



MÉTODO EVOLUTIVO PARA SELEÇÃO DE CONTINGÊNCIAS BASEADO
EM ÍNDICES DE DESEMPENHO APLICADO NA CONSTRUÇÃO DA
REGIÃO DE SEGURANÇA DINÂMICA

Tallis Amorim Simões

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

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro
Março de 2019

MÉTODO EVOLUTIVO PARA SELEÇÃO DE CONTINGÊNCIAS BASEADO
EM ÍNDICES DE DESEMPENHO APLICADO NA CONSTRUÇÃO DA
REGIÃO DE SEGURANÇA DINÂMICA

Tallis Amorim Simões

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

Examinada por:

Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Vitor Hugo Ferreira, D.Sc.

Dr. Carlos Alberto da Silva Neto, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2019

Simões, Tallis Amorim

Método evolutivo para seleção de contingências baseado em índices de desempenho aplicado na construção da região de segurança dinâmica/Tallis Amorim Simões. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XVIII, 161 p.: il.; 29,7cm.

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 155 – 161.

1. Região de segurança. 2. Estabilidade transitória.
3. Seleção de contingência. 4. Índices de desempenho. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

À minha família.

Agradecimentos

À família que me fez que sou, tanto aos presentes quanto ao que cumpriu sua missão na terra, este trabalho é uma pequena forma de agradecimento.

À família que estou construindo, este trabalho faz parte da história que estamos construindo e agradeço todos os dias por ser seu companheiro.

Aos amigos do trabalho, ou melhor, à família Sudeste, que transforma a rotina diária de trabalho em bons momentos de diversão.

À minha orientadora, que indicou com maestria o caminho das pedras na forma de perguntas à mim dirigidas.

Aos quatro amigos que iniciaram este projeto comigo, por dividir as preocupações, esperanças e conhecimento.

"I will face my fear. I will permit it to pass over me and through me. And when it has gone past I will turn the inner eye to see its path. Where the fear has gone there will be nothing. Only I will remain."

- The Litany Against Fear

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

MÉTODO EVOLUTIVO PARA SELEÇÃO DE CONTINGÊNCIAS BASEADO
EM ÍNDICES DE DESEMPENHO APLICADO NA CONSTRUÇÃO DA
REGIÃO DE SEGURANÇA DINÂMICA

Tallis Amorim Simões

Março/2019

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho propõe um método de seleção de contingências aplicado na avaliação da região de segurança dinâmica, explorando os resultados das simulações no domínio do tempo já realizadas neste tipo de avaliação. O método se constitui na análise da evolução de índices de desempenho de uma contingência ao longo dos pontos de operação analisados para verificar a relevância desta contingência dentro do contexto operativo e inferir se esta pode ser excluída da avaliação da região de segurança.

Foram utilizados o modelo de rede New England e o modelo de rede do Sistema Elétrico Brasileiro para validar o uso dos índices de desempenho e constatar a eficácia do método evolutivo de seleção de contingências. Nesta etapa de validação, foram estudados os parâmetros e condições operativas que influenciam nos resultados e no desempenho do método proposto bem como apresentados alguns critérios de referência para o uso deste.

A ferramenta utilizada nesta dissertação foi o ORGANON, que é o programa computacional utilizado atualmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para avaliação em tempo real da segurança do sistema por meio de regiões de segurança.

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

AN EVOLUTIONARY METHOD FOR CONTINGENCY SCREENING BASED
ON PERFORMANCE INDICES APPLIED IN THE DYNAMIC SECURITY
REGION ASSESSMENT

Tallis Amorim Simões

March/2019

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

This study proposes a method of contingency screening applied in the dynamic security region assessment, exploiting the results of the time domain simulations employed in this kind of assessment. The method is based upon the behavior of the contingencies' performance indices along the evaluated operation points to verify the relevance of a contingency in the given operation condition and infer if it could be removed from the security region assessment.

The applicability and the efficiency of the evolutionary method proposed was tested on the New England network model and the Brazilian Interconnected Power System network model. It was analyzed which parameters and operation conditions influence in the results and performance of the proposed method and some reference criteria were shown.

The analysis was performed using ORGANON, a computer program used by the Brazilian ISO in real-time security assessment through security regions.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xv
Lista de Abreviaturas e Siglas	xviii
1 Introdução	1
1.1 Considerações Iniciais	1
1.2 Motivação	4
1.3 Objetivo	5
1.4 Estrutura da Dissertação	6
2 Estabilidade de Sistemas de Potência e Região de Segurança	8
2.1 Introdução	8
2.2 Classificação do Problema de Estabilidade	9
2.3 Abordagem para Análise de Estabilidade	11
2.3.1 Simulação no Domínio do Tempo	12
2.3.2 Função de Energia	14
2.4 Região de Segurança Dinâmica	15
2.5 Obtenção de uma Região de Segurança Dinâmica	16
3 Seleção de Contingências	22
3.1 Introdução	22
3.2 Seleção de Contingências Baseado em Métodos Diretos	24
3.3 Seleção de Contingências Baseada em Índices de Desempenho	25
3.3.1 Índices Baseados na Coerência	26
3.3.2 Índice Baseado em Conversão de Energia	29
3.3.3 Índice Heurístico Baseado em Energia Transitória	32
3.3.4 Índices Baseados em Produto Interno	33
3.3.5 Índice Baseado no Desvio de Frequência	36
3.3.6 Índices Compostos	38

