte dos operadores dos centros de controle.

Por outro lado, há dependência de uma avaliação constante e proativa do usuário no sentido de realizar a iteração proposta no algoritmo para obtenção de outros pontos de operação: primeiramente, seguros e em seguida, com melhor economicidade possível. Caso não se realize a iteração, eventualmente, o sistema tanto pode operar numa condição ineficiente, com despacho de termoeletricidade para segurança elétrica em um período que ela não é de fato necessária (carga leve, por exemplo, no estudo de caso da Área Rio), ou até mesmo numa condição insegura, uma vez que na operação em tempo real não raramente há contingências e configurações da rede imprevistas pelo Planejamento

da operação.

Portanto, com o aumento da complexidade da operação em tempo real torna-se válida a consideração de utilizar o ORGANON não somente para monitoramento ininterrupto da segurança dinâmica dos diversos subsistemas do Sistema Interligado Nacional, como também como ferramenta robusta para tomada de decisão de redespacho termelétrico das usinas que oneram o custo de operação com encargos associados à segurança elétrica. Assim, propicia-se uma condição de melhor economicidade ao consumidor final, atualizada pelo estado de segurança verificado em tempo real, sem comprometer os requisitos de qualidade, continuidade e confiabilidade de energia elétrica para o atender.

5.2 Trabalhos futuros

Após as conclusões apresentadas nessa pesquisa, sugerem-se os seguintes trabalhos futuros:

- Configurar atuação de proteções temporizadas de sobrecarga e subtensão no sistema-teste de 107 barras, de modo a refinar a modelagem dessa rede para os estudos computacionais no ORGANON;
- Realizar inclusão de outras usinas termelétricas nos grupos de geração para uma análise mais aprofundada dos redespachos para segurança elétrica sugeridos no presente trabalho;
- Quantificar a probabilidade de ocorrências mais críticas de modo complementar aos nomogramas calculados em tempo real. Isso pode melhor subsidiar a decisão da realização do redespacho termelétrico para segurança elétrica também em função do risco delas ocorrerem;
- Pesquisar uma outra métrica para se conseguir atingir precisa e automaticamente o valor adequado do redespacho termelétrico para segurança elétrica (automatizar o algoritmo), sem que haja dependência de uma ação manual do usuário. Exemplo: programação matemática ou heurística, inteligência artificial e métodos híbridos, dentre outros métodos.
- Aplicar *Machine learning* (“aprendizado de máquina”) para automatizar o processo de obtenção do despacho termelétrico mínimo por segurança elétrica, monitorando a segurança de operação. Exemplo: de modo automático, a partir dos resultados dos nomogramas, implementar um algoritmo de indicação dos valores de despacho termelétrico para segurança elétrica com base nas condições verificadas e naquelas constantes no banco de dados, através de análise de todos cenários possíveis, levando-se em consideração a evolução da carga do sistema, eventualmente, utilizando-se processamento em nuvem.

Referências Bibliográficas

- [1] XIA, X., ELAIW, A. “Optimal dynamic economic dispatch of generation: A review”, *Electric power systems research*, v. 80, n. 8, pp. 975–986, 2010.
- [2] WOOD, A. J., WOLLENBERG, B. F., SHEBLÉ, G. B. *Power generation, operation, and control*. New Jersey, John Wiley & Sons, 2013.
- [3] MONTICELLI, A., PEREIRA, M., GRANVILLE, S. “Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 2, n. 1, pp. 175–180, 1987.
- [4] KIRSCHEN, D. S., STRBAC, G. *Fundamentals of power system economics*. Chichester, John Wiley & Sons, 2004.
- [5] STEINBERG, M. J., SMITH, T. H., OTHERS. *Economy loading of power plants and electric systems*. Califórnia, John Wiley & Sons, Inc., 1943.
- [6] KIRCHMAYER, L. K. *Economic operation of power systems*, v. 707. New York, John Wiley & Sons, Inc., 1958.
- [7] KIRCHMAYER, L. K. *Economic control of interconnected systems*. New York, John Wiley & Sons, Inc., 1959.
- [8] DOMMEL, H. W., TINNEY, W. F. “Optimal Power Flow Solutions”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-87, n. 10, pp. 1866–1876, Oct 1968. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1968.292150.
- [9] CARPENTIER, J. “Differential Injections Methods: A General Method for Secure Optimal Power Flow”. In: *IEEE PICA Proc.*, 1973.
- [10] HAPP, H. H. “Optimal power dispatch-A comprehensive survey”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 96, n. 3, pp. 841–854, May 1977. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/T-PAS.1977.32397.
- [11] CARPENTIER, J. “Optimal power flows”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 1, n. 1, pp. 3–15, 1979.

- [12] ROSS, D. W., KIM, S. “Dynamic Economic Dispatch of Generation”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-99, n. 6, pp. 2060–2068, Nov 1980. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1980.319847.
- [13] SUN, D. I., ASHLEY, B., BREWER, B., et al. “Optimal Power Flow By Newton Approach”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-103, n. 10, pp. 2864–2880, Oct 1984. ISSN: 0018-9510. doi: 10.1109/TPAS.1984.318284.
- [14] LEONIDOPOULOS, G. “Economic operation of a power system”, *Engineering Costs and Production Economics*, v. 14, n. 4, pp. 275 – 279, 1988. ISSN: 0167-188X. doi: [https://doi.org/10.1016/0167-188X\(88\)90032-8](https://doi.org/10.1016/0167-188X(88)90032-8). Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0167188X88900328>>.
- [15] CHOWDHURY, B. H., RAHMAN, S. “A review of recent advances in economic dispatch”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 4, pp. 1248–1259, Nov 1990. ISSN: 1558-0679. doi: 10.1109/59.99376.
- [16] HUNEAULT, M., GALIANA, F. “A survey of the optimal power flow literature”, *IEEE transactions on Power Systems*, v. 6, n. 2, pp. 762–770, 1991.
- [17] WALTERS, D. C., SHEBLE, G. B. “Genetic algorithm solution of economic dispatch with valve point loading”, *IEEE transactions on Power Systems*, v. 8, n. 3, pp. 1325–1332, 1993.
- [18] GRANVILLE, S. “Optimal reactive dispatch through interior point methods”, *IEEE Transactions on power systems*, v. 9, n. 1, pp. 136–146, 1994.
- [19] CHEN, P.-H., CHANG, H.-C. “Large-scale economic dispatch by genetic algorithm”, *IEEE transactions on power systems*, v. 10, n. 4, pp. 1919–1926, 1995.
- [20] BAKIRTZIS, A. G., BISKAS, P. N., ZOUMAS, C. E., et al. “Optimal power flow by enhanced genetic algorithm”, *IEEE Transactions on power Systems*, v. 17, n. 2, pp. 229–236, 2002.
- [21] ABIDO, M. “Optimal power flow using particle swarm optimization”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 24, n. 7, pp. 563–571, 2002.
- [22] GAING, Z.-L. “Particle swarm optimization to solving the economic dispatch considering the generator constraints”, *IEEE transactions on power systems*, v. 18, n. 3, pp. 1187–1195, 2003.

- [23] PARK, J.-B., LEE, K.-S., SHIN, J.-R., et al. “A particle swarm optimization for economic dispatch with nonsmooth cost functions”, *IEEE Transactions on Power systems*, v. 20, n. 1, pp. 34–42, 2005.
- [24] WANG, Q., YANG, A., WEN, F., et al. “Risk-based security-constrained economic dispatch in power systems”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2013.
- [25] DEPARTMENT OF ENERGY, U. S. “The Value of Economic Dispatch: A Report to Congress Pursuant to Section 1234 of the Energy Policy Act of 2005”. Novembro 2005. Disponível em: <<https://www.energy.gov>>.
- [26] BALU, N., BERTRAM, T., BOSE, A., et al. “On-line power system security analysis”, *Proceedings of the IEEE*, v. 80, n. 2, pp. 262–282, Fevereiro 1992. ISSN: 1558-2256. doi: 10.1109/5.123296.
- [27] MORISON, K., WANG, L., KUNDUR, P. “Power system security assessment”, *IEEE power and energy magazine*, v. 2, n. 5, pp. 30–39, 2004.
- [28] MORISON, K., GLAVIC, M., OTHERS. *Review of online dynamic security assessment tools and techniques*. Relatório técnico, CIGRE, 2007.
- [29] WANG, L., LIN, X., HOWELL, F., et al. “Dynamic Security Assessment”. In: *Smart Grid Handbook*, pp. 1–24, American Cancer Society, 2016. ISBN: 9781118755471. doi: 10.1002/9781118755471.sgd090. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781118755471.sgd090>>.
- [30] ANEEL. “Resolução Normativa ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012 (Diário Oficial, de 19 abr. 2012, seção 1, p. 53)”. Fevereiro 2020. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [31] DY-LIACCO, T. E. *Control of Power Systems via the multi-level concept*. Tese de Doutorado, Ph.D. Thesis, [Cleveland] Case Western Reserve University, 1968.
- [32] LIMMER, H. “Security applications of on-line digital computers”. In: *Second Power Systems Computation Conference*, 1966.
- [33] HAYASHI, S., OTHERS. “Power system security assessing by digital computer simulation-basis control”. In: *Proceedings of PICA conference, Denver, Colorado*, pp. 18–21, 1969.
- [34] DEBS, A. S. *Security assessment of power systems*. Relatório técnico, Georgia Institute of Technology, 1975.

- [35] KUNDUR, P., PASERBA, J., AJJARAPU, V., et al. “Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions”, *IEEE transactions on Power Systems*, v. 19, n. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [36] WECKESSER, J. T. G. *On-line Dynamic Security Assessment in Power Systems*. Tese de Doutorado, Ph.D. Thesis, Department of Electrical Engineering, Technical University of Denmark, 2014.
- [37] CHAVES, S. B. *Análise estática e dinâmica de sistemas de potência via aplicativo computacional integrado: ORGANON*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2008.
- [38] JARDIM, J., NETO, C., GOMES, P., et al. “ORGANON—Um Sistema de Avaliação da Segurança Dinâmica de Sistemas de Potência”, *Ciclo Interno de Debates do ONS-CINTER*, 2003.
- [39] JARDIM, J. L., NETO, C. S., KWASNICKI, W. T. “Design features of a dynamic security assessment system”. In: *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, pp. 446–452. IEEE, 2004.
- [40] JARDIM, J., NETO, C., DOS SANTOS, M. G. “Brazilian system operator online security assessment system”. In: *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 7–12. IEEE, 2006.
- [41] QUADROS, M., PIRES, G., SILVA NETO, C., et al. “Aplicação da Avaliação Dinâmica e Estática do SIN nos Centros de Operação do ONS”, *X Encontro para Debates de Assuntos de Operação*, 2008.
- [42] ESTEVES, A., NETO, C., COELHO, C., et al. “Utilização do Programa Organon no ONS: testes de validação e comparação de resultados”, *XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica-SEPOPE, Belém (PA) - Brasil*, p. 10, 2009.
- [43] PENNA, L., QUADROS, M., TICOM, S., et al. “Utilização da ferramenta ORGANON nos processos do ONS”, *XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica-SNPTEE, Florianópolis*, p. 9, 2011.
- [44] JARDIM, J. L. A., PINHEIRO, L., CYRILLO, Y. M., et al. “SISTEMA DE PRÉ-AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA”, *X Encontro para Debates de Assuntos de Operação*, 2018.

- [45] AL FARSI, F., ALBADI, M., HOSSEINZADEH, N., et al. “Economic dispatch in power systems”. In: *2015 IEEE 8th GCC Conference & Exhibition*, pp. 1–6. IEEE, 2015.
- [46] GO15. “Grid Operators - Reliable and Sustainable Power Grids”. Março 2020. Disponível em: <<http://www.go15.org/about-us/members>>.
- [47] LORA, E. E. S., NASCIMENTO, M. D., OTHERS. *Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação*, v. 1. Rio de Janeiro, Interciência, 2004.
- [48] ONS. “MPO, Manual de Procedimentos da Operação, Módulo 23 - Submódulo 23.2 - Critérios para definição das redes do Sistema Interligado Nacional, revisão 2016.12 (vigência: 01/01/2017)”. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [49] ONS. “Plano da Operação Energética (PEN) 2020 - Sumário Executivo”. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [50] CEPEL. “Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM - Manual de Metodologia”. abril 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>.
- [51] ONS. “Plano da Operação Elétrica 2019/2020 - PEL 2018 - Sumário Executivo”. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico>>.
- [52] ANEEL. “Razão elétrica”. Março 2020. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.
- [53] EPE. “Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional (BEN) 2019”. Março 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.
- [54] ONS. “MPO, Manual de Procedimentos da Operação, Módulo 10 – Instruções de Operação – SM 10.21 – Controle da Geração em Condição Normal, revisão 67 (vigência: 23/06/2020)”. Outubro 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [55] ELGERD, O. I. *Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica*. São Paulo, McGraw-Hill do Brasil, 1978.
- [56] CORRÊA, A., BERNARDES, B., OLIVEIRA, W., et al. “Redespacho da Geração para Melhoria da Segurança Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Usando Inteligência Computacional”, *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*, 2012.

- [57] XIAO, F., MCCALLEY, J. D. “Risk-based security and economy tradeoff analysis for real-time operation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 4, pp. 2287–2288, 2007.
- [58] THAPPETAOBULA, R., BALASUBRAMANIAN, P., UMLOR, C., et al. “Maximizing transmission utilization with online stability assessment”. In: *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5. IEEE, 2017.
- [59] CNI. “Têmicas na base: a escolha inevitável (Propostas da indústria eleições 2018; v. 29)”. 2018. Disponível em: <<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/canais/propostas-da-industria-para-eleicoes-2018/downloads/>>.
- [60] ONS. “O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional”. Março 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [61] DA SILVA JUNIOR, I. C. *Planejamento da Operação de Sistemas Termoeletricos utilizando Análise de Sensibilidade Associada a Procedimentos Heurísticos*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- [62] ONS. “Infográfico com insumos do Plano da Operação Energética (PEN) 2020”. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>.
- [63] ANEEL. “Nota Técnica nº15/2015-SRM/SRG/ANEEL”, *Processo: 48500.006359/2014-90*, 2015.
- [64] SOARES, F. H. N. *Operação de usinas térmicas contratadas por disponibilidade: uma avaliação dos impactos setoriais sob as óticas técnica, econômica e financeira*. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, 2009.
- [65] ONS. “MPO, Manual de Procedimentos da Operação, Módulo 23 – Critérios para estudos – SM 23.3 Diretrizes e critérios para estudos elétricos, revisão: 2018.08 (Vigência: 13/08/2018)”. Março 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [66] ONS. “Planejamento Elétrico de Médio Prazo do SIN - PAR/PEL Executivo 2020-2024”. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico>>.
- [67] SAVULESCU, S. C. “Online Security Assessment for the Brazilian SystemA Detailed Modeling Approach”. In: *Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers*, v. 42, pp. 155–181, IEEE, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2009. doi: 10.1002/9780470423912.ch7. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5396865>>.