4	Método Proposto para Seleção de Contingências na Obtenção da Região de Segurança	40
4.1	Introdução	40
4.2	Descrição do Método	42
4.2.1	Percentual de Contingências a Serem Excluídas Por Ponto de Operação	48
4.2.2	Número de Seleções Consecutivas para Eliminação da Contingência	49
4.2.3	Tamanho Mínimo da Lista	49
4.2.4	Índices de Desempenho Selecionados	50
4.2.5	CrITÉrios para Avaliação da Performance do Método Proposto	62
5	Resultados para o Sistema Teste	64
5.1	Introdução	64
5.2	Modelo New England	64
5.3	Parâmetros do Método Proposto Utilizados	68
5.4	Resultados para o Modelo New England	68
5.4.1	Acurácia	68
5.4.2	Aceleração do Processamento	92
5.4.3	Sensibilidade do Método aos Parâmetros Definidos pelo Usuário	98
6	Resultados para o Sistema Eléctrico Brasileiro	104
6.1	Introdução	104
6.2	Modelo do Sistema Eléctrico Brasileiro	104
6.3	Acurácia	112
6.3.1	Casos da Área Norte de Minas Gerais	112
6.3.2	Casos da Área Leste de Minas Gerais	121
6.3.3	Casos da Área São Paulo 440/230 kV	128
6.4	Aceleração do Processamento	141
7	Conclusões	152
7.1	Resumo do Trabalho e Conclusões Gerais	152
7.2	Trabalhos Futuros	154
	Referências Bibliográficas	155

Lista de Figuras

1.1	Diagrama do sistema de transmissão brasileiro [3].	2
2.1	Tipos de estabilidade	9
2.2	Variação do ângulo de um gerador em um caso estável, na cor vermelha, e em um caso instável, na cor azul.	14
2.3	Exemplo de uma região de segurança.	16
2.4	Plano contendo os possíveis pontos de operação definidos pelos grupos de geração.	18
2.5	Visualização da região de segurança dinâmica em três dimensões [28].	18
2.6	Nomogramas de uma região de segurança.	19
2.7	Conceito de avaliação de segurança dinâmica em uma direção.	20
2.8	Exemplo de uma uma direção dentro de uma região de segurança. . .	21
3.1	Ângulo do rotor dos geradores para um caso estável e coerente.	27
3.2	Ângulo do rotor dos geradores para um caso estável e menos coerente.	27
3.3	Ângulo do rotor dos geradores para um caso instável.	28
3.4	Exemplo de variações nas energias cinética, na cor azul, e potencial, na cor verde, para um caso estável.	30
3.5	Exemplo de variações nas energias cinética, na cor azul, e potencial, na cor verde, para um caso estável e mais próximo da instabilidade. .	30
3.6	Exemplo de variações nas energias cinética, na cor azul, e potencial, na cor verde, para um caso no limite da estabilidade.	31
3.7	Exemplo de variações nas energias cinética, na cor azul, e potencial, na cor verde, para um caso instável.	31
3.8	Exemplo de variações na energias cinética no instante de eliminação da falta para diferentes casos.	32
3.9	Exemplo de variações na energias cinética no instante de eliminação da falta para diferentes casos.	33
3.10	Comportamento de $\dot{\theta}_1$ para diferentes casos.	35
3.11	Comportamento de $\dot{\theta}_2$ para diferentes casos.	35