- [68] LIMA, J. M., LOURENÇO, E. M., SCHILLING, M. T. “Desafios e vantagens da utilização de critérios probabilísticos no planejamento de sistemas elétricos”, *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, v. 23, n. 4, pp. 465–475, 2012.
- [69] KUNDUR, P., BALU, N. J., LAUBY, M. G. *Power system stability and control*, v. 7. New York, McGraw-hill, 1994.
- [70] SAVULESCU, S. C. *Real-time stability in power systems: techniques for early detection of the risk of blackout*. Cham, Switzerland, Springer International Publishing AG, 2014.
- [71] MUIR, A., LOPATTO, J. “Final report on the August 14, 2003 blackout in the United States and Canada: causes and recommendations”, *US–Canada Power System Outage Task Force, Canada*, 2004.
- [72] BORGES, C. L. T. “Análise de sistemas de potência”, *Rio de Janeiro: EE-UFRJ, Departamento de Eletrotécnica*, 2005.
- [73] ALLAN, R. N., OTHERS. *Reliability evaluation of power systems*. New York, United States, Springer-Verlag New York Inc., 2013.
- [74] SOUZA, S. O. *Definição de grupos coerentes para realização da região de segurança*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.
- [75] JARDIM, J. “Manual of ORGANON–introduction methodology, vol. 3”. 2005.
- [76] JARDIM, J. L. “Manual of ORGANON-User Guide”, *Version 12.2*, 2019.
- [77] PASSARO, M. C. *Controle Preventivo de Estabilidade Através de Sensibilidade Baseada em Redes Neurais*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.
- [78] ALMEIDA, F. D. C. B. *Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle e Modelagem de Carga a partir de Regiões de Segurança Estática*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2011.
- [79] PARETO, R. P. *Construção da Região de Segurança Estática de Sistemas Elétricos de Potência utilizando direções de transferência de geração ramificadas*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.
- [80] NEVES, R. A. *Investigação de parâmetros que provocam diferenças entre regiões de segurança estática e dinâmica*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

- [81] JARDIM, J. L. D. A. *Advances in power system transient stability assessment using transient energy function methods*. Tese de Doutorado, Department of Electrical and Electronic Engineering, Imperial College, 1994.
- [82] GRAINGER, J. J., STEVENSON, W. D., STEVENSON, W. D., et al. *Power system analysis*. New York, McGraw-Hill, 2003.
- [83] AJJARAPU, V., CHRISTY, C. “The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis”, *IEEE transactions on Power Systems*, v. 7, n. 1, pp. 416–423, 1992.
- [84] MILANO, F. “Continuous Newton’s Method for Power Flow Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 1, pp. 50–57, 2009. doi: 10.1109/TPWRS.2008.2004820.
- [85] MONTICELLI, A. J. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo, Edgard Blucher, 1983.
- [86] BARBOSA, R. D. *Análise de sensibilidade de metodologias para monitoramento da segurança do sistema elétrico quanto à estabilidade de tensão*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2018.
- [87] FALCÃO, D. “Apostila de Análise de Redes”, *UFRJ/COPPE*, 2006.
- [88] SANTOS, P. H. L. “Avaliação da Segurança em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando o Programa Computacional Organon”, *Projeto de Graduação de Curso UFRJ/ Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro*, 2010.
- [89] ONS. “Procedimentos de Rede”. Março 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>>.
- [90] “STB-107BARRAS_CA”. Fevereiro 2020. Disponível em: <<http://www.sistemas-teste.com.br/>>.
- [91] ONS. “MPO, Manual de Procedimentos da Operação, Módulo 10 – Instruções de Operação – SM 10.22 – Rotina Operacional – Apuração dos Dados de Despacho de Geração e do Intercâmbio nas Interligações Internacionais, revisão 17 (vigência: 29/05/2020)”. Outubro 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [92] “Operation Manual of ORGANON - User Guide, Version 12.2”. 2019.

- [93] ONS. “MPO, Manual de Procedimentos da Operação, Módulo 10 – Instruções de Operação – SM 10.21 – Controle da Transmissão – Esquemas Especiais – Sudeste – IO-EE.SE.5RJ – Esquemas Especiais da Área 500/345 kV Rio de Janeiro e Espírito, revisão 76 (vigência: 26/11/2019)”. Março 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [94] EPE. “Anuário Estatístico de Energia Elétrica, Ano base 2018”. 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [95] EPE. “Relatório Final do Balanço Energético Nacional 2019, Ano base 2018”. 2020. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>.
- [96] ONS. “MPO, Manual de Procedimentos da Operação, Módulo 10 - Submódulo 10.18 - Cadastro de Informações Operacionais de Faixas para Controle de Tensão da Área 500/345 kV Rio de Janeiro e Espírito Santo , revisão 8 (vigência:31/07/2020)”. 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>.
- [97] DA SILVA, E. L. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. Florianópolis, Edição do Autor, 2012.
- [98] CCEE. “Encargos de Serviços do Sistema - ESS”. Março 2020. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>.
- [99] L. O. BARTHOLD, N. D. R., HEDMAN, D. E. *Análise de circuitos de sistemas de potência, VI*. [S.L.]:ELETROBRAS, Santa Maria, 1978.
- [100] VAN CUTSEM, T., VOURNAS, C. *Voltage stability of electric power systems*. Boston:Kluwer Academic Publishers, Springer Science & Business Media, 1998.
- [101] FERRAZ, J. *Fluxo de Potência Continuado e Análise Modal na Avaliação da Estabilidade de Tensão de Sistemas de Grande Porte*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1998.
- [102] FERRAZ, J. C., MARTINS, N., PINTO, H. J., et al. “Fluxo de potência continuado e análise modal na avaliação e melhoria da estabilidade de tensão do sistema Sul–Sudeste”, *Proceedings of the VII SEPOPE*, 2000.
- [103] KINGSLEY JR, C., UMANS, S. D., FITZGERALD, A. E. *Máquinas Elétricas:- Com Introdução à Eletrônica de Potência*. Porto Alegre, Bookman, 2006.
- [104] CHAPMAN, S. J. *Fundamentos de máquinas elétricas*. Porto Alegre, AMGH Editora, 2013.

- [105] ANDERSON, P. M. *Analysis of faulted power systems*, v. 445. New York, IEEE press, 1995.
- [106] DOMMEL, H. W. *EMTP Theory Book*. Oregon, Microtran Power System Analysis Corporation, 1995.
- [107] AMBRIZ-PEREZ, H., ACHA, E., FUERTE-ESQUIVEL, C. “Advanced SVC models for Newton-Raphson load flow and Newton optimal power flow studies”, *IEEE transactions on power systems*, v. 15, n. 1, pp. 129–136, 2000.
- [108] MILLER, T. J. E. *Reactive power control in electric systems*. New York, John Wiley, 1982.
- [109] ZEVALLOS, O. C. *Perda e Inadequação do Controle de Tensão na Avaliação das Condições de Estabilidade de Tensão*. Tese de Doutorado, PUC-Rio, 2014.
- [110] PASSOS FILHO, J. A. *Modelagem e Incorporação de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, Minas Gerais, Brasil, 2000.

Apêndice A

Conceitos Complementares sobre Despacho Termelétrico

Além do 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.1 Custo Variável Unitário

Define-se Custo Variável Unitário (CVU) [64] como o custo para o sistema elétrico associado à geração de energia elétrica em usinas termelétricas, sendo associado ao custo do combustível e ao custo variável de Operação e manutenção da usina. É um valor declarado pelo empreendedor de uma usina termelétrica, isto é, o agente gerador, sendo registrado junto à Agência Nacional de Energia Elétrica. Assim, esse valor corresponde a um custo em unidades monetárias (R\$) para produção de uma unidade de energia, em megawatt-hora. Assim, o CVU é declarado em (R\$/MWh), de modo que o empreendedor pode realizar operações de comercialização no Mercado de Energia [4] com base nesse valor e no montante gerado pela usina, seja no Ambiente de Contratação Regulada (leilões de energia, por exemplo) ou no Ambiente de Contratação Livre (contratos de curto prazo, por exemplo) [47].

O CVU [64] deve ser reajustado de acordo com o tipo de combustível, tomando por base os preços combustíveis no mercado nacional e internacional, de modo que as termelétricas movidas a gás natural são mais baratas que as que utilizam óleo combustível e carvão mineral, por exemplo, para o processo de geração. Além disso, o CVU também pode variar de acordo com o modo de operação de uma usina: em ciclo combinado ou em ciclo simples, por exemplo. E ainda, para uma mesma usina, com mesmo modo de operação, pode haver diferentes montantes de energia ofertados em diferentes leilões e, ainda assim, não se atingir totalmente a geração realizada pela usina, de modo que as eventuais

diferenças podem ser operacionalizadas no Mercado de Energia. Assim, há uma espécie de "empilhamento" por ordem de custos da oferta de geração mais barata para a mais cara, possibilitando-se que os montantes de geração das usinas usinas mais baratos sejam despachados primeiramente em detrimento dos mais caros.

A.2 Custo Marginal de Operação (CMO)

Define-se como: “Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema” Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004 (Diário Oficial, de 10 nov. 2004, seção 1, p. 47). Assim, o CMO também é estipulado em unidades monetárias, por unidades de energia (R\$/MWh)

A determinação do CMO [97] é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico. Nesse sentido, a implantação do Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (DESSEM)[50], possibilitou a discretização semi-horária (a cada meia hora) do Custo Marginal de Operação (CMO) do sistema elétrico, sendo um passo importante para determinar a operação das usinas com o menor custo total para os consumidores, isto é, o despacho ótimo de geração.

O DESSEM é um modelo determinístico que objetiva a operação diária dos sistemas de energia no Brasil, com a possibilidade de representação do sistema de transmissão (rede elétrica) através de um fluxo de potência linearizado (fluxo DC) e de um grande número de restrições operativas para as usinas hidrelétricas, termelétricas e dos sistemas de transmissão. Assim, o CMO é definido sempre no dia anterior ao dia considerado para a operação, isto, na etapa de planejamento e programação da operação em tempo real.

A.3 Relação entre CMO e CVU

A relação existente entre CMO e CVU, objetiva e simplesmente, pode ser expressa da seguinte forma: toda vez que $CMO \geq CVU_{USINA}$, ocorre a ordem de despacho de geração dessa usina. Diz-se, então, que a usina é despachada por ordem de mérito de geração.

Do contrário, diz-se que o despacho é fora da ordem de mérito.

Assim, se o valor do CMO for zero, nenhuma termelétrica é despachada, já que todas possuem um CVU, por definição. Já se o CMO disparar de modo ascendente, todas as termelétricas com custo inferiores ou iguais ao CMO vigentes vão alcançando o mérito de despacho, conforme aquele “empilhamento” citado na seção A.1.

A.4 Despacho de Geração para Razão Elétrica

No sistema elétrico brasileiro, o despacho de usina termelétrica para Razão Elétrica está regulamentado nos seguintes termos, conforme ANEEL [52]:

“Condição extraordinária do sistema elétrico do País a ser atendido, como consequência de contingências severas que produzam ou possam produzir o colapso parcial ou total do Sistema Elétrico, ou ainda, um déficit momentâneo de geração no mesmo. Portaria MME n. 295, de 17 de maio de 2012 (Diário Oficial, de 18 maio 2012, seção 1, p. 78)”.[52]

Assim, 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, de como que os despachos por razão elétrica configuram, por conseguinte, em despachos fora da ordem de mérito.

Em suma, trata-se de um despacho para aumento ou garantia da segurança elétrica, o que implica na incidência direta de Encargos de Serviços de Sistema (ESS) [52, 98] o que, por sua vez, em última instância acarreta em elevação das tarifas para os consumidores. Esse é o tipo de despacho realizado usualmente em períodos como: Eleições, Carnaval, Copa do mundo, principalmente a de 2014 e Olimpíadas, principalmente a de 2016, já que esses nesses anos esses eventos internacionais ocorreram no Brasil.

Os ESS são expressos em R\$/MWh e são pagos apenas aos agentes geradores térmicos que atendem a solicitação de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para realizar geração fora da ordem de mérito de custo. Dentre os três tipos pagos exclusivamente aos agentes geradores térmicos, destaca-se na presente dissertação o encargo por Restrição Elétrica.

Esse tipo de encargo ocorre quando há alguma restrição operativa que afeta o atendimento da demanda em um submercado ou a estabilidade do sistema. Essas restrições operativas acarretam duas situações possíveis [98]:

- *Constrained-on*: a usina termelétrica não está programada, pois sua geração é mais cara. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita sua geração para atender a demanda de energia do submercado. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir a geração adicional da usina.
- *Constrained-off*: a usina termelétrica está despachada. Entretanto, devido a restrições operativas, o ONS solicita a redução de sua geração. Neste caso, o ESS é usado para ressarcir o montante de energia não gerado pela usina.

O despacho termelétrico por razão elétrica pode acontecer de duas formas. Geralmente, é feito de modo preventivo e programado como resultado da análise do planejamento de operação. Isso porque os tempos de partida e sincronismo dos geradores das

usinas termelétricas são diversificados por estarem diretamente associados às características construtivas e ao tipo de tecnologia das máquinas motrizes (turbinas a gás, turbinas a vapor, motores à combustão interna), podendo levar desde dezenas de minutos a dezenas de horas para entrar em operação, dependendo da usina, o que poderia até causar o não atendimento ao despacho, se ele fosse solicitado apenas em tempo real, considerando-se esses procedimentos inerentes à operação e a inércia associada aos processos termodinâmicos.

A outra forma de despacho por razão elétrica se dá quando o sistema está na iminência ou já está em alguma situação de contingência e/ou sobrecarga de equipamentos de transmissão, em condição normal ou de rede alterada. Trata-se de um despacho termelétrico emergencial a depender da condição verificada no tempo real, sendo realizado pelas equipes de operação de tempo real, em montante tal que se obtenha a correção ou mitigação dos efeitos provocados pelo distúrbio nos equipamentos remanescentes. Os critérios utilizados para se realizar esse redespacho devem seguir estritamente as recomendações de instruções de operação.

Assim, o despacho de usina termelétrica para cumprir uma razão elétrica é analisado com muita cautela não somente do ponto de vista econômico, mas também operativo, o que dificulta o redespacho desse tipo de geração, em tempo real, mesmo quando ele se fizer necessário baseado nos resultados da região de segurança para um determinado ponto de operação, principalmente em casos não previstos nas instruções de operação. Nesse contexto, em suma, quando a usina é despachada previamente por razão elétrica, usualmente as equipes de operação seguem a programação até que o prazo dessa geração se extinga conforme a programação vigente, ou seja, até o término da razão elétrica (por exemplo, término do Carnaval, Eleições, dentre outros eventos sistêmicos ou não).

Apêndice B

Aspectos Básicos para Análise de Redes Elétricas

Nas seções a seguir serão abordados de modo básico os conceitos de modelagem da rede utilizados na presente dissertação para o cálculo da região de segurança. As referências bibliográficas citadas corroboram para o aprofundamento dessa temática.

B.1 Modelagem da Rede Elétrica

B.1.1 Visão Geral

A rede elétrica é formada por diversos circuitos elétricos interconectados, permitindo o fluxo de potência elétrica para o(s) consumidor(es) ao qual ela se destina, chamado(s) de “carga”. Essas interconexões também podem ser denominadas como “ramos”. Os “ramos”, por sua vez, geralmente correspondem a linhas de transmissão, transformadores e outros equipamentos ligados entre dois pontos elétricos distintos, os quais são denominados “nós”, ou usualmente, barras [55, 72, 82, 99].

Nessas barras (ou barramentos) também se modela a conexão dos equipamentos com referência de tensão de terra, isto é, equipamentos ligados entre o nó e a terra, tais como: geradores, cargas e equipamentos de controle de tensão, como reatores e/ou bancos de capacitores [85].

Uma vez modelada a rede elétrica, realiza-se o fluxo de potência. O fluxo de potência fornece a solução de uma rede elétrica, em regime permanente, para uma dada condição de operação, isto é, para uma dada condição de carga e geração, sujeitas a restrições operativas e à ação de dispositivos de controle [72]. Assim, para o estudo de fluxo de potência, supõe-se o sistema equilibrado, logo só se usa a rede de seqüência positiva. Este estudo é baseado em modelo nodal e matriz admitância de barra [72].

Em geral, na análise de circuitos, as equações relacionam tensões e correntes. Nas equações que modelam o fluxo de potência, porém, as equações relacionam tensões e

potências [55]. Assim, o estudo de fluxo de potência baseia-se, fundamentalmente, em um conjunto de equações e inequações algébricas não lineares 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. Por conta disso, a resolução das equações envolve métodos numéricos de solução iterativos, sendo Newton-Raphson o mais amplamente utilizado, de modo que, caso haja solução, diz-se que há convergência do fluxo de potência [55][85].

Uma vez que potência demandada pela carga consiste em variáveis não-controláveis, já que são determinadas pelo consumidor, a solução do problema de fluxo de potência consiste na obtenção dos módulos e dos ângulos da tensão de cada barra do sistema, que são as variáveis de estado. Em seguida, calculam-se os fluxos de potência ativa e potência reativa em cada um dos ramos dos elementos da rede, que são as variáveis de controle [82][85]. A esse resultado do estudo de fluxo de potência para uma rede elétrica, denomina-se caso base em condições normais ou de projeto, isto é, rede completa em regime permanente, de modo que é possível verificar o funcionamento global do sistema [55].

Por conseguinte, tendo-se o caso base como referência [82], as diversas análises de fluxo de potência consistem na avaliação das grandezas de interesse de um sistema elétrico através de uma comparação entre o estado inicial e estado final obtido após a ocorrência de um distúrbio, desconsiderando-se o intervalo de tempo decorrido, bem como os fenômenos transitórios passíveis de ocorrer entre esses estados, configurando-se numa análise denominada como análise estática [85].

Então, os estudos de fluxo de potência podem fundamentar não somente as etapas da expansão e de planejamento, mas também a operação em tempo real das redes elétricas. Além disso, encontram-se aplicações em análises de curto-circuito, estabilidade, confiabilidade, fluxo de potência ótimo, dentre outras [72]. Por conta disso, programas computacionais foram estruturados para fornecer não somente os resultados esperados do fluxo de potência (módulo de tensão e ângulo, potência ativa e reativa nos ramos), mas também informações complementares aos seus usuários, auxiliando nas análises executadas, dentre elas, a avaliação de segurança dinâmica em tempo real [37][82]. Mais informações sobre a modelagem dos equipamentos que compõem a rede elétrica para fins de estudo são apresentadas no Apêndice B.

B.1.2 Formulação Básica e Classificação das Barras

A formulação básica do fluxo de potência consiste nas equações B.1 e B.2 [55][85]:

$$P_k = V_k \times \left[\sum_{m=1}^n V_m \times G_{km} \times \cos(\theta_{km}) + B_{km} \times \sin(\theta_{km}) \right] \quad (\text{B.1})$$

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

Onde:

- 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 a barra “ k ” e a barra “ m ”;
- P_k e Q_k – injeções líquidas de potência na barra “ k ”.

Assim, cada barra “ k ” está associada com quatro grandezas [80]:

- 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 ($Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk}$)

Uma vez que cada barra k do sistema está associada com duas equações de injeção de potência e quatro incógnitas, faz-necessário a determinação de duas das quatro grandezas previamente e as outras duas incógnitas são obtidas através da aplicação do método de solução [55][85]. De acordo com as duas grandezas que são previamente conhecidas, as barras são classificadas conforme a seguir.

B.1.2.1 Barra *Swing* (Flutuante, $V\theta$ ou *Slack*)

A barra *Swing* fornece a referência angular, garante o balanço entre a geração e o consumo de potência ativa e reativa, suprimindo também as perdas ativas e reativas do sistema em estudo. Por este motivo, a geração de potência ativa e reativa somente é calculada após a solução do problema. Só há uma barra *Swing* para a modelagem da rede que representa um sistema elétrico de potência.

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

B.1.2.2 Barra de carga ou “PQ”

Na modelagem de um sistema real a maioria das barras é classificada como “PQ”. Esse tipo de barra representa: o atendimento de cargas solicitadas pelos consumidores; as subestações presentes na malha de transmissão onde não existe nenhum tipo de consumo de potência ativa e reativa. Não existe controle específico de tensão nessas barras.

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

B.1.2.3 Barra de Tensão Controlada ou “PV”

Barras definidas como “PV” são aquelas que há definição da tensão e a injeção de potência ativa, sendo usualmente designadas para modelar as barras de conexão de geradores e compensadores síncronos.

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

B.2 Método de Solução do Fluxo de Potência

Após a classificação de todas as barras do sistema, as equações são organizadas de acordo com as suas incógnitas em dois subsistemas de equações, visando-se a aplicação de um método de solução. Dentre os diferentes métodos de solução, optou-se nessa dissertação pelo método numérico de solução das equações de fluxo de potência conhecido como o método de Newton-Raphson [82][85].

O método iterativo de Newton-Raphson em sua formulação utiliza uma matriz denominada “matriz jacobiana”, que é atualizada a cada iteração. Os elementos dessa matriz são compostos pelas derivadas das injeções de potência ativa e reativa com relação às tensões e aos ângulos da rede. Se essa matriz não for inversível, isso é, se for singular, não é possível determinar as variáveis de estado da rede sob análise.

Assim, não sendo possível a solução pelo método de Newton-Raphson, diz-se que não há convergência. Do contrário, caso esse método numérico obtenha uma determinada solução dentro de uma tolerância determinada, diz-se que há convergência do fluxo de potência. As referências STEVENSON [82] e MONTICELLI [85] detalham esse método de solução.

B.2.1 Subsistema de Equações 1

As barras com valores fixos de potência ativa e/ou reativa são agrupadas neste subsistema de acordo com as equações B.3 e B.4, cuja resolução é a solução do fluxo de potência: módulo e ângulo das tensões nas barras, que são as variáveis de estado.

$$P_k = P_k(V, \theta) | k \in \text{barras} \{PQ, PV\} \quad (\text{B.3})$$

$$Q_k = Q_k(V, \theta) | k \in \text{barras} \{PQ\} \quad (\text{B.4})$$

B.2.2 Subsistema de Equações 2

Os valores das variáveis encontradas na resolução do subsistema de equações 1 são substituídos no subsistema de equações 2, cuja solução determina 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, conforme equações B.5 e B.6

$$P_k = P_k(V, \theta) | k \in \text{barras} \{V\theta\} \quad (\text{B.5})$$

$$Q_k = Q_k(V, \theta) | k \in \text{barras} \{V\theta, PV\} \quad (\text{B.6})$$

B.3 Fluxo de Potência Continuado

O fluxo de potência continuado consiste em uma técnica utilizada quando os métodos de fluxo de potência convencionais [82][85] começam a apresentar singularidades na matriz jacobiana que, dificultando ou impedindo a sua inversão, ocasionam problemas de convergência dos métodos numéricos de solução das equações do fluxo de potência. Isso acontece, por exemplo, quando do estudo de redes que operam próximas ao seu ponto de máximo carregamento.

B.3.1 Ponto de Máximo Carregamento

A partir do sistema simplificado de duas barras ilustrado na Figura B.1, após manipulações matemáticas, pode-se obter uma relação entre o módulo da tensão no terminal da carga e a potência consumida por ela, conforme equação B.7.

$$V_L^4 + V_L^2(2XQ_L - E^2) + X^2[P_L^2 + Q_L^2] = 0 \quad (\text{B.7})$$

Por conseguinte, as raízes são determinadas pela equação:

$$V_L = \sqrt{\frac{E^2}{2} - XQ_L \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2P_L^2 - XE^2Q_L}} \quad (\text{B.8})$$

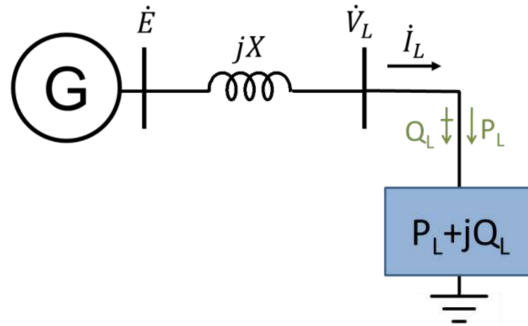


Figura B.1: Sistema simplificado de duas barras
Fonte: NEVES [80]

A representação gráfica da equação B.8 é apresentada na Figura B.2 que é obtida do seguinte modo: para cada incremento da potência ativa e reativa consumida, a tensão no terminal da carga é calculada, traçando-se a curva a azul até o ponto de máximo carregamento, conforme ilustrado nessa figura. Assim, a curva azul é formada por pontos em que o sistema é estável, já os pontos da curva laranja indica que o sistema, após o ponto de máximo carregamento, passou a ser instável [100]. Essa curva também é conhecida como curva P-V [69].

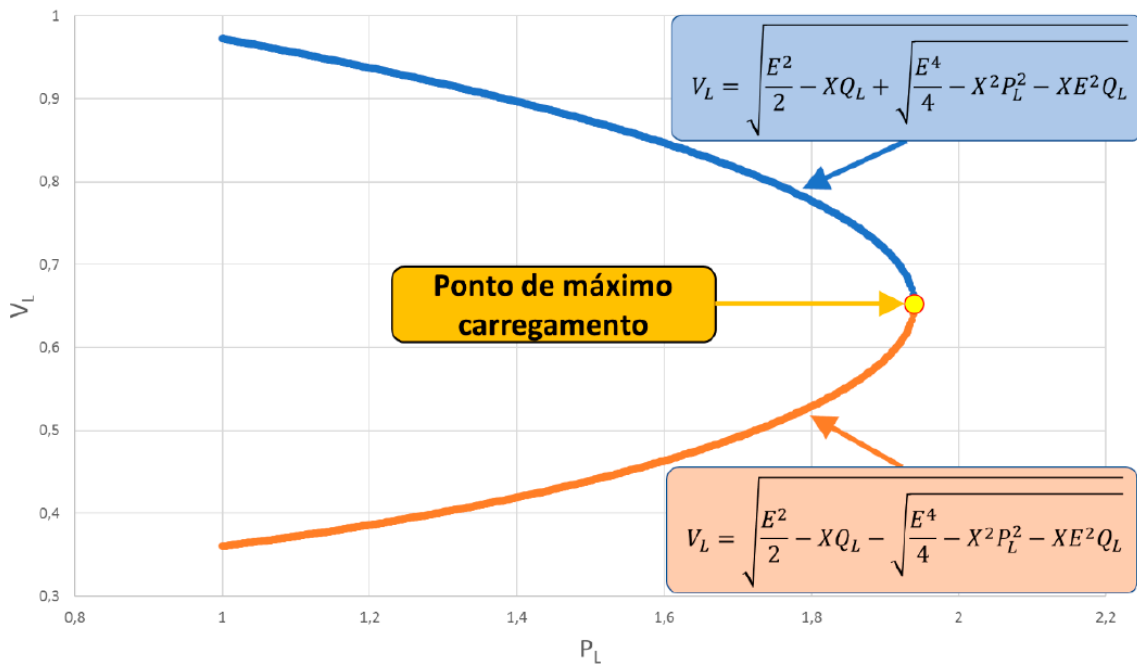


Figura B.2: Determinação gráfica do ponto de máximo carregamento na curva P-V
Fonte: NEVES [80]

B.3.2 Análise de Fluxo de Potência Continuado

O fluxo de potência continuado consiste em calcular o novo ponto de operação de um sistema elétrico para um incremento de carga pré-definido com intuito de calcular o ponto

de carregamento máximo de um sistema elétrico.

A solução do fluxo de potência continuado baseia-se na implementação do método do vetor tangente, estruturando-se em duas etapas principais interligadas através de um parâmetro de carga ou continuação: predição (predictor) e correção (corrector) [83]. Essas etapas são baseadas nas equações formuladas para o fluxo de potência convencional, sendo reformuladas e acrescidas desse referido parâmetro.

Na etapa de predição, a partir de uma solução conhecida é realizada uma estimativa de um novo ponto de operação. Essa estimativa é realizada na direção tangente à função no ponto de operação inicial e com incremento de carga pré-definido. Já na etapa de correção, processa-se um fluxo de potência convencional acrescido de uma variável (λ) e uma equação. Essa equação adicional especifica o valor de uma das variáveis de estado, que é chamada de parâmetro de continuação. Desse modo, o processo iterativo de predição-correção é repetido até que a solução desejada seja obtida [37]

A Figura B.3 corrobora com melhor entendimento das etapas supracitadas. Mais detalhes a respeito do fluxo de potência continuado podem ser obtidos nas referências AJ-JARAPU [83], FERRAZ [101] e FERRAZ *et al.*[102].

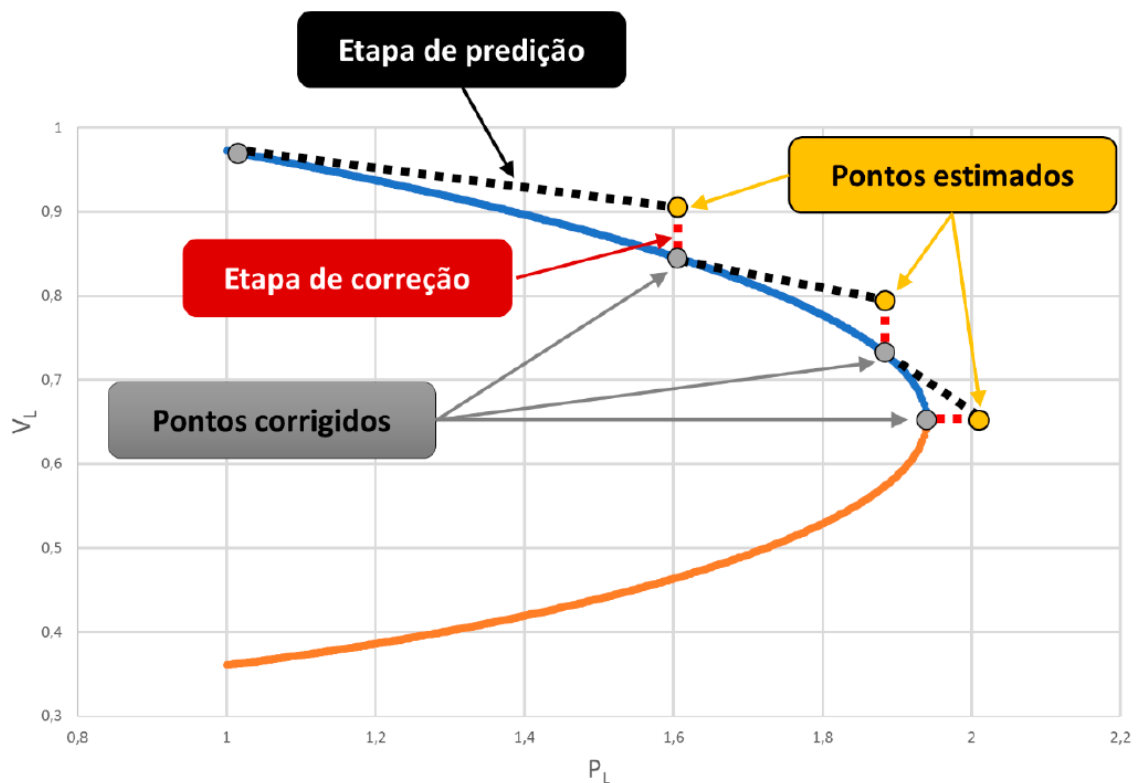


Figura B.3: Etapas do fluxo de potência continuado
Fonte: NEVES [80]

B.4 Modelagem dos Geradores

Nos estudos de fluxo de potência, o gerador é o componente que fornece potência elétrica à rede segundo as componentes de potência ativa P_{GK} e potência reativa Q_{GK} à rede elétrica, injetando-a na barra a qual está conectado, conforme representado na Figura B.4.

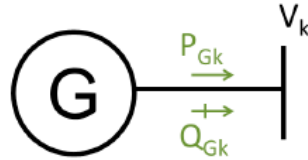


Figura B.4: Modelo de representação de um gerador
Fonte: NEVES [80]

B.5 Modelagem dos Transformadores

Para os estudos de fluxo de potência no que tange aos parâmetros obtidos a partir de ensaios de curto-circuito e de circuito aberto [103] [104], desprezam-se: os efeitos da corrente de magnetização; perdas por histerese e correntes parasitas no núcleo e, considerando-se elevado rendimento, despreza-se também a resistência dos enrolamentos [103][104], de modo que um típico transformador de dois enrolamentos pode ser modelado por uma reatância equivalente.