3.12	Resposta da frequência para contingência sem ilhamento, cada uma das curvas representa a frequência de um gerador.	36
3.13	Resposta da frequência para contingência com ilhamento, cada uma das curvas representa a frequência de um gerador.	37
3.14	Resposta da frequência para contingência com ilhamento para um caso com maior desbalanço inicial entre carga e geração.	37
3.15	Resposta da frequência para contingência com ilhamento em que o critério de frequência mínima foi violado.	38
4.1	Exemplo de sistema com áreas monitoradas e grupos de geração. . . .	42
4.2	Esquema simplificado do método proposto, com o número de contingências simuladas sendo reduzidas a cada novo ponto de operação avaliado.	44
4.3	Fluxograma do método proposto.	47
4.4	Sistema exemplo de 9 barras [60].	51
4.5	Região de segurança do sistema de 9 Barras: Nomograma G1 x G2. .	52
4.6	Evolução do valor do índice ID_{DOT2} de cada contingência na direção 1.	53
4.7	Ângulo dos geradores para a contingência do Ramo 4-6 na direção 1.	54
4.8	Evolução do valor do índice ID_{EN} de cada contingência na direção 1. .	55
4.9	Evolução do valor do índice ID_{FREQ} de cada contingência na direção 1.	55
4.10	Ângulo dos geradores para a contingência do Ramo 7-5 na direção 8.	56
4.11	Evolução do valor do índice ID_{DOT2} de cada contingência na direção 8.	56
4.12	Evolução do valor do índice ID_{EN} de cada contingência na direção 8. .	57
4.13	Evolução do valor do índice ID_{FREQ} de cada contingência na direção 8.	57
4.14	Região de segurança do sistema de 9 Barras: Nomograma G1 x G3. Destaque para a direção 10 em azul.	58
4.15	Região de segurança do sistema de 9 Barras: Nomograma G2 x G3. Destaque para a direção 11 em azul.	58
4.16	Evolução do valor do índice ID_{DOT2} de cada contingência na direção 10.	59
4.17	Evolução do valor do índice ID_{EN} de cada contingência na direção 10.	59
4.18	Evolução do valor do índice ID_{FREQ} de cada contingência na direção 10.	60
4.19	Evolução do valor do índice ID_{DOT2} de cada contingência na direção 11.	60
4.20	Evolução do valor do índice ID_{EN} de cada contingência na direção 11.	61
4.21	Evolução do valor do índice ID_{FREQ} de cada contingência na direção 11.	61
5.1	Área Monitorada: Malha Central [34].	65

5.2	Área Monitorada: Malha Sul [34].	66
5.3	Cenários testados [34].	67
5.4	Detalhe das contingências que limitaram a região de segurança.	69
5.5	Região de Segurança para a Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte}	71
5.6	Evolução do ID_{DOT2} para a direção 14.	73
5.7	Evolução do ID_{EN} para a direção 14.	74
5.8	Evolução do ID_{FREQ} para a direção 14.	74
5.9	Evolução do índice ID_{DOT2} para direção 6.	75
5.10	Evolução do índice ID_{EN} para direção 6.	75
5.11	Evolução do índice ID_{FREQ} para direção 6.	76
5.12	Evolução do índice ID_{DOT2} para direção 15.	78
5.13	Evolução do índice ID_{FREQ} para direção 15.	78
5.14	Região de segurança para a Malha Sul no caso Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte} . Destaque para as direções limitadas pela contingência que provoca ilhamento.	85
5.15	Valores de frequência na Ilha Sudeste para a contingência n ^o 6 em 3 cenários ao longo da direção 11.	86
5.16	Valores de frequência na Ilha Sudeste para a contingência n ^o 6 em 3 cenários ao longo da direção 2.	87
5.17	Evolução do índice ID_{DOT2} para direção 2.	87
5.18	Evolução do índice ID_{EN} para direção 2.	88
5.19	Evolução do índice ID_{FREQ} para direção 2.	88
5.20	Valores de defasagem angular em gerador da Ilha Sudeste para a contingência n ^o 6 em 3 cenários ao longo da direção 02.	89
5.21	Valores de defasagem angular em gerador do Grupo 2 para a contingência n ^o 7 em 3 cenários ao longo da direção 04.	91
5.22	Valores de frequência em gerador do Grupo 2 para a contingência n ^o 7 em 3 cenários ao longo da direção 04.	91
6.1	Área Monitorada Norte de Minas Gerais.	105
6.2	Área Monitorada Norte de Minas Gerais: Rede Alterada.	106
6.3	Área Monitorada Leste de Minas Gerais.	107
6.4	Área Monitorada 440/230 kV de São Paulo: detalhe para os equipamentos de 230 kV.	108
6.5	Área Monitorada 440/230 kV de São Paulo: detalhe para os equipamentos de 440 kV.	109
6.6	Área Monitorada 440/230 kV de São Paulo: detalhe para os equipamentos envolvidos.	111

6.7	Área Monitorada 440/230 kV de São Paulo: detalhe para os equipamentos indisponíveis.	112
6.8	Região de segurança da área Norte de MG, com destaque para direção 5.	113
6.9	Evolução de ID_{DOT2} para direção 5.	114
6.10	Evolução de ID_{EN} para direção 5.	114
6.11	Evolução de ID_{FREQ} para direção 5.	115
6.12	Evolução do comportamento do ângulo da UHE Irapé frente à contingência nº14: ponto de operação próximo ao limite da direção 1 em vermelho, ponto de operação original em azul, ponto de operação à 600 MW na direção 5 em verde, ponto de operação no limite da estabilidade da direção 5 em preto e ponto de operação instável na direção 5 em cinza.	116
6.13	Evolução de ID_{DOT2} para direção 1.	117
6.14	Evolução de ID_{EN} para direção 1.	118
6.15	Evolução de ID_{FREQ} para direção 1.	118
6.16	Evolução do comportamento do ângulo da UHE Irapé frente à contingência nº19 na direção 1.	119
6.17	Região de segurança da área Leste de MG.	121
6.18	Evolução do comportamento do frequência na UHE Salto Grande frente à contingência nº21 na direção 3.	122
6.19	Evolução do comportamento do frequência na UHE Salto Grande frente à contingência nº21 na direção 7.	123
6.20	Evolução de ID_{DOT2} para direção 3.	124
6.21	Evolução de ID_{EN} para direção 3.	124
6.22	Evolução de ID_{FREQ} para direção 3.	125
6.23	Evolução de ID_{DOT2} para direção 7.	125
6.24	Evolução de ID_{EN} para direção 3.	126
6.25	Evolução de ID_{FREQ} para direção 7.	126
6.26	Região de segurança da área São Paulo 440/230 kV.	129
6.27	Evolução de ID_{DOT2} para direção 4.	130
6.28	Evolução de ID_{EN} para direção 4.	130
6.29	Evolução de ID_{FREQ} para direção 4.	131
6.30	Comportamento do ângulo da UHE Jurumirim: ponto de operação original em verde, ponto de operação à 600 MW na direção 4 em azul, ponto de operação no limite da estabilidade da direção 4 em preto e ponto de operação instável na direção 4 em vermelho.	132
6.31	Evolução de ID_{DOT2} para direção 3.	133
6.32	Evolução de ID_{EN} para direção 3.	133

6.33	Evolução de ID_{FREQ} para direção 3.	134
6.34	Comportamento do ângulo das UHEs Capivara (linha tracejada) e Taquaruçu (linha contínua) frente à contingência n ^o 20: ponto de operação original em verde, ponto de operação à 600 MW na direção 3 em preto e ponto de operação instável na direção 3 em vermelho.	135
6.35	Evolução de ID_{DOT2} para direção 7.	137
6.36	Evolução de ID_{EN} para direção 7.	137
6.37	Evolução de ID_{FREQ} para direção 7.	138
6.38	Evolução de ID_{DOT2} para direção 8.	139
6.39	Evolução de ID_{EN} para direção 8.	139
6.40	Evolução de ID_{FREQ} para direção 8.	140
6.41	Região de segurança da área Norte de MG, com destaque para direção 6.	142

Lista de Tabelas

5.1	Lista de contingências utilizada nos casos da Malha Central.	65
5.2	Lista de contingências utilizada nos casos da Malha Sul.	66
5.3	Resultado para a Direção 14 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte}	70
5.4	Limites da Região de Segurança Dinâmica Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte}	72
5.5	Resultado para a Direção 6 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte}	77
5.6	Resultado para a Direção 15 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte}	79
5.7	Resultado para a Direção 20 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Nominal 100% P_{cte}	80
5.8	Resultado para a Direção 20 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Nominal 100% I_{cte}	81
5.9	Resultado para a Direção 20 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Nominal 100% Z_{cte}	82
5.10	Resultado para a Direção 20 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Nominal 100% P_{cte}	83
5.11	Resultado para a Direção 8 do caso Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Nominal 100% P_{cte}	84
5.12	Resultado para a Direção 2 do caso Malha Sul, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte}	90
5.13	Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a Direção 5, no caso da Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Pesada 100% P_{cte}	93
5.14	Lista de Contingência proposta para a Direção 5, no caso da Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Pesada 100% P_{cte}	94
5.15	Lista de Contingência Proposta e Tempo de Processamento para a Direção 7, no caso da Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Pesada 100% P_{cte}	95

5.16	Redução de tempo de processamento para os casos da Malha Central com parque gerador misto.	96
5.17	Tempo de processamento original para os casos da Malha Central com parque gerador misto.	96
5.18	Tempo de processamento com o uso do método proposto para os casos da Malha Central com parque gerador misto.	96
5.19	Redução de tempo de processamento para os casos da Malha Central com parque gerador térmico.	97
5.20	Redução de tempo de processamento para os casos da Malha Sul com parque gerador térmico.	97
5.21	Redução de tempo de processamento para os casos da Malha Central com parque gerador misto.	97
5.22	Resultado para a Direção 12 do caso Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Nominal 100% P_{cte} com o parâmetro referente ao número de seleções para exclusão igual à 2.	99
5.23	Resultado para a Direção 12 do caso Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Nominal 100% P_{cte} com o parâmetro referente ao número de seleções para exclusão igual à 3.	100
5.24	Resultado para a Direção 5 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% Z_{cte} para 2º Quartil.	101
5.25	Resultado para a Direção 5 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% Z_{cte} para 80º Percentil.	102
5.26	Resultado para a Direção 7 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% Z_{cte} para lista mínima igual à 12% da original.	103
6.1	Lista de contingências utilizada nos casos da Área Norte de Minas Gerais.	105
6.2	Lista de contingências utilizada nos casos da Área Leste de Minas Gerais.	107
6.3	Lista de contingências utilizada nos casos da Área 440/230 kV de São Paulo.	110
6.4	Lista proposta para a direção 5 da área Norte de MG.	117
6.5	Lista proposta para a direção 1 da área Norte de MG.	120
6.6	Lista proposta para a direção 7 da área Norte de MG.	120
6.7	Lista proposta para a direção 3 da área Leste de MG.	127
6.8	Lista proposta para a direção 7 da área Leste de MG.	128
6.9	Lista proposta para a direção 4 da área 440/230 kV de São Paulo. . .	132
6.10	Lista proposta para a direção 3 da área 440/230 kV de São Paulo. . .	136