A reatância equivalente consiste na reatância obtida nos ensaios de curto-circuito, ambas refletidas para o mesmo lado do transformador tendo como base de tensão os valores nominais de tensão de cada enrolamento do transformador, conforme apresentado na Figura B.5 e equações B.9 B.10 a seguir:

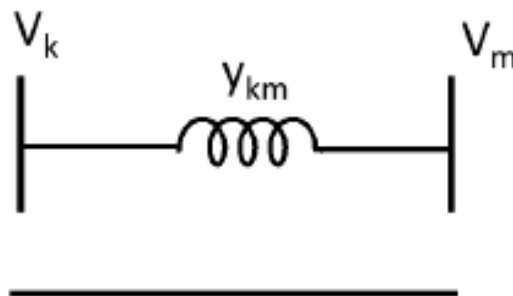


Figura B.5: Modelo típico do transformador de dois enrolamentos
Fonte: NEVES [80]

$$x_{eq} = x_1 + x_2' \quad (\text{B.9})$$

$$y_{km} = \frac{-j}{x_{eq}} = \frac{-j}{x_1 + x_2'} \quad (\text{B.10})$$

Caso seja um transformador com ajuste de tape em carga (do inglês *LTC -load tap change*), o tape passa a ser uma variável do modelo. A comutação de tapes auxiliam no controle de tensão nos sistemas elétricos quando se deseja ajustar o nível de tensão de um barramento. Independentemente se o ajuste de tape é automático (através de controladores) ou manual (quando operadores de sistema realizam a comutação), a admitância do modelo pode ser colocada do lado unitário (referência) ou do lado do tape. Assume-se que o valor da admitância não varia com a posição do tape [72]. O modelo pi equivalente do transformador com tape [72] está mostrado na Figura B.6. A obtenção dos parâmetros apresentados se dá pelas equações B.11 e B.12.

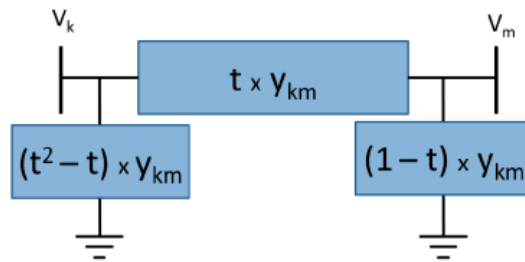


Figura B.6: Modelo típico do transformador de dois enrolamentos com comutação automática de tape

Fonte: NEVES [80]

$$\frac{\dot{V}_k}{\dot{V}_m} = \frac{1}{t} \quad (\text{B.11})$$

$$\frac{\dot{I}_k}{\dot{I}_m} = t \quad (\text{B.12})$$

B.6 Modelagem de Linha de transmissão

A modelagem da linha de transmissão para estudos de fluxo de potência também pode ser realizada através do modelo pi equivalente, ao qual são atribuídos três parâmetros [85] apresentados na Figura B.7 e citados abaixo. Os cálculos desses parâmetros dependem das características intrínsecas dos condutores utilizados, da distribuição espacial entre eles, dentre outros fatores [105]. [106].

- r_{km} : resistência série entre barra “k” e a barra “m”;
- x_{km} : reatância série entre a barra “k” e a barra “m”;
- b_{shunt}^{km} : susceptância *shunt* (paralela).

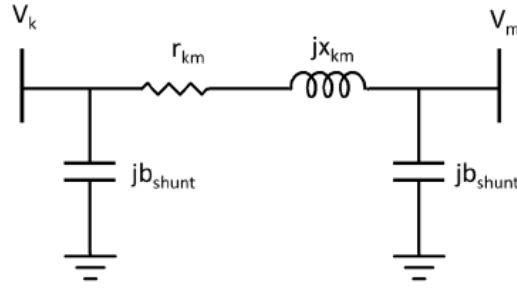


Figura B.7: Modelo típico de linha de transmissão
Fonte: NEVES [80]

B.6.1 Modelagem da Carga

As cargas são representadas por um consumo de potência ativa (P_{Lk}) e reativa (Q_{Lk}), conforme Figura B.8. A modelagem usualmente aplicada para estudos de fluxo de potência denomina-se modelo de carga ZIP [72], 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 B.13 e B.14.

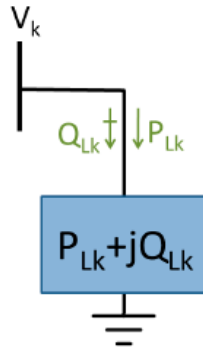


Figura B.8: Modelo de representação de uma carga
Fonte: NEVES [80]

$$P_{Lk} = (a_P + b_P \times V_k + c_P \times V_k^2) \times P_{Lk}^{nominal} \quad (\text{B.13})$$

$$Q_{Lk} = (a_Q + b_Q \times V_k + c_Q \times V_k^2) \times Q_{Lk}^{nominal} \quad (\text{B.14})$$

Onde os fatores das equações B.13 e B.14 devem obedecer às relações das equações B.15 e B.16

$$a_P + b_P + c_P = 1 \quad (\text{B.15})$$

$$a_Q + b_Q + c_Q = 1 \quad (\text{B.16})$$

B.7 Modelagem de Equipamentos de Controle de Tensão

A estabilidade de tensão refere-se à habilidade de um sistema de potência em manter o valor das tensões, dentro de uma faixa, no valor de regime em suas barras após este ser submetido a uma perturbação, dado um ponto de operação inicial [35]. Assim tensões dos barras de um sistema elétrico (tensões nodais) podem ser influenciadas pelas variações de carga e alterações da configuração da rede, por alguma contingência, por exemplo, dentre outras perturbações que, causando colapso de tensão que pode desencadear blecaute [100].

Por essa razão, são utilizados equipamentos de compensação passiva e ativa da potência reativa para fins de controle do perfil de tensão de um sistema elétrico. Os reatores e bancos de capacitores *shunt* são compensadores passivos, dado que a injeção/consumo de potência reativa depende de seus valores nominais (de reatância e susceptância, respectivamente) e no valor de tensão das barras às quais estão conectados. Já os compensadores síncronos e estáticos (SVC) são compensadores ativos, uma vez que a potência reativa injetada/absorvida podem ser ajustadas com o objetivo de manter o valor do módulo de tensão constante na barra a qual estão ligados [107] [108]. Vale ressaltar que os geradores também são compensadores ativos e, juntamente com os transformadores com comutação de tape em carga, auxiliam também no controle de potência reativa do sistema.

B.7.1 Reator de Barra

O reator de barra (*shunt*) pode ser modelado tal qual uma indutância elementar conectado a uma barra e referenciado à terra: armazena energia na forma de campo magnético. Por isso, usualmente, é dito que "absorve" potência reativa da rede e é representado pela sua potência reativa nominal. Estando conectado a uma barra, conforme Figura B.9 , como o valor de reatância (x_r) é constante, a potência reativa (Q_r) absorvida por ele varia de acordo com o quadrado da tensão aplicada em seus terminais, conforme equações B.18 e B.17.

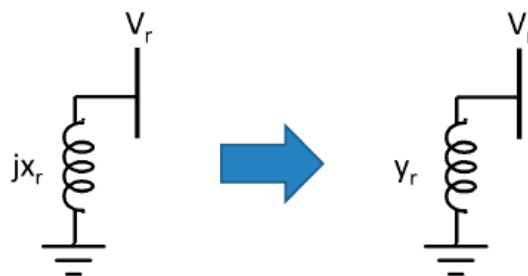


Figura B.9: Modelo típico do reator de barra
Fonte: NEVES [80]

$$Q_r = \frac{V_r^2}{x_r} \quad (\text{B.17})$$

$$y_r = \frac{-j}{x_r} \quad (\text{B.18})$$

Assim, em um sistema elétrico de potência, o chaveamento de um reator numa barra, ligando-o, tem a função de reduzir o valor de tensão na barra de controle (bem como nas adjacentes, a depender da influência).

B.7.2 Banco de Capacitores

O banco de capacitor *shunt* pode ser modelado tal qual uma capacitância elementar conectada a uma barra e referenciada à terra: armazena energia na forma de campo elétrico. Por isso, usualmente, é dito que "injeta"("fornece") potência reativa da rede e também pode ser representado pela sua potência reativa nominal.

Assim, estando conectado a uma barra, conforme Figura B.10 , como o valor de susceptância (b_c) é constante, a potência reativa (Q_c) injetada por ele varia de acordo com o quadrado da tensão aplicada em seus terminais, conforme equações B.20 e B.19.



Figura B.10: Modelo típico do banco de capacitor *shunt*
Fonte: NEVES [80]

$$Q_c = \frac{V_c^2}{b_c} \quad (\text{B.19})$$

$$y_c = jb_c \quad (\text{B.20})$$

Assim, em um sistema elétrico de potência, o chaveamento de um banco capacitor numa barra, ligando-o, tem a função de aumentar o valor de tensão na barra de controle (bem como nas adjacentes, a depender da influência).

B.7.3 Compensador Síncrono

O compensador síncrono pode ser modelado tal como um gerador. apresentado na seção B.4, entretanto, sem a componente de potência ativa (P_{Gk}), de modo que ele excursiona de acordo com uma faixa de injeção ou absorção de potência reativa da rede, tendo como referência a tensão do barramento ao qual está conectado.

B.7.4 Compensador Estático (SVC)

O compensador estático de reativos (SVC - do inglês *Static Var Compensator*) possui ação rápida no controle da tensão nodais. Para análise em regime permanente, uma das combinações pode ser um capacitor fixo e reator controlado por tiristor (TCR - Thyristor Controlled Reactor) [108], conforme ilustrado na Figura B.11 considerando o ângulo de disparo (α) do TCR como variável de estado.

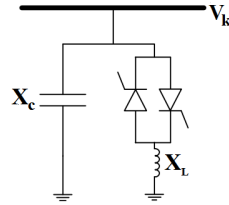


Figura B.11: Modelo típico de SVC
Fonte: ZEVALLOS [109]

A reatância equivalente X_{eq} , bem como a susceptância efetiva B_{eq} é determinada pela combinação em paralelo de X_c e X_L , como mostrado na equação B.21:

$$\frac{1}{B_{eq}} = X_{eq} = \frac{X_c \cdot X_L}{\frac{X_c}{\pi}(2(\pi - \alpha) + \text{sen}(2\alpha)) - X_L} \quad (\text{B.21})$$

Na modelagem do problema de fluxo de potência [110][109], O SVC apresenta três regiões de operação: (i) capacitiva, onde se comporta puramente como um capacitor, (ii) linear, onde sua potência reativa é função da tensão na barra controlada, (iii) indutiva. A equação de controle a ser adicionada é função da faixa em que está operando o SVC.

A faixa de operação é definida pelo valor da tensão da barra controlada.

- Faixa capacitiva: $V_k < V_k^{min}$
- Faixa linear: $V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max}$
- Faixa indutiva: $V_k > V_k^{max}$

Então, sendo conhecidos os valores da inclinação da reta de controle X_{sl} , a tensão de referencia V_0 e a susceptância mínima e máxima do SVC, são avaliadas as tensões mínima e máxima a cada iteração da forma das equações B.22 e B.23 [109] [110]:

$$V_k^{max} = V_0 + X_{sl} B_{min} V_k^2 \quad (\text{B.22})$$

$$V_k^{min} = V_0 + X_{sl} B_{max} V_k^2 \quad (\text{B.23})$$

Apêndice C

Diagrama Unifilar da Área Rio de Janeiro/ Espírito Santo)

A Figura C.1 ilustra o diagrama unifilar da área Rio de Janeiro/Espírito Santo que serviu como base para os estudos e modelagem da rede, conforme abordado na seção 4.2.

Destacadas por elipses cor roxa estão: na parte central, a subestação Cascadura, donde parte uma linha para a subestação Jacarepaguá (STJP) na parte de baixo à esquerda e outra linha para usina termelétrica Seropédica. Da subestação Cascadura, bem como da subestação STJP também partem circuitos do sistema de suprimento de cargas da Região Metropolitana do Rio de Janeiro, tais como: Galeão, Maracanã, Sambódromo, Copacabana, dentre outras. Os circuitos em 138 kV são indicados pela cor amarela das linhas do diagrama unifilar.

À direita inferior da subestação Cascadura, há a subestação Grajaú (STGR), destacada por outra elipse roxa. A linhas vermelhas do diagrama unifilar representam o nível de tensão de 500 kV. Assim, dessa subestação chegam circuitos oriundos da subestação Zona Oeste (STZO), à esquerda da subestação STJP, e Adrianópolis (STAD) na parte superior à esquerda da subestação Cascadura. O desligamento simultâneo desses desses dois circuitos constituem a contingência dupla estudada como um evento crítico da área Rio, para o qual foi implementado o EEP Grajaú..

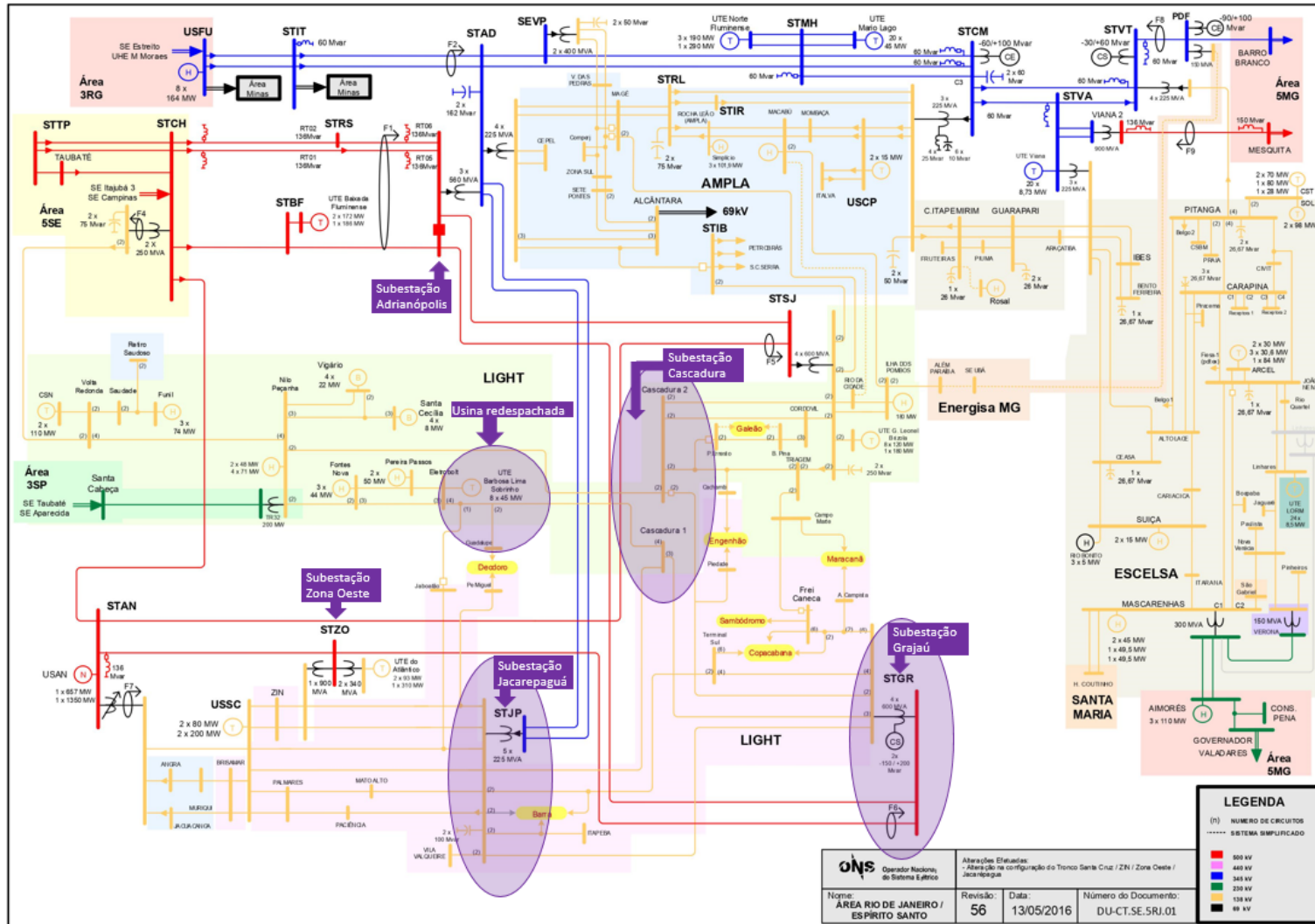


Figura C.1: Diagrama Unifilar da área Rio de Janeiro/Espírito Santo
 Fonte: ONS

Apêndice D

O Sistema Teste Brasileiro de 107 Barras CA (STB-107CA)

Nos próximos itens serão detalhados os parâmetros de rede do sistema teste.