6.11	Lista proposta para a direção 8 da área 440/230 kV de São Paulo. . .	140
6.12	Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a direção 5 da área Norte de MG.	141
6.13	Lista de contingências proposta para a direção 6 da área Norte de MG.	142
6.14	Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a direção 6 da área Norte de MG.	143
6.15	Lista de contingências proposta para a direção 3 da área Norte de MG.	143
6.16	Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a direção 7 da área Norte de MG.	144
6.17	Lista de contingências proposta para a direção 5 da área 440/230 kV de São Paulo.	145
6.18	Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a direção 5 da área 440/230 kV de São Paulo.	145
6.19	Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a direção 3 da área 440/230 kV de São Paulo.	146
6.20	Tempos de processamento das simulações no domínio do tempo, em segundos, para os casos do Sistema Elétrico Brasileiro.	146
6.21	Número de simulações no domínio do tempo realizadas para os casos do Sistema Elétrico Brasileiro.	147
6.22	Tempo de processamento das simulações, em segundos, para lista de contingências com 21 e 30 eventos.	148
6.23	Número de simulações no domínio do tempo para lista de contingências com 21 e 30 eventos.	148
6.24	Lista de contingências proposta para a direção 5 da área 440/230 kV de São Paulo para o caso com 30 Contingências. Em destaque na cor azul as novas contingências.	149
6.25	Lista de contingências proposta para a direção 8 da área 440/230 kV de São Paulo para o caso com 30 Contingências.	150

Lista de Abreviaturas e Siglas

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PEI Ponto de Equilíbrio Instável

SSC Sistema de Supervisão e Controle

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Iniciais

O desenvolvimento dos sistemas elétricos de potência e o aumento de sua complexidade trazem grandes desafios no seu planejamento e operação. Esta complexidade crescente traz como consequência o aumento na dificuldade de se abordar o dilema “segurança *versus* economia” [1].

As incertezas inerentes ao ambiente de planejamento de operação resultante dos diversos cenários operativos possíveis associadas à necessidade de se lidar com sistemas com grandes troncos de transmissão nos limites de sua capacidade, podem fazer com que a ocorrência de cenários não previstos implique em operar o sistema de forma mais cara devido ao uso de critérios de segurança mais conservativos.

O sistema elétrico brasileiro é um destes sistemas de grande porte e alta complexidade, possuindo uma matriz energética bastante diversificada, podendo ser considerado um sistema hidro-termo-eólico, com predominância de geração hidrelétrica e com múltiplos proprietários [2]. Este sistema possui uma capacidade instalada de 161 GW e um sistema de transmissão com mais de 141 mil km de linhas de transmissão responsáveis por atender uma carga de 90 GW, conforme dados apurados em 2019 por [2]. Este sistema está apresentado de forma simplificada na Figura 1.1.