D.1 Diagrama Unifilar Completo

Conforme informações constantes na referência [90], na Figura D.1 é apresentado o diagrama unifilar do sistema-teste com 107 barras, versão totalmente em corrente alternada, que abrange as usinas e a malha de transmissão em 345kV da região Sudeste, expandido com a inclusão do sistema de suprimento ao Mato Grosso em 230kV. Ele está dividido em três subsistemas denominados de Sul, Sudeste e Mato Grosso, com capacidade total de geração de 22.080 MW e possuindo uma carga total de 12.679 MW. O subsistema Sudeste concentra a maior capacidade de geração; cerca de 56% de toda a geração disponível no sistema.

A realização de intercâmbios entre os subsistemas oferece a possibilidade de ganhos energéticos com a operação otimizada de suas usinas, devido às sazonalidades presentes no sistema elétrico brasileiro. Portanto, a característica a destacar neste sistema está nos estudos de intercâmbios de energia entre as regiões, avaliando seus fatores limitantes envolvendo capacidade de transmissão e restrições operativas.

Outro fato relevante para a escolha deste sistema está na fragilidade existente no subsistema Mato Grosso, interligado ao subsistema Sudeste através de duas linhas de transmissão em 230kV a partir da SE Itumbiara, sendo muito dependente do recebimento de energia através deste tronco de transmissão. Este subsistema possui pontos com topologia de sistema radial atendidos em circuito simples. Essa situação exige cuidados na operação do sistema que funciona interligado, de modo que problemas nessa área não prejudiquem o restante do sistema.

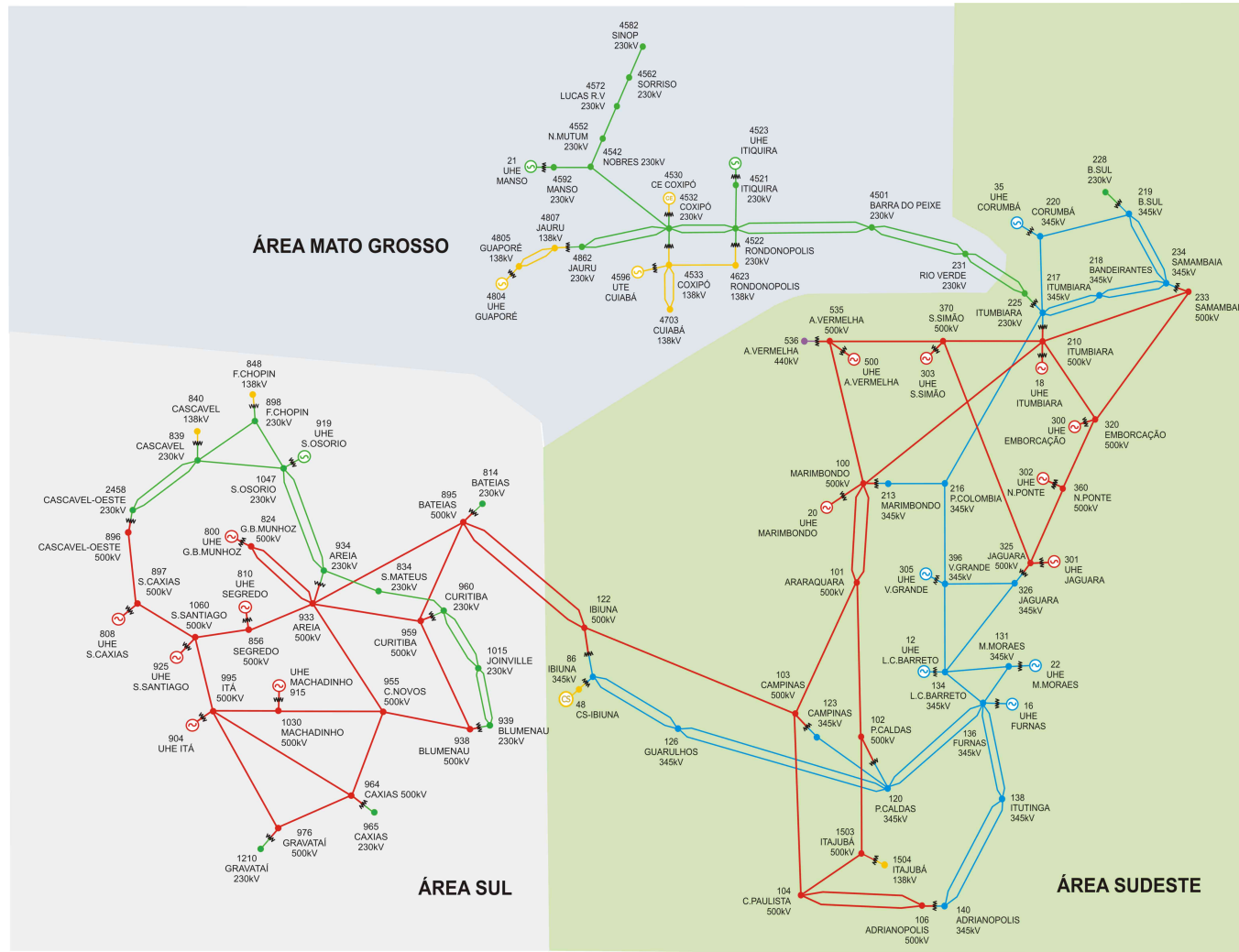


Figura D.1: Diagrama Unifilar Completo do Sistema-teste de 107 barras_CA
Fonte: 107BARRAS_CA [90]

D.2 Ponto de Operação do Caso Base

Abaixo são apresentadas a Tabela D.1 e a Tabela D.2 que apresentam o ponto de operação (ou resultados numéricos) do Sistema-Teste de 107 Barras, obtidos em condição de regime permanente (fluxo de potência), com a rede completa [90].

Tabela D.1: Relatório de barras - Caso Base

Número	Barra			Tensão		Geração		Carga		Shunt de Barra	
	Nome	Tipo	Área	Módulo [pu]	Ângulo [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Atual [pu]	Espec. Mvar
12	LCBARRET-4GR	1	1	1,000	-23,92	300,00	-202,60	0,0	0,00	0,00	0,0
16	FURNAS-5GR	1	1	1,000	-25,95	800,00	-133,89	0,0	0,00	0,00	0,0
18	ITUMBIAR-6GR	2	1	1,020	-23,77	995,76	-399,60	0,0	0,00	0,00	0,0
20	MARIMBON-5GR	1	1	1,010	-22,13	900,00	-321,02	0,0	0,00	0,00	0,0
21	MANSO-3GR	1	3	1,000	-62,09	140,00	-22,09	0,0	0,00	0,00	0,0
22	M.MORA-3GR	1	1	1,000	-19,62	150,00	-20,57	0,0	0,00	0,00	0,0
35	CORUMBA-2GR	1	1	1,000	-26,68	200,00	-49,63	0,0	0,00	0,00	0,0
48	IBIUNA-4CS	1	1	1,000	-42,49	0,00	-461,07	0,0	0,00	0,00	0,0
86	IBIUNA-345	0	1	1,033	-42,49	0,00	0,00	66,0	1,20	0,00	0,0
100	MARIMBON-500	0	1	1,056	-28,25	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
101	ARARAQUA-500	0	1	1,069	-36,05	0,00	0,00	0,0	0,00	-228,47	-200,0
102	POCOS-500	0	1	1,059	-42,72	0,00	0,00	0,0	0,00	-112,18	-100,0
103	CAMPINAS-500	0	1	1,072	-43,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
104	C.PAULIS-500	0	1	1,061	-51,47	0,00	0,00	910,0	235,00	0,00	0,0
106	ADRIANO-500	0	1	1,050	-52,35	0,00	0,00	0,0	0,00	-110,17	-100,0
120	P.CALDAS-345	0	1	1,041	-40,99	0,00	0,00	180,0	90,00	0,00	0,0
122	IBIUNA-500	0	1	1,067	-41,42	0,00	0,00	200,0	38,00	0,00	0,0
123	CAMPINAS-345	0	1	1,035	-45,78	0,00	0,00	450,0	175,00	0,00	0,0
126	GUARULHOS345	0	1	1,037	-43,23	0,00	0,00	290,0	95,00	0,00	0,0
131	M.MORAES-345	0	1	1,027	-27,04	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
134	LBARRETO-345	0	1	1,027	-26,16	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
136	FURNAS-345	0	1	1,028	-32,81	0,00	0,00	54,0	23,00	0,00	0,0
138	ITUTINGA-345	0	1	1,036	-43,87	0,00	0,00	72,0	34,00	0,00	0,0
140	ADRIANO-345	0	1	1,023	-53,46	0,00	0,00	700,0	250,00	0,00	0,0
210	ITUMBIARA500	0	1	1,048	-27,33	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
213	MARIMBON-345	0	1	1,050	-28,52	0,00	0,00	93,0	39,00	0,00	0,0
216	PCOLOMBIA345	0	1	1,049	-27,61	0,00	0,00	53,0	25,00	0,00	0,0
217	ITUMBIARA345	0	1	1,050	-32,03	0,00	0,00	364,0	58,00	0,00	0,0
218	BANDEIRA-345	0	1	1,025	-39,82	0,00	0,00	600,0	200,00	0,00	0,0
219	B.SUL-345	0	1	1,028	-38,69	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
220	CORUMBA-345	0	1	1,052	-31,71	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
225	ITUMBIARA230	0	1	1,008	-34,36	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
228	B.SUL-230	0	1	1,016	-40,38	0,00	0,00	86,0	34,00	0,00	0,0
231	R.VERDE-230	0	3	1,010	-49,08	0,00	0,00	89,7	31,90	0,00	0,0
233	SAMAMBAI-500	0	1	1,039	-35,97	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
234	SAMAMBAI-345	0	1	1,027	-38,78	0,00	0,00	1.000,0	350,00	0,00	0,0
300	EMBORCAC-3GR	1	1	1,020	-18,73	700,00	-183,59	0,0	0,00	0,00	0,0
301	JAGUARA-4GR	1	1	1,010	-19,17	300,00	-128,48	0,0	0,00	0,00	0,0
302	N.PONTE-3GR	1	1	1,020	-18,05	400,00	-124,94	0,0	0,00	0,00	0,0
303	S.SIMAO-4GR	1	1	1,020	-24,05	200,00	-279,14	0,0	0,00	0,00	0,0
305	V.GRANDE-4GR	1	1	1,000	-21,89	300,00	-60,37	0,0	0,00	0,00	0,0
320	EMBORCAC-500	0	1	1,049	-23,82	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
325	JAGUARA-500	0	1	1,046	-23,46	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
326	JAGUARA-345	0	1	1,033	-25,69	0,00	0,00	274,0	104,00	0,00	0,0
360	NPONTE-500	0	1	1,047	-22,21	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
370	SSIMAO-500	0	1	1,049	-25,18	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
396	VGRANDE-345	0	1	1,041	-25,62	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
500	A.VERMEL-4GR	1	1	1,020	-21,33	800,00	-118,07	0,0	0,00	0,00	0,0
535	AVERMELHA500	0	1	1,035	-25,78	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
536	AVERMELH-440	0	1	1,023	-28,58	0,00	0,00	700,0	150,00	0,00	0,0
800	GBMUNHOZ-2GR	1	2	1,020	-6,89	1.100,00	138,38	0,0	0,00	0,00	0,0
808	SCAXIAS-4GR	1	2	1,020	3,73	1.150,00	114,39	0,0	0,00	0,00	0,0
810	SSEGREDO-4GR	1	2	1,020	-3,80	1.200,00	-72,20	0,0	0,00	0,00	0,0
814	BATEIAS-230	0	2	0,996	-37,31	0,00	0,00	735,4	191,00	0,00	0,0
824	GBMUNHOZ-500	0	2	1,038	-17,18	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
834	S.MATEUS-230	0	2	0,991	-28,56	0,00	0,00	13,4	4,20	0,00	0,0
839	CASCVEL-230	0	2	1,000	-6,17	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
840	CASCVEL-138	0	2	0,986	-9,16	0,00	0,00	159,0	36,00	0,00	0,0
848	FCHOPIM-138	0	2	0,999	-5,29	0,00	0,00	94,0	18,00	0,00	0,0
856	SEGREDO-500	0	2	1,035	-10,66	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
895	BATEIAS-500	0	2	1,044	-35,07	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
896	CASCAVELO500	0	2	1,028	-4,05	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
897	SCAXIAS-500	0	2	1,040	-2,78	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0

TabelaD.1 continuação da página anterior

Barra				Tensão		Geração		Carga		Shunt de Barra	
Número	Nome	Tipo	Área	Módulo [pu]	Ângulo [°]	MW	Mvar	MW	Mvar	Atual [pu]	Espec. Mvar
898	FCHOPIM-230	0	2	1,012	-1,90	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
904	ITA-4GR	1	2	1,020	-14,89	700,00	-236,40	0,0	0,00	0,00	0,0
915	MACHADIN-2GR	1	2	1,020	-12,75	700,00	-109,43	0,0	0,00	0,00	0,0
919	SOSOR1A4-4GR	1	2	1,000	5,98	700,00	89,06	0,0	0,00	0,00	0,0
925	SSANTIAG-3GR	1	2	1,020	0,11	950,00	73,05	0,0	0,00	0,00	0,0
933	AREIA-500	0	2	1,038	-17,55	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
934	AREIA-230	0	2	0,998	-17,72	0,00	0,00	237,0	59,00	0,00	0,0
938	BLUMENAU-500	0	2	1,043	-37,11	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
939	BLUMENAU-230	0	2	0,996	-39,52	0,00	0,00	1.149,0	53,06	0,00	0,0
955	CNOVOS-500	0	2	1,058	-23,47	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
959	CURITIBA-500	0	2	1,033	-34,77	0,00	0,00	0,0	0,00	106,76	100,0
960	CURITIBA-230	0	2	0,996	-37,29	0,00	0,00	844,7	469,10	0,00	0,0
964	CAXIAS-500	0	2	1,037	-30,79	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
965	CAXIAS-230	0	2	1,003	-33,26	0,00	0,00	755,6	56,24	0,00	0,0
976	GRAVATAI-500	0	2	1,012	-33,47	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
995	ITA-500	0	2	1,050	-19,22	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
1015	JOINVILLE230	0	2	0,998	-39,47	0,00	0,00	70,0	2,00	0,00	0,0
1030	MACHADIN-500	0	2	1,052	-20,50	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
1047	SOSORIO-230	0	2	1,017	-0,92	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
1060	SSANTIAG-500	0	2	1,043	-7,85	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
1210	GRAVATAI-230	0	2	1,003	-36,22	0,00	0,00	1.228,0	425,00	0,00	0,0
1503	ITAJUBA-500	0	1	1,061	-49,28	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
1504	ITAJUBA-138	0	1	1,026	-53,25	0,00	0,00	145,0	63,00	0,00	0,0
2458	CASCVEL-230	0	2	1,001	-6,40	0,00	0,00	403,0	126,00	0,00	0,0
4501	B.PEIXE-230	0	3	1,026	-60,51	0,00	0,00	31,4	7,10	-47,36	-45,0
4521	ITIQUIRA-230	0	3	1,034	-66,19	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
4522	RONDONOP-230	0	3	1,032	-68,28	0,00	0,00	0,0	0,00	-21,30	-20,0
4523	ITIQUIR-2GR	1	3	1,010	-60,49	50,00	-9,08	0,0	0,00	0,00	0,0
4530	COXIPO-CE-12	0	3	1,020	-72,85	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
4532	COXIPO-230	0	3	1,041	-72,85	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
4533	COXIPO-138	0	3	1,015	-73,19	0,00	0,00	75,4	16,10	0,00	0,0
4542	NOBRES-230	0	3	1,025	-72,05	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
4552	N.MUTUM-230	0	3	1,007	-79,65	0,00	0,00	12,6	1,20	-20,28	-20,0
4562	SORRISO-230	0	3	1,012	-87,94	0,00	0,00	23,8	7,40	0,00	0,0
4572	LUCAS-RV230	0	3	1,009	-84,99	0,00	0,00	18,0	6,40	0,00	0,0
4582	SINOP-230	0	3	1,018	-90,77	0,00	0,00	65,5	16,70	31,09	30,0
4592	MANSO-230	0	3	1,018	-67,14	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
4596	CBA-GAS-2GR	1	3	1,000	-68,29	230,00	-28,66	0,0	0,00	0,00	0,0
4623	RONDONOP-138	0	3	1,018	-71,22	0,00	0,00	128,2	40,76	0,00	0,0
4703	CULABA-138	0	3	1,003	-74,30	0,00	0,00	182,1	29,75	0,00	0,0
4804	GUAPORE-2GR	1	3	1,000	-74,63	50,00	-16,77	0,0	0,00	0,00	0,0
4805	GUAPORE-138	0	3	1,025	-78,36	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,0
4807	JAUURU-138	0	3	1,025	-79,62	0,00	0,00	128,9	36,30	0,00	0,0
4862	JAUURU-230	0	3	1,046	-77,91	0,00	0,00	0,0	0,00	-32,83	-30,0