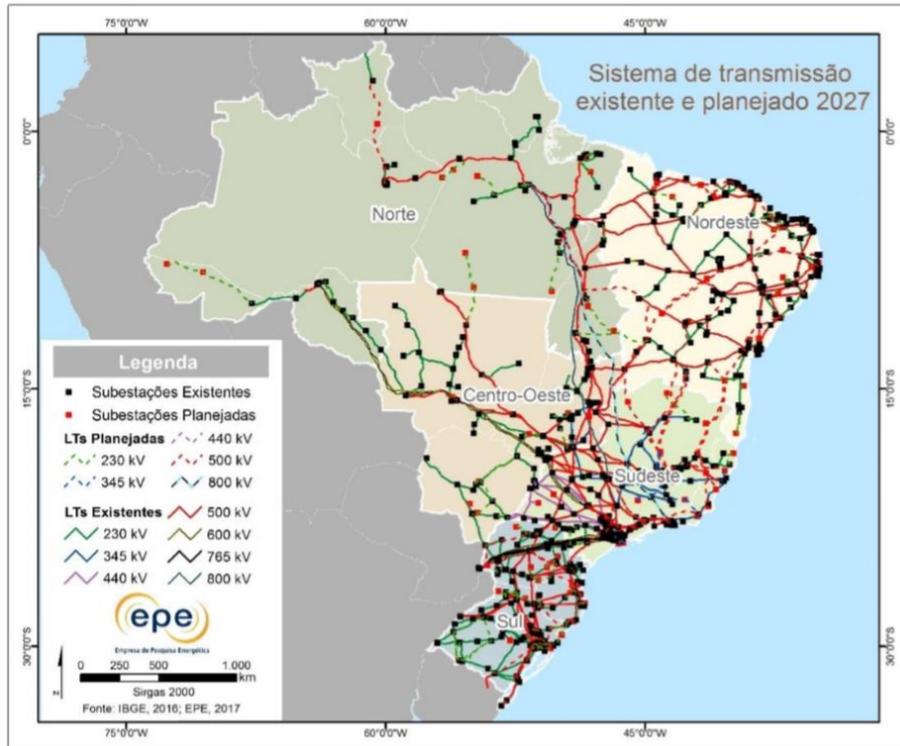


Figura 1.1: Diagrama do sistema de transmissão brasileiro [3].

A complexidade e o porte do sistema brasileiro, juntamente com os desafios no seu planejamento e operação levam à necessidade de se desenvolver ferramentas capazes de auxiliar a tomada de decisão, de forma que a operação seja feita sempre de forma segura e econômica.

No ambiente de operação em tempo real, uma das formas de se abordar o problema “segurança *versus* economia” é utilizando ferramentas de avaliação online da segurança, que reduzem a complexidade da análise da segurança e permitem que a operação seja realizada sem elevar desnecessariamente os custos. O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS adotou esta abordagem tanto para a avaliação da segurança estática quanto da segurança dinâmica, e utiliza como ferramenta o programa ORGANON [4]. Utilizando o ORGANON, as equipes de operação em tempo real podem visualizar, de forma intuitiva, o ponto de operação atual do sistema e o seu grau de segurança. Nesta ferramenta visual, todos os limites do sistema são representados por contornos que delimitam a região de operação segura, separando-a dos pontos de operação inseguros, além de apresentar eventuais violações de critérios operativos. É possível identificar também quais as ações devem ser tomadas para deslocar o ponto de operação do sistema de uma região insegura para uma região segura.

Uma das formas de se avaliar a segurança do sistema é por meio de simulações no domínio do tempo de determinadas contingências e da análise do comportamento do sistema frente à estas perturbações. Na avaliação da região de segurança, estas

simulações são realizadas para vários pontos de operação diferentes até que sejam identificados os limites seguros de operação [5]. Um ponto crucial na avaliação da segurança em tempo real utilizando uma ferramenta de diagnóstico é que esta não pode se basear em inspeções visuais pelo usuário, pois demandaria alto tempo de análise. O ORGANON utiliza alguns métodos para inferir a respeito da segurança do sistema, tais como as funções de energia para verificação de estabilidade angular, e a análise espectral de Prony para avaliar condições de amortecimento.

Outro ponto relevante é que a avaliação da segurança dinâmica de um sistema elétrico de grande porte é uma tarefa de elevado esforço computacional, o que inviabilizou, durante um bom tempo, a realização deste tipo de análise em ambiente de operação em tempo real [6]. A inserção deste tipo de avaliação na operação em tempo real foi possível graças ao avanço tecnológico, que reduziu os custos computacionais e permitiu, por exemplo, o uso de *clusters* para reduzir o tempo de processamento de um grande número de simulações [7]. Esta tem sido a solução empregada pelos centros de operação do ONS para permitir a avaliação da região de segurança dinâmica.

Algumas evoluções para a avaliação de segurança tem sido estudadas com o objetivo de prover às equipes de operação em tempo real a consciência da segurança do sistema para cenários futuros de operação mais prováveis de ocorrer. Dentre as propostas estudadas, destaca-se a avaliação de segurança no curto prazo, que gera regiões de segurança de algumas horas à frente considerando as previsões atualizadas de carga, as reprogramações do despacho das usinas e as mudanças programadas na topologia da rede elétrica, tais como desligamento de linhas de transmissão para manutenção.

Outra evolução foi proposta em [8], onde foram avaliadas as adaptações necessárias para permitir a avaliação da segurança para todos os cenários esperados na operação do dia seguinte. Neste caso, todas as informações de programação de geração, de manutenções na rede elétrica e previsão de cargas são consideradas para gerar 48 casos base, referentes à cada intervalo de 30 minutos de um dia. Um dos objetivos finais é que a validação do programa de operação diário, atualmente feita para segurança estática, considere também a segurança dinâmica. O número elevado de pontos de operação avaliados, que torna-se ainda maior na análise de região de segurança, faz com que este processo necessite de alto tempo de processamento.