Tabela D.2: Relatório de Linhas de Transmissão e Transformadores - Caso Base

Da Barra	Para Barra	Circuito	Tape	Fluxo		Potência	Corrente	Carregamento	Perdas
Número	Número	Número	pu	MW	Mvar	MVA	kA	Percentual	MW
86	122	1	1,000	-107,51	-183,48	212,66	118,86	29,29	0,00
86	122	2	1,000	-107,51	-183,48	212,66	118,86	29,29	0,00
100	20	1	1,000	-900,00	434,15	999,24	546,22	65,74	0,00
100	101	1	-	560,58	-175,06	587,28	321,02	35,27	4,88
100	101	2	-	564,72	-174,79	591,15	323,14	35,50	4,92
100	210	1	-	-58,00	-108,40	122,94	67,20	10,50	0,08
100	213	1	1,000	21,73	28,18	35,59	19,45	6,36	0,00
100	535	1	-	-189,03	-4,08	189,07	103,35	16,93	0,65
101	102	1	-	536,72	-80,05	542,65	293,13	32,59	3,95
101	103	1	-	578,78	-131,99	593,64	320,67	35,65	4,46
102	120	1	1,000	-138,72	80,30	160,29	87,37	28,62	0,00
102	1503	1	-	671,48	-98,86	678,72	369,97	40,76	4,42
103	123	1	1,000	222,82	169,41	279,91	150,74	49,98	0,00
104	103	1	-	-538,15	-112,30	549,74	299,08	33,28	5,06
104	1503	1	-	-520,84	11,04	520,96	283,42	31,63	1,22
106	104	1	-	-74,39	-157,38	174,08	95,75	10,46	0,11
106	104	2	-	-74,39	-157,60	174,28	95,86	10,47	0,11
106	140	1	1,000	71,00	97,74	120,80	66,45	21,57	0,00
106	140	2	1,000	77,78	107,08	132,35	72,80	23,63	0,00
86	48	1	1,000	0,00	476,27	476,27	266,20	45,36	0,00
122	103	1	-	192,07	-120,12	226,53	122,56	13,61	0,36
123	120	1	-	-227,18	-22,08	228,25	127,31	38,62	1,74
126	86	1	-	-74,41	1,48	74,42	41,43	6,05	0,06

Tabela D.2 continuação da página anterior

Da Barra	Para Barra	Circuito	Tape	Fluxo		Potência	Corrente	Carregamento	Perdas	
				Número	Número	Número				pu
126	86	2	-	-	-74,49	1,52	74,50	41,47	6,06	0,06
126	120	1	-	-	-70,96	-48,72	86,08	47,91	14,43	0,28
126	120	2	-	-	-70,14	-49,28	85,72	47,72	14,37	0,28
131	22	1	1,000	-	-150,00	40,82	155,45	87,41	41,13	0,00
134	12	1	0,999	-	-300,00	220,10	372,08	209,21	32,75	0,00
134	131	1	-	-	158,86	-21,68	160,34	90,15	22,36	0,22
134	396	1	-	-	-32,17	-69,17	76,28	42,89	10,91	0,08
136	16	1	1,000	-	-800,00	234,94	833,79	468,30	65,14	0,00
136	120	1	-	-	349,77	-77,56	358,26	201,22	59,91	5,12
136	120	2	-	-	349,77	-77,56	358,26	201,22	59,91	5,12
136	131	1	-	-	-305,49	22,41	306,31	172,04	43,55	3,16
136	134	1	-	-	-291,94	9,62	292,10	164,06	50,02	3,10
136	138	1	-	-	314,85	-67,50	322,01	180,86	44,23	6,10
136	138	2	-	-	329,04	-67,37	335,87	188,64	43,85	5,72
140	138	1	-	-	-268,61	-24,82	269,75	152,30	37,87	4,55
140	138	2	-	-	-282,61	-28,48	284,04	160,37	37,75	4,30
210	18	1	1,000	-	-995,76	473,37	1.102,55	607,32	45,94	0,00
210	217	1	1,000	-	524,47	9,08	524,55	288,94	93,85	0,00
210	217	2	1,000	-	524,47	9,08	524,55	288,94	93,85	0,00
210	370	1	-	-	-177,28	-97,96	202,54	111,57	12,60	0,42
213	216	1	-	-	-71,27	-11,08	72,13	39,66	13,12	0,10
216	396	1	-	-	-259,70	75,40	270,43	148,85	39,52	0,88
217	216	1	-	-	-134,39	-39,32	140,02	76,98	21,11	0,94
217	218	1	-	-	263,54	-11,13	263,78	145,02	34,74	3,27
217	218	2	-	-	263,54	-11,13	263,78	145,02	34,74	3,27
218	234	1	-	-	-39,73	-44,43	59,60	33,58	9,33	0,06
218	234	2	-	-	-39,73	-44,43	59,60	33,58	9,33	0,06
219	234	1	-	-	42,56	20,50	47,24	26,52	7,98	0,01
219	234	2	-	-	42,56	20,50	47,24	26,52	7,98	0,01
220	35	1	1,025	-	-200,00	68,73	211,48	116,07	50,71	0,00
220	217	1	-	-	26,86	-18,74	32,76	17,98	5,15	0,02
220	219	1	-	-	173,14	-49,99	180,21	98,91	24,55	2,01
225	217	1	0,955	-	-165,66	25,32	167,59	95,96	74,48	0,00
225	217	2	0,955	-	-153,43	23,45	155,21	88,87	27,72	0,00
225	231	1	-	-	128,68	-29,06	131,91	75,53	66,96	6,72
225	231	2	-	-	190,41	-19,71	191,43	109,61	97,17	4,53
228	219	1	1,000	-	-86,00	-34,00	92,48	52,56	41,61	0,00
231	4501	1	-	-	91,24	-37,39	98,60	56,36	50,05	3,81
231	4501	2	-	-	126,89	-37,16	132,22	75,57	67,12	2,36
233	210	1	-	-	-407,39	-155,66	436,11	242,29	17,14	4,34
233	320	1	-	-	-587,09	-106,91	596,75	331,54	23,58	8,77
234	233	1	1,000	-	-470,65	-99,84	481,12	270,44	46,36	0,00
234	233	2	1,000	-	-523,83	-111,12	535,49	301,00	51,60	0,00
320	210	1	-	-	347,08	-91,90	359,04	197,69	18,43	1,37
320	300	1	1,000	-	-700,00	251,88	743,94	409,62	61,99	0,00
320	360	1	-	-	-242,94	-17,76	243,59	134,12	12,39	0,45
325	301	1	1,000	-	-300,00	155,97	338,12	186,56	67,62	0,00
325	326	1	1,000	-	194,36	68,24	205,99	113,65	51,50	0,00
325	326	2	1,000	-	194,36	68,24	205,99	113,65	51,50	0,00
325	360	1	-	-	-156,38	-53,98	165,44	91,28	7,69	0,22
325	370	1	-	-	67,66	-238,47	247,88	136,77	11,24	0,12
326	134	1	-	-	121,88	68,43	139,78	78,11	16,94	0,13
326	396	1	-	-	-7,15	-52,70	53,18	29,72	8,54	0,02
360	302	1	1,000	-	-400,00	157,63	429,94	237,20	80,06	0,00
370	303	1	1,000	-	-200,00	291,12	353,20	194,37	20,30	0,00
370	535	1	-	-	89,85	40,48	98,55	54,23	8,32	0,16
396	305	1	1,025	-	-300,00	80,98	310,74	172,37	69,05	0,00
535	500	1	1,000	-	-800,00	182,50	820,55	457,73	54,70	0,00
536	535	2	1,000	-	-363,38	-77,87	371,63	209,75	50,13	0,00
814	895	1	0,965	-	-370,83	-95,89	383,03	222,11	64,62	0,44
814	895	2	0,965	-	-364,57	-95,11	376,77	218,48	63,56	0,40
824	800	1	1,024	-	-1.100,00	60,09	1.101,64	612,83	66,15	0,00
824	933	1	-	-	554,36	-30,51	555,20	308,85	25,44	0,29
824	933	2	-	-	545,64	-29,58	546,44	303,98	25,04	0,28
834	934	1	-	-	-140,24	24,41	142,35	82,96	40,86	5,20
839	840	1	1,000	-	77,35	21,81	80,36	46,42	53,58	0,00
839	840	2	1,000	-	81,65	23,02	84,83	49,01	56,56	0,00
839	898	1	-	-	-107,15	-2,65	107,18	61,91	57,39	1,30
839	1047	1	-	-	-120,74	-4,75	120,83	69,80	64,83	1,78
839	2458	1	-	-	33,04	-18,72	37,97	21,94	11,90	0,03
839	2458	2	-	-	35,85	-18,71	40,44	23,36	11,36	0,03
856	810	1	1,000	-	-1.200,00	218,06	1.219,65	680,46	96,80	0,00
856	933	1	-	-	1.963,40	-124,58	1.967,35	1.097,62	86,55	18,75
856	1060	1	-	-	-763,40	-93,48	769,10	429,09	35,25	3,06

Tabela D.2 continuação da página anterior

Da Barra Número	Para Barra Número	Circuito Número	Tape pu	Fluxo		Potência	Corrente kA	Carregamento Percentual	Perdas MW
				MW	Mvar	MVA			
895	122	1	-	306,32	-309,56	435,50	240,80	33,53	2,78
895	122	2	-	306,32	-309,56	435,50	240,80	33,53	2,78
896	897	1	-	-334,17	-177,02	378,16	212,40	23,10	0,62
897	808	1	1,024	-1.150,00	16,55	1.150,12	638,81	85,99	0,00
898	848	1	1,000	94,00	23,84	96,98	55,33	64,65	0,00
898	1047	1	-	-202,45	-21,77	203,62	116,18	63,10	0,61
933	895	1	-	1.284,21	-98,83	1.288,00	716,67	61,04	30,73
933	955	1	-	543,29	-250,00	598,06	332,77	28,34	4,64
933	959	1	-	1.187,89	-73,88	1.190,18	662,24	54,55	26,43
934	933	1	0,975	-28,65	-113,03	116,60	67,44	17,58	0,04
934	1047	1	-	-176,78	36,44	180,50	104,39	58,75	10,31
934	1047	2	-	-177,01	36,52	180,74	104,53	58,82	10,32
938	955	1	-	-878,61	-65,91	881,08	487,92	44,43	18,55
938	959	1	-	-267,64	-18,96	268,31	148,59	25,55	0,93
939	938	1	0,959	-396,48	-9,38	396,59	229,80	59,19	0,45
939	938	2	0,959	-392,05	-9,05	392,15	227,23	58,53	0,46
939	938	3	0,959	-356,82	-18,07	357,28	207,02	53,33	0,00
939	1015	1	-	-1,83	-8,23	8,43	4,89	2,76	0,00
939	1015	2	-	-1,83	-8,33	8,53	4,94	2,79	0,00
955	964	1	-	602,07	-79,88	607,35	331,58	36,52	6,19
959	895	1	-	95,79	-293,04	308,30	172,27	14,61	0,38
960	834	1	-	-123,13	28,43	126,37	73,27	40,76	3,70
960	959	1	0,992	-398,50	-231,41	460,82	267,17	70,56	0,67
960	959	2	0,992	-397,28	-231,18	459,65	266,49	70,38	0,65
960	1015	1	-	36,98	-17,36	40,86	23,69	12,81	0,28
960	1015	2	-	37,23	-17,58	41,17	23,87	12,91	0,28
964	976	1	-	555,97	190,16	587,60	327,02	36,65	2,53
965	964	1	0,972	-381,20	-28,32	382,25	219,99	57,16	0,27
965	964	2	0,972	-374,40	-27,92	375,44	216,07	56,14	0,26
976	995	1	-	-676,57	-216,62	710,40	405,12	42,09	12,63
995	904	1	1,000	-700,00	296,93	760,37	418,20	46,79	0,00
995	964	1	-	724,14	-119,05	733,86	403,62	33,63	7,91
995	1030	1	-	265,11	-102,98	284,41	156,42	13,03	0,48
995	1060	1	-	-978,45	61,00	980,35	539,19	47,68	15,61
1030	915	1	1,000	-700,00	209,09	730,56	401,03	58,26	0,00
1030	955	1	-	964,63	-194,14	983,97	540,14	45,10	4,05
1047	919	1	1,025	-700,00	-4,30	700,01	397,47	89,55	0,00
1060	897	1	-	-810,52	56,35	812,48	449,56	34,76	4,69
1060	925	1	1,024	-950,00	59,14	951,84	526,68	67,96	0,00
1210	976	1	1,011	-399,00	-140,32	422,95	243,41	64,18	0,54
1210	976	2	1,011	-428,71	-146,13	452,93	260,66	68,73	0,81
1210	976	3	1,011	-400,29	-138,55	423,59	243,77	64,28	0,66
1503	1504	1	1,000	145,00	75,34	163,41	88,95	54,47	0,00
2458	896	1	0,994	-334,17	-159,83	370,43	213,72	63,03	0,00
4501	4522	1	-	67,29	-29,28	73,39	41,30	25,57	1,66
4501	4522	2	-	113,27	-44,41	121,67	68,47	50,91	2,02
4521	4523	1	1,000	-50,00	14,32	52,01	29,05	0,52	0,00
4522	4521	1	-	-49,64	0,93	49,64	27,78	26,01	0,36
4522	4532	1	-	45,60	-29,01	54,05	30,24	18,83	0,68
4522	4532	2	-	45,60	-29,01	54,05	30,24	18,83	0,68
4522	4623	1	1,000	67,66	20,24	70,62	39,51	70,62	0,00
4522	4623	2	1,000	67,66	20,24	70,62	39,51	70,62	0,00
4532	4530	1	1,000	0,00	15,26	15,26	8,46	0,15	0,00
4532	4533	1	1,000	7,33	32,08	32,90	18,25	32,90	0,00
4532	4533	2	1,000	7,33	32,08	32,90	18,25	32,90	0,00
4532	4533	3	1,000	7,33	32,08	32,90	18,25	32,90	0,00
4532	4542	1	-	-12,23	8,62	14,96	8,30	20,76	0,08
4533	4596	1	1,000	-230,00	48,87	235,14	133,82	2,35	0,00
4542	4552	1	-	125,73	-5,34	125,84	70,86	83,89	2,76
4552	4572	1	-	110,37	-24,07	112,97	64,77	75,31	1,71
4562	4572	1	-	-89,87	17,29	91,52	52,22	62,43	0,79
4562	4582	1	-	66,07	-24,69	70,53	40,25	47,02	0,57
4592	21	1	1,000	-140,00	34,95	144,30	81,83	1,44	0,00
4592	4542	1	-	140,00	-34,95	144,30	81,83	60,37	1,97
4623	4533	1	-	7,12	-7,72	10,50	5,96	10,50	0,09
4703	4533	1	-	-91,05	-14,87	92,26	53,12	93,24	0,76
4703	4533	2	-	-91,05	-14,87	92,26	53,12	93,24	0,76
4805	4804	1	1,000	-50,00	20,48	54,03	30,45	39,15	0,00
4805	4807	1	-	25,00	-10,24	27,02	15,22	31,41	0,21
4805	4807	2	-	25,00	-10,24	27,02	15,22	31,41	0,21
4862	4532	1	-	-39,66	-44,93	59,93	33,08	12,62	0,39
4862	4532	2	-	-39,66	-44,93	59,93	33,08	12,62	0,39
4862	4807	1	1,000	79,32	57,03	97,69	53,92	32,56	0,00
536	535	1	1,000	-336,60	-72,13	344,24	194,29	49,76	0,00

D.3 Arquivos extensão *.pwf* e *.dat* para Compilação

Quando o arquivo com os dados de configuração da rede lido pelo ORGANON for com extensão *pwf*, é necessário que exista, no mesmo local onde está gravado o arquivo *.pwf*, um arquivo texto com os dados das máquinas do sistema (arquivo *BNT1.DAT*) [37].

Os arquivos listados na forma dos itens a seguir são responsáveis pelas modelagens da rede (*.pwf*), bem como das usinas (*BNT1.dat*). Em CHAVES [37] há uma abordagem mais didática sobre a função de cada um desses arquivos.

D.3.1 Arquivo *107barra.pwf*

```
TITU
Sistema-Teste de 107 Barras - Caso Base
DOFC IMPR
(Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E (Op) E
QLIM L VLIM L CREM L CTAP L STEP L NEWT L RCVG L RMON L FILE L RTAB L
CONT L NOVO L CELO L MFCT L AREG L STPO L VLCR L CPHS L
99999
DEAR
(Num)OETGb( nome )Gl( V) ( A) ( Pg) ( Qg) ( Qn) ( Qm) (Bc ) ( Pl) ( Ql) ( Sh)Are(VÉ)M(1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
12 1 ALCBARRET-4GR D1000-24. 300.-203.-540. 420. 11000
16 1 AFURNAS--5GR D1000-26. 800.-134.-720. 480. 11000
18 2 AITUMBIAR-6GR D1020-24.996.1-399.-546. 600. 11000
20 1 AMARIMBON-5GR D1010-22. 900.-321.-640. 640. 11000
21 1 AMANSO--3GR D1000-63. 140.-21.6 -80. 84. 31000
22 1 AM.MOR.A-3GR D1000-20. 150.-20.6-120. 126. 11000
35 1 ACORUMBA-2GR D1000-27. 200.-49.4-180. 180. 11000
48 1 AIBIUNA--4CS D1000-42. 0.-461.-10801200. 11000
86 DIBIUNA--345 C1033-42. 66. 1.2 11000
100 EMARIMBON-500 A1056-28. 11000
101 BARARAQUA-500 A1069-36. -200. 11000
102 BPOCOS---500 A1059-43. -100. 11000
103 ECAMPINAS-500 A1072-43. 11000
104 BC.PAULIS-500 A1061-51. 910. 235. 11000
106 BADRIANO-500 A1050-52. -100. 11000
120 DP.CALDAS-345 C1041-41. 180. 90. 11000
122 BIBIUNA--500 A1067-41. 200. 38. 11000
123 DCAMPINAS-345 C1035-46. 450. 175. 11000
126 DGUARULHOS345 C1037-43. 290. 95. 11000
131 DM.MORAES-345 C1027-27. 11000
134 DLBARRETO-345 C1027-26. 11000
136 DFURNAS--345 C1028-33. 54. 23. 11000
138 DITUTINGA-345 C1036-44. 72. 34. 11000
140 DADRIANO-345 C1023-53. 700. 250. 11000
210 BITUMBIARA500 A1048-27. 11000
213 DMARIMBON-345 C1050-29. 93. 39. 11000
216 DPCOLOMBIA345 C1049-28. 53. 25. 11000
217 DITUMBIARA345 C1050-32. 364. 58. 11000
218 DBANDEIRA-345 C1025-40. 600. 200. 11000
219 DB.SUL---345 C1028-39. 11000
220 DCORUMBA-345 C1052-32. 11000
225 EITUMBIARA230 C1000-34. 11000
228 EB.SUL---230 C1016-40. 86. 34. 11000
231 ER.VERDE-230 C1004-49. 89.7 31.9 31000
233 BSAMAMBAI-500 A1039-36. 11000
234 DSAMAMBAI-345 C1027-39. 1000. 350. 11000
300 1 AEMBORCAC-3GR D1020-19. 700.-183.-440. 392. 11000
301 1 AJAGUARA-4GR D1010-19. 300.-128.-140. 140. 11000
302 1 AN.PONTE-3GR D1020-18. 400.-125.-150. 150. 11000
303 1 AS.SIMAO-4GR D1020-24. 200.-279.-600. 600. 11000
305 1 AV.GRANDE-4GR D1000-22. 300.-60.3-120. 120. 11000
320 BEMBORCAC-500 A1049-24. 11000
325 BJAGUARA-500 A1046-23. 11000
326 DJAGUARA-345 C1033-26. 274. 104. 11000
360 ENPONTE--500 A1046-22. 11000
370 BSSIMAO--500 A1049-25. 11000
396 DVGRANDE-345 C1041-26. 11000
500 1 AA.VERMEL-4GR D1020-21. 800.-118.-540. 540. 11000
535 BAVERMELHA500 A1035-26. 11000
```

536 CAVERMELH-440 B1023-29. 700. 150. 11000
800 1 AGBMUNHOZ-2GR D1020-6.91100.138.4-800. 800. 21000
808 1 ASCAXIAS-4GR D10203.721150.114.4-600. 600. 21000
810 1 ASSEGREDO-4GR D1020-3.81200.-72.2-400. 532. 21000
814 EBATEIAS-230 C1000-37. 735.4 191. 21000
824 EGBMUNHOZ-500 A1038-17. 21000
834 ES.MATEUS-230 C 991-29. 13.4 4.2 21000
839 ECASCVEL-230 C 999-6.2 21000
840 FCASCVEL-138 D 986-9.2 159. 36. 21000
848 FFCHOPIM-138 D 999-5.3 94. 18. 21000
856 BSEGREDO-500 A1035-11. 21000
895 BBATEIAS-500 A1044-35. 21000
896 BCASCVELO500 A1028-4.1 21000
897 BSCAXIAS-500 A1039-2.8 21000
898 EFCHOPIM-230 C1012-1.9 21000
904 1 AITA---4GR D1020-15. 700.-236.-475. 475. 21000
915 1 AMACHADIN-2GR D1020-13. 700.-109.-516. 465. 21000
919 1 ASOSORIA4-4GR D10005.98 700.89.06-148. 220. 21000
925 1 ASSANTIAG-3GR D1020.108 950.73.05-440. 420. 21000
933 BAREIA---500 A1038-18. 21000
934 EAREIA---230 C1000-18. 237. 59. 21000
938 BBLUMENAU-500 A1043-37. 21000
939 EBLUMENAU-230 C1000-40. 1149.53.06 21000
955 BCNOVOS--500 A1058-23. 21000
959 BCURITIBA-500 A1033-35. 100. 21000
960 ECURITIBA-230 C1000-37. 844.7469.1 21000
964 BCAXIAS--500 A1037-31. 21000
965 ECAXIAS--230 C1000-33. 755.656.24 21000
976 BGRAVATAI-500 A1012-33. 21000
995 BITA---500 A1050-19. 21000
1015 EJOINVILLE230 C 998-39. 70. 2. 21000
1030 BMACHADIN-500 A1052-21. 21000
1047 ESOSORIO-230 C1017-.92 21000
1060 BSSANTIAG-500 A1043-7.9 21000
1210 EGRAVATAI-230 C1000-36. 1228. 425. 21000
1503 BITAJUBA-500 A1061-49. 11000
1504 FITAJUBA-138 D1028-53. 145. 63. 11000
2458 ECASCVEL-230 C1000-6.4 403. 126. 21000
4501 EB.PEIXE-230 C1022-61. 31.4 7.1 -45. 31000
4521 EITTIQUIRA-230 C1032-67. 31000
4522 ERONDONOP-230 C1030-69. -20. 31000
4523 1 AITTIQUIR-2GR D1010-61. 50.-8.21 -42. 30. 31000
4530 ACOXIPO-CE-12 D1020-73. 31000
4532 ECOXIPO-230 C1040-73. 31000
4533 FCOXIPO-138 D1014-74. 75.4 16.1 31000
4542 ENOBRES-230 C1025-72. 31000
4552 EN.MUTUM-230 C1006-80. 12.6 1.2 -20. 31000
4562 ESORRISO-230 C1011-88. 23.8 7.4 31000
4572 ELUCAS-RV230 C1008-85. 18. 6.4 31000
4582 ESINOP-230 C1017-91. 65.5 16.7 30. 31000
4592 EMANSO-230 C1018-68. 31000
4596 1 ACBA-GAS-2GR D1000-69. 230.-27.3-160. 160. 31000
4623 FRONDONOP-138 D1015-72. 128.240.76 31000
4703 FCUIABA-138 D1002-75. 182.129.75 31000
4804 1 AGUAIPORE-2GR D1000-75. 50.-16.5 -86. 59. 31000
4805 FGUAPORE-138 D1024-79. 31000
4807 FJAURU-138 D1024-80. 128.9 36.3 31000
4862 EJAURU-230 C1046-78. -30. 31000
99999

DLIN

(De) d O d (Pa) NcEP (R%) (X%) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc) (Cn) (Ce)Ns (Cg) (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)

86 48 1 .71475 1. 10501050
86 122 1 1.913 1. 750 803
86 122 2 1.913 1. 750 803
100 20 1 1.264 1. 15201520
100 101 1 .172 2.72 231.4 16652460
100 101 2 .171 2.7 230.2 16652460
100 210 1 .209 2.935 254.6 17321732
100 213 1 2.357 1. 560 560
100 535 1 .153 2.4 203.8 16651665
101 102 1 .156 2.46 208.5 16651665
101 103 1 .152 2.39 202.6 16651665
102 120 1 2.403 1. 560 560
102 1503 1 .11 1.91161.85 16651665
103 123 1 2.419 1. 560 560
104 103 1 .196 3.1 264.9 16651665
104 1503 1 .05 .82 69.36 16651665
106 104 1 .152 2.39 202.7 16651665
106 104 2 .152 2.39 203.1 16651665

106 140 1 2.923 1. 560 560
106 140 2 2.668 1. 560 560
122 103 1 .105 1.619136.35 16651665
123 120 1 .359 3.945 66.68 598 598
126 86 1 .109 1.826 51.18 15321532
126 86 2 .109 1.824 51.18 15321532
126 120 1 .6 5.95 92.8 598 598
126 120 2 .606 6.02 93.8 598 598
131 22 1 8.8333 1. 378 378
134 12 1 1.335 .999 11361136
134 131 1 .092 1.01 16.9 717 717
134 396 1 .32 3.509 59.24 699 827
136 16 1 1.536 1. 12801280
136 120 1 .436 4.3 66.6 598 598
136 120 2 .436 4.3 66.6 598 598
136 131 1 .348 3.42 52.8 717 717
136 134 1 .375 4.13 69.9 598 598
136 138 1 .649 6.46 100.8 728 896
136 138 2 .558 6.19 105.7 766 896
140 138 1 .652 6.5 101.4 728 896
140 138 2 .558 6.19 105.7 766 896
210 18 1 .66667 1. 24002400
210 217 1 1.72 1. 560 560
210 217 2 1.72 1. 560 560
210 370 1 .147 2.32 196.6 16651665
213 216 1 T .219 2.42 40.7 598 598
216 396 1 .129 1.414 23.77 699 827
217 216 1 .565 6.248106.73 717 717
217 218 1 .507 5.61 95.6 766 766
217 218 2 .507 5.61 95.6 766 766
218 234 1 .43 4.799 82.2 639 639
218 234 2 .43 4.799 82.2 639 639
219 234 1 .035 .433 7.34 639 639
219 234 2 .035 .433 7.34 639 639
220 35 1 4.4965 1.025 417 417
220 217 1 .226 2.39643.235 766 766
220 219 1 .726 7.704138.01 766 766
225 217 1 2.721 .95 .95 1.11 225 225 22517
225 217 2 2.938 .95 .95 1.11 225 560 56017
225 231 1 4.1 19.76 36.08 197 197
225 231 2 1.27 13.62 49.47 197 197
228 219 1 3.595 1. 225 225
231 4501 1 4.51 21.69 40.25 197 197
231 4501 2 1.49 16.09 55.4 197 197
233 210 1 .28 3.99355.36 25982598
233 320 1 .27 3.87344.03 25982598
234 233 1 1.113 1. 10501050
234 233 2 1. 1. 10501050
320 210 1 .125 1.937149.96 19481948
320 300 1 1.3567 1. 12001200
320 360 1 .082 1.256 98.99 20782078
325 301 1 2.6325 1. 500 500
325 326 1 2.16 1. 400 483
325 326 2 2.16 1. 400 483
325 360 1 .1 1.519119.67 22512251
325 370 1 .28 4.84 419.5 22052205
326 134 1 .07 .7612.287 860 932
326 396 1 .24 2.74 45.47 623 699
360 302 1 1.9367 1. 537 537
370 303 1 1.0575 1. 17401740
370 535 1 .09311.3758 112.3 22052205
396 305 1 2.2 1.025 450 450
535 500 1 1.025 1. 15001500
536 535 1 1.533 1. 700 858
536 535 2 1.42 1. 750 900
814 895 1 .032 1.146 .9652 .9 1.1 814 600 60019
814 895 2 .031.1651 .9652 .9 1.1 814 600 60019
(De)d O d (Pa)NcEP (R%) (X%) (Mvar) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc) (Cn) (Ce)Ns (Cq) (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10)
824 800 1 1.68 1.024 16761676
824 933 1 .01 .12415.204 21822182
824 933 2 .01 .12615.428 21822182
834 934 1 2.44412.65221.706 359 359
839 840 1 6.64 1. .8811.136 839 150 15016
839 840 2 6.29 1. .8811.136 839 150 15016
839 898 1 1.13 6.9912.617 189 318
839 1047 1 1.22 7.69 13.81 189 323
839 2458 1 .22 1.091.8601 319 413
839 2458 2 .17 1.032.0537 356 356
856 810 1 1.05 1. 12601260