Esta crescente necessidade de se realizar mais avaliações de segurança dinâmica é um caminho natural para operadores de sistema cujo objetivo é garantir o atendimento dos critérios de segurança alterando-se o mínimo possível o despacho ótimo definido pelas equipes de programação.

1.2 Motivação

Dentre os aspectos associados à avaliação da região de segurança, estão a acurácia da região criada e o tempo de processamento até a apresentação dos resultados. O primeiro aspecto pode ser definido como a capacidade da ferramenta em delimitar corretamente os limites de segurança. Deve-se evitar a indicação de uma segurança maior do que aquela a que o sistema está sujeito, o que equivale à um resultado do tipo falso negativo, sem impor limites de operação desnecessariamente restritos, equivalente à um resultado do tipo falso positivo, que forçaria um aumento nos custos de operação.

O segundo aspecto diz respeito ao tempo entre o término da obtenção do ponto de operação atual do sistema e o instante em que os resultados são apresentados para o usuário da ferramenta. Nas aplicações voltadas para a operação em tempo real, este tempo deve ser mantido em valores que permitam às equipes de operação avaliar os resultados apresentados, realizar a tomada de decisão e coordenar as ações de controle.

A avaliação da segurança dinâmica é feita, tradicionalmente, por meio de simulações de contingências no domínio do tempo com o objetivo de avaliar o comportamento do sistema frente à uma dada perturbação. Quanto maior for o número de contingências simuladas, maior será o custo computacional necessário para avaliar a segurança de um dado sistema. No âmbito da avaliação da região de segurança este aspecto é ainda mais relevante, visto que a segurança do sistema é avaliada para diversos pontos de operação até que o limite de segurança seja identificado. É necessário, portanto, que o número de contingências simuladas seja grande o suficiente para permitir a inclusão daquelas potencialmente danosas à operação do sistema e pequena a ponto de viabilizar sua utilização dentro dos requisitos de operação em tempo real. Estes dois critérios antagônicos podem ser abordados utilizando-se os métodos de seleção de contingências [9].

O objetivo dos métodos de seleção de contingências é limitar o número de contingências a serem simuladas na avaliação da segurança e, ao mesmo tempo, garantir que aquelas potencialmente perigosas para a operação do sistema sejam analisadas com o devido detalhe. A literatura é rica de métodos de seleção de contingências dinâmicas, conforme observa-se em [10–14]. Em [15, 16] o uso de métodos de seleção de contingências no ambiente de operação em tempo real foi empregado, com foco na avaliação da segurança para um dado ponto de operação, enquanto outros trabalhos indicam a necessidade de se considerar tais métodos para aumentar consideravelmente o número de eventos avaliados [17]. Ainda assim, pouco esforço tem sido empregado no uso destes dentro do contexto da avaliação da região de segurança dinâmica.

A avaliação da região de segurança dinâmica pressupõe a realização de diversas simulações no domínio do tempo para vários possíveis pontos de operação, considerando uma mesma topologia de rede, cujos resultados indicam o impacto da simulação para cada ponto de operação avaliado. Além disso, a experiência obtida com simulações permite constatar que determinadas contingências podem ser de baixa relevância para o sistema em um dado cenário de geração ao passo que apresentam grande importância em outros. Neste contexto, este trabalho se propõe a explorar os resultados das simulações realizadas na avaliação da região de segurança para analisar o comportamento do sistema frente à cada contingência e identificar as menos críticas para o cenário avaliado e, assim, reduzir o número de contingências simuladas a medida que mais pontos de operação são avaliados.

1.3 Objetivo

Esta dissertação tem por objetivo propor um método de seleção de contingências baseado na análise da evolução dos índices de desempenho das contingências no âmbito da avaliação da região de segurança dinâmica. Para tanto, são avaliados alguns dos índices de desempenho descritos na literatura, que, neste trabalho, foram categorizados da seguinte forma:

- Índices baseados na coerência dos geradores;
- Índices baseados em conversão de energia;
- Índices baseados na energia cinética transitória;
- Índices baseados em produto interno;
- Índices baseados em desvio de frequência.

Estes índices de desempenho são monitorados durante a construção da região de segurança, visando identificar quais contingências podem ser eliminadas da lista sem comprometer a acurácia do processo. Dessa forma, é proposto um método evolutivo que, continuamente, retira da lista inicial de contingências aquelas que apresentam indicação de que não terão influência na fronteira de cada direção da região de segurança. A exclusão de contingências pouco relevantes evita a realização desnecessária de simulações no domínio do tempo, atendendo ao objetivo principal do método que é o de obter os mesmos limites de segurança porém com menor esforço computacional.

Cada índice de desempenho se baseia em um fenômeno ou variável do sistema elétrico simulado e, portanto, é mais eficaz para capturar determinadas condições operativas. Por este motivo, este trabalho também tem como objetivo avaliar

se os índices são apropriados para identificar, pela análise da tendência, se uma contingência poderá causar alguma condição operativa indesejada como, por exemplo, ilhamento de sistemas com alto desbalanço entre carga e geração nas ilhas formadas. Índices considerados apropriados devem ser capazes de indicar, por meio de sua tendência de crescimento, quais são as contingências mais críticas dentre as avaliadas.