856 933 1 .052 .65480.493 22732273
856 1060 1 .056 .69785.746 21822182
895 122 1 .308 3.958444.84 12992252
895 122 2 .308 3.958444.84 12992252
896 897 1 .05 .73 78.06 16371637
897 808 1 1.02 1.024 13441478
898 848 1 6.36 1. .8811.136 898 150 15016
898 1047 1 .15 .891.6317 324 324
933 895 1 .2 2.55312.72 21102110
933 955 1 .162 2.048250.17 21102110
933 959 1 .2 2.69 336.4 21822182
934 933 1 T .031 1.207 .9747 .9 1.1 934 672 80619
934 1047 1 3.04515.73827.123 319 319
934 1047 2 3.04115.71827.089 319 319
938 955 1 .25562.9224 360.4 20372037
938 959 1 .127 1.603195.89 12661266
939 938 1 T .031 1.15 .9586 .9 1.1 939 672 80619
939 938 2 T .032 1.163 .9586 .9 1.1 939 672 80619
939 938 3 1.277 .9586 .9 1.1 939 672 67219
939 1015 1 T 1.271 6.56211.305 306 319
939 1015 2 T 1.283 6.56411.522 306 319
955 964 1 .18772.3467287.24 16881688
959 895 1 .05 .44 47.58 21102110
960 834 1 2.2111.47519.687 319 319
960 959 1 T .032 1.163 .9917 .9 1.1 960 672 80619
960 959 2 T .031 1.166 .9917 .9 1.1 960 672 80619
960 1015 1 1.892 9.77616.845 319 319
960 1015 2 1.895 9.70417.029 319 319
964 976 1 .0733 .9164112.17 16881688
965 964 1 T .02 1.211 .9717 .9 1.1 965 672 80619
965 964 2 T .02 1.233 .9717 .9 1.1 965 672 80619
976 995 1 .282 3.852 493.7 16881688
995 904 1 T 1.1538 1. 16251625
995 964 1 .16433.0339354.88 21822182
995 1030 1 .073 .92112.26 21822182
995 1060 1 .172 2.17265.16 21102110
1030 915 1 T 2.0655 1. 12541254
1030 955 1 .047 .5971.818 21822182
1047 919 1 T 1.7022 1.025 788 788
1060 897 1 .076 1.171124.58 23702681
1060 925 1 T 1.515 1.024 14021402
1210 976 1 T .03 1.219 1.01 .9 1.1 1210 672 80619
1210 976 2 T .039 1.138 1.01 .9 1.1 1210 672 80619
1210 976 3 T .036 1.217 1.01 .9 1.1 1210 672 80619
1503 1504 1 5.2 .9986 .95 1.1 1503 300 30013
2458 896 1 1.27 .9938 .9 1.1 2458 600 60019
4501 4522 1 3.76 20.68 35.66 287 287
4501 4522 2 1.64 12.46 61.5 239 239
4521 4523 1 20.71 1.
4522 4521 1 1.53 7.6 14.25 200 200
4522 4532 1 3.25 17.92 32.75 287 287
4522 4532 2 3.25 17.92 32.75 287 287
4522 4623 1 7.95 1. 100 100
4522 4623 2 7.95 1. 100 100
4532 4530 1 14.3 1.
4532 4533 1 8.6 1. 100 100
4532 4533 2 8.6 1. 100 100
4532 4533 3 8.6 1. 100 100
4532 4542 1 1.62 9.68 19.15 150 150
4533 4596 1 3.7635 1.
4542 4552 1 1.83 10.93 18.6 150 150
4552 4572 1 1.4 8.38 17. 150 150
4562 4572 1 .94 5.5910.644 150 150
4562 4582 1 1.24 7.38 13.28 150 150
4592 21 1 6.4 1.
4592 4542 1 1. 6.17 12.6 239 239
4623 4533 1 17.06 45.5 11.39 100 100
4703 4533 1 .9 2.31 .58 100 100
4703 4533 2 .9 2.31 .58 100 100
4805 4804 1 13.333 1. 138 138
4805 4807 1 3.089 8.134 2.085 86 86
4805 4807 2 3.089 8.134 2.085 86 86
4862 4532 1 2.57 23.68 97.42 556 697
4862 4532 2 2.57 23.68 97.42 556 697
4862 4807 1 4.05 1. 300 300
99999
DCER
(No) O Gr Un (Kb) (Incl) (Qg) (Qn) (Qm) C E
4530 10 1 4530 .1E-5 -14.4-54.563.96

```

99999
DGLT
(G (Vmn) (Vmx)
D .95 1.05
C .95 1.07
A .95 1.1
B .95 1.08
99999
DARE
(Ar (Xchg) ( Identificacao da area ) (Xmin) (Xmax)
1 0. AREA SUDESTE
2 0. AREA SUL
3 0. AREA MATO GROSSO
99999
DGBT
(G ( kv)
A 13.8
D 345.
B 500.
E 230.
C 440.
F 138.
99999
DGGB
(G Co Es
A 0 1
D 0 1
B 0 1
E 0 1
C 0 1
F 0 1
99999
FIM

```

D.3.2 Arquivo *BNT1.dat*

```

( *****
(* BNT1 - Sistema Teste Brasileiro de 107 Barras *)
( *****
(Dados das Usinas
(=====
( 1 - SUDESTE
(=====
(Nb) Gp Co ( Nome ) Umn Umx (Pbas)(Qbas)(Pmin)(Pmax)(Qmin)(Qmax)(Rtrf)(Xtrf)(%)
12 10 LCBARRET 6 120. 184. -90. 70. 5.340
16 10 FURNAS 8 100. 164. -90. 60. 7.680
18 10 ITUMBIAR 6 200. 380. -91. 100. 4.000
20 10 MARIMBON 8 110. 186. -80. 80. 6.320
22 10 M.MORAES 6 30. 54. -20. 21. 26.500
35 10 CORUMBA- 3 39. 127. -60. 60. 8.993
48 10 IBIUNA- 4 -270. 300. 2.859
300 10 EMBORCAC 4 190. 298. -110. 98. 4.070
301 10 JAGUARA- 4 80. 100. -35. 35. 10.530
302 10 N.PONTE- 3 110. 170. -50. 50. 5.810
303 10 S.SIMAO- 6 180. 280. -100. 100. 4.230
305 10 V.GRANDE 4 75. 95. -30. 30. 8.800
500 10 A.VERMEL 6 125. 232.7 -90. 90. 4.100
(
(=====
( 2 - SUL
(=====
(Nb) Gp Co ( Nome ) Umn Umx (Pbas)(Qbas)(Pmin)(Pmax)(Qmin)(Qmax)(Rtrf)(Xtrf)(%)
800 10 GBMUNHOZ 4 240. 418.5 -200. 200. 3.360
808 10 SCAXIAS- 4 235. 310. -150. 150. 4.080
810 10 SSEGREDO 4 180. 315. -100. 133. 4.200
904 10 ITA— 5 170. 290. -95. 95. 0.037 4.615
915 10 MACHADIN 3 260. 380. -172. 155. 4.131
919 10 SOSORIO- 4 120. 182. -37. 55. 0.097 6.809
925 10 SSANTIAG 4 220. 355. -110. 105. 0.034 4.545
(
(=====
( 3 - MATO GROSSO
(=====
(Nb) Gp Co ( Nome ) Umn Umx (Pbas)(Qbas)(Pmin)(Pmax)(Qmin)(Qmax)(Rtrf)(Xtrf)(%)
21 10 MANSO— 4 28. 54. -20. 21. 19.200
4596 10 CUIABA-G 2 160.0 -80.0 80.0 7.527

```

```
4804 10 GUAPORE- 3 41.4 -28.8 19.8 26.667
4523 10 ITIQUIRA 2 30.4 -21.1 15.2 41.420
(
999999
```

D.4 Modelo de Controladores para Estudos Dinâmicos - Arquivo com extensão *.dyn*

Os diagramas de blocos dos controladores para modelagem dinâmica estão disponíveis na referência [90]. Estes parâmetros são referentes aos controladores do sistema elétrico brasileiro, constante da base de dados dinâmicos do ONS referente a abril de 2019, envolvendo:

- Regulador de Tensão, Excitatriz e limitadores associados (sub e sobre-excitação, limitador Volt/Hertz, limitador de corrente de armadura, etc.);
- Regulador de velocidade, Turbina e limites associados;
- PSS e limites associados;
- Diagramas de blocos, no domínio da frequência, através de suas funções de transferência das malhas de controle correspondentes;
- Parâmetros associados, valores e faixas de ajuste.

Na presente pesquisa houve a exclusão de todos barramentos e outras informações que não dizem em respeito ao modelo de 107 barras CA, que poderiam prejudicar a modelagem dinâmica do caso base. Em CHAVES [37] há mais informações esse arquivo.

D.5 Arquivo de Definição dos Grupos de Geração e Outras Variáveis de Monitoramento para Região de Segurança Dinâmica - Arquivo *.def*

Abaixo, consta o arquivo o arquivo *107barras.def*, utilizado para a construção das regiões de segurança. Em CHAVES [37] se apresentam mais detalhes sobre esse tipo de arquivo.

```
! GROUP DATA FORMAT
!GROUP, #GROUP, GROUP_NAME (OBS #GROUP=1, 2 or 3)
! BUS, #BUS or BUS_NAME
!or
! AREA, #AREA
!or
! ZONE, #ZONE
!END
```

```

GROUP 1 MATOGR
BUS 21
BUS 4523
BUS 4596
BUS 4804
END
GROUP 2 EMBORCACAO
BUS 300
END
GROUP 3 500kVSUDES
BUS 301
BUS 302
BUS 303
BUS 305
BUS 500
END
END

!MONITOR DATA FORMAT
!MONITOR
! SYSTEM, VMIN, VMAX, CODE
!or
! AREA, #AREA, VMIN, VMAX, CODE
!or
! ZONE, #ZONE, VMIN, VMAX, CODE
!or
! BUS, #BUS, CODE
!END

MONITOR
END /

! UDV (User Defined Variable) DATA FORMAT
!UDV, UDV_NAME, UDV_TYPE
! #BUS, FACTOR (OBS) FOR UDV_TYPE=PG, QG, SG, PL, QL, SL, QSHT)
!or
! #BUS_FROM, #BUS_TO, CIRC_ID, FACTOR (OBS) FOR UDV_TYPE=PFLOW, QFLOW, SFLOW, IPU)
!END

UDV ITU-RV#1 PFLOW
231 225 01 1.00
END /
UDV ITU-RV#2 PFLOW
231 225 02 1.00
END /

! UDT (User Defined Table) DATA FORMAT
!UDT, UDT_NAME, UDT_TYPE(*)
! UDV_NAME, FACTOR, VMIN, VMAX (OBS) FOR UDT_TYPE=UDV)
!or
! #BUS, FACTOR, VMIN, VMAX (OBS) FOR UDT_TYPE=VPU, VANG, PG, QG, SG, PL, QL, SL, QSHT)
!or
! #BUS_FROM, #BUS_TO, CIRC_ID, FACTOR, VMIN, VMAX (OBS) FOR UDT_TYPE=PFLOW, QFLOW, SFLOW, IPU)
!END

!(*)OBS FOR UDT_TYPE=MIX FORMATS CHANGE TO
! UDV, UDV_NAME, FACTOR, VMIN, VMAX
! TYPE, #BUS, FACTOR, VMIN, VMAX (OBS) FOR TYPE=VPU, VANG, PG, QG, SG, PL, QL, SL, QSHT)
! TYPE, #BUS_FROM, #BUS_TO, CIRC_ID, FACTOR, VMIN, VMAX (OBS) FOR TYPE=PFLOW, QFLOW, SFLOW, IPU)

UDT ITUMB-RIOV SFLOW
231 225 01 1.0000 0.0000 197.0000
231 225 02 1.0000 0.0000 197.0000
END /
UDT IBIU-BATEI SFLOW
122 895 01 1.0000 0.0000 1299.0000
122 895 02 1.0000 0.0000 1299.0000
END /
UDT GERACAO107 PG
12 1.0000 0.0000 0.0000
16 1.0000 0.0000 0.0000
18 1.0000 0.0000 0.0000
20 1.0000 0.0000 0.0000
21 1.0000 0.0000 0.0000
22 1.0000 0.0000 0.0000
35 1.0000 0.0000 0.0000
300 1.0000 0.0000 0.0000
301 1.0000 0.0000 0.0000
302 1.0000 0.0000 0.0000

```



```

303 1.0000 0.0000 0.0000
500 1.0000 0.0000 0.0000
800 1.0000 0.0000 0.0000
808 1.0000 0.0000 0.0000
810 1.0000 0.0000 0.0000
904 1.0000 0.0000 0.0000
915 1.0000 0.0000 0.0000
919 1.0000 0.0000 0.0000
925 1.0000 0.0000 0.0000
4523 1.0000 0.0000 0.0000
4596 1.0000 0.0000 0.0000
4804 1.0000 0.0000 0.0000
END /
UDT G_SE PG
12 1.0000 0.0000 0.0000
16 1.0000 0.0000 0.0000
18 1.0000 0.0000 0.0000
20 1.0000 0.0000 0.0000
22 1.0000 0.0000 0.0000
35 1.0000 0.0000 0.0000
300 1.0000 0.0000 0.0000
301 1.0000 0.0000 0.0000
302 1.0000 0.0000 0.0000
303 1.0000 0.0000 0.0000
305 1.0000 0.0000 0.0000
500 1.0000 0.0000 0.0000
END /
UDT G-SUL PG
800 1.0000 0.0000 0.0000
808 1.0000 0.0000 0.0000
810 1.0000 0.0000 0.0000
904 1.0000 0.0000 0.0000
915 1.0000 0.0000 0.0000
919 1.0000 0.0000 0.0000
925 1.0000 0.0000 0.0000
END /
UDT G-MT PG
4523 1.0000 0.0000 0.0000
4596 1.0000 0.0000 0.0000
4804 1.0000 0.0000 0.0000
21 1.0000 0.0000 0.0000
END /
UDT VPU_CARGA_ VPU
231 1.0000 0.9500 1.0700
4501 1.0000 0.9500 1.0700
4552 1.0000 0.9500 1.0700
4572 1.0000 0.9500 1.0700
4562 1.0000 0.9500 1.0700
4582 1.0000 0.9500 1.0700
4623 1.0000 0.9500 1.0500
4533 1.0000 0.9500 1.0500
4703 1.0000 0.9500 1.0500
4807 1.0000 0.9500 1.0500
END /
UDT P_ITUMB-RI PFLOW
225 231 01 1.0000 0.0000 0.0000
225 231 02 1.0000 0.0000 0.0000
END /
!
! EQUIVALENT DEFINITION DATA
!
EQUIV /
END /

! ABACUS DATA FORMAT (OBS                               SEC and VIO contours and HIST1, ... HIST4 historical points)
!ABACUS
! SEC
! X1, Y1
! X2, Y2
! ...
! XN, YN (OBS                                           UP TO 50 PAIRS OF (X,Y) VALUES)
! END
! VIO
! X1, Y1
! X2, Y2
! ...
! XN, YN (OBS                                           UP TO 50 PAIRS OF (X,Y) VALUES)
! END
! HIST1 HIST_NAME (OBS                                   MUST REPEAT THIS BLOCK FOR HIST2, HIST3, HIST4)

```

```
! X1, Y1
! X2, Y2
! ...
! XN, YN (OBS UP TO 2000 PAIRS OF (X,Y) VALUES)
! END
!END
```

D.6 Arquivo de Eventos Dinâmicos - Arquivo *.evt*

Abaixo, consta o arquivo de eventos dinâmicos utilizado para o cálculo da região de segurança em torno de um ponto de operação. Em CHAVES [37] há abordagem mais didática sobre a função desse arquivo.

```

15.00 /
1 'ITUMBIARA230-R.VERDE-230#01 (From)' /
27 225 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 225 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 225 231 01 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
2 'ITUMBIARA230-R.VERDE-230#01 (To)' /
27 231 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 231 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 225 231 01 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
3 'ITUMBIARA230-R.VERDE-230#02 (From)' /
27 225 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 225 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 225 231 02 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
4 'ITUMBIARA230-R.VERDE-230#02 (To)' /
27 231 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 231 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 225 231 02 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
5 'R.VERDE-230-B.PEIXE-230#01 (From)' /
27 231 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 231 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 231 4501 01 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
6 'R.VERDE-230-B.PEIXE-230#01 (To)' /
27 4501 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 4501 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 231 4501 01 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
7 'R.VERDE-230-B.PEIXE-230#02 (From)' /
27 231 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 231 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 231 4501 02 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
8 'R.VERDE-230-B.PEIXE-230#02 (To)' /
27 4501 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 4501 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 231 4501 02 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
9 'B.PEIXE-230-RONDONOP-230#01 (From)' /
27 4501 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 4501 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 4501 4522 01 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
10 'B.PEIXE-230-RONDONOP-230#01 (To)' /
27 4522 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 4522 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 4501 4522 01 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
11 'B.PEIXE-230-RONDONOP-230#02 (From)' /
27 4501 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 4501 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 4501 4522 02 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
12 'B.PEIXE-230-RONDONOP-230#02 (To)' /
27 4522 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 4522 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 4501 4522 02 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
13 'RONDONOP-230-COXIPO-230#01 (From)' /
27 4522 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 4522 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 4522 4532 01 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
14 'RONDONOP-230-COXIPO-230#01 (To)' /
27 4532 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 4532 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 4522 4532 01 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
15 'RONDONOP-230-COXIPO-230#02 (From)' /
27 4522 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 4522 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 4522 4532 02 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
16 'RONDONOP-230-COXIPO-230#02 (To)' /
27 4532 0 0 0.0000 0.0000 0.2000 xxx xxx 0.0
28 4532 0 0 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
7 4522 4532 02 0.0000 0.0000 0.3000 xxx xxx 0.0
-99 /
-999 /

```