Considerando também que cada índice de desempenho se baseia em um fenômeno ou variável, será avaliada a necessidade de se utilizar uma composição de índices, possibilitando a avaliação simultânea de mais de uma condição operativa indesejada, tais como instabilidade de frequência e instabilidade angular, e garantindo que todas as contingências relevantes serão mantidas na lista de contingências até a identificação do limite de segurança.

Também se inclui nos objetivos deste trabalho apresentar alguns dos principais conceitos sobre estabilidade de sistemas de potência, os aspectos relacionados à obtenção de regiões de segurança dinâmica e os desafios associados à este processo.

Por fim, a metodologia proposta será aplicada em sistemas testes disponíveis na literatura e em casos reais baseados no Sistema Elétrico Brasileiro, de modo a mostrar a sua aplicabilidade, as questões a serem consideradas durante sua utilização e os ganhos obtidos com seu emprego. Também faz parte do escopo deste trabalho definir valores recomendados para os parâmetros utilizados pelo método proposto, que servem como um ponto de partida para sua aplicação em novos sistemas.

1.4 Estrutura da Dissertação

Além do capítulo inicial, com a introdução geral ao tema e o objetivo do trabalho, esta dissertação possui 6 capítulos:

- Capítulo 2 - Estabilidade de Sistemas de Potência e Região de Segurança: Neste capítulo são elucidadas as definições de estabilidade de sistemas de potência bem como os detalhes envolvidos na elaboração da região de segurança.
- Capítulo 3 - Seleção de Contingências: São apresentados os objetivos dos métodos de seleção de contingências e alguns dos presentes na literatura. Também é discutida a aplicabilidade dos métodos e são detalhados alguns dos índices de desempenho e suas aplicações.
- Capítulo 4 - Método Proposto para Seleção de Contingências na Obtenção da Região de Segurança: O método proposto nesta dissertação será apresentado neste capítulo. Após uma primeira análise das observações que serviram de

início para sua elaboração, serão apresentadas as etapas necessárias para a implementação da metodologia e os fatores que influenciam nos seus resultados.

- Capítulo 5 - Resultados para o Sistema Teste: O método proposto será aplicado no modelo de rede New England, com uma breve apresentação desta rede. Serão abordados o desempenho deste método e os fatores que influenciam em seus resultados.
- Capítulo 6 - Resultados para o Sistema Elétrico Brasileiro: O modelo de rede do Sistema Elétrico Brasileiro será utilizado para averiguar a aplicabilidade do método proposto em sistemas de grande porte, sendo apresentados seus resultados e discussões pertinentes.
- Capítulo 7 - Conclusão: As principais constatações deste trabalho serão apresentadas neste capítulo.

Capítulo 2

Estabilidade de Sistemas de Potência e Região de Segurança

2.1 Introdução

A estabilidade de sistemas elétricos de potência está associada à operação de geradores síncronos em paralelo e sua análise se torna cada vez mais importante em sistemas com várias usinas distantes umas das outras, distantes dos centros de carga e com com uma grande malha de transmissão.

Do ponto de vista físico, a estabilidade pode ser definida como a capacidade do sistema manter todos os geradores sincronizados após ser submetido à um distúrbio. A Referência [18] define estabilidade como sendo a propriedade de um sistema de potência de se manter em um estado de equilíbrio operacional em condições normais de operação e restabelecer um estado de equilíbrio aceitável após ser submetido à um distúrbio.

Os sistemas elétricos de potência são altamente não-lineares por natureza, o que trás grande desafio para a análise de seu comportamento. Este comportamento não-linear se deve, sem a estes se limitar, aos seguinte fatores [19]:

1. Serem sistemas de grande porte.
2. Possuírem interações complexas dentro do sistema.
3. Complexidade do modelo de cada componente.

Tendo em vista estes complicadores, a análise do comportamento de um sistema elétrico de potência é feita por meio do processo de modelagem do sistema, simulações, análise e validação dos resultados.

2.2 Classificação do Problema de Estabilidade

A estabilidade de um sistema de potência é um problema multifacetado. As ferramentas de análise a serem utilizadas serão diferentes dependendo de fatores tais como o período de tempo observado, a proporção do distúrbio considerado e a natureza física da estabilidade.

Do ponto de vista do período avaliado, a estabilidade pode ser de curto-prazo ou de longo-prazo. Tendo em vista a proporção do distúrbio, a estabilidade pode ser de pequenas perturbações ou transitória. Quanto à natureza física da estabilidade, esta pode ser angular, de tensão ou de frequência. A Figura 2.1 resume as categorias de estabilidade [20].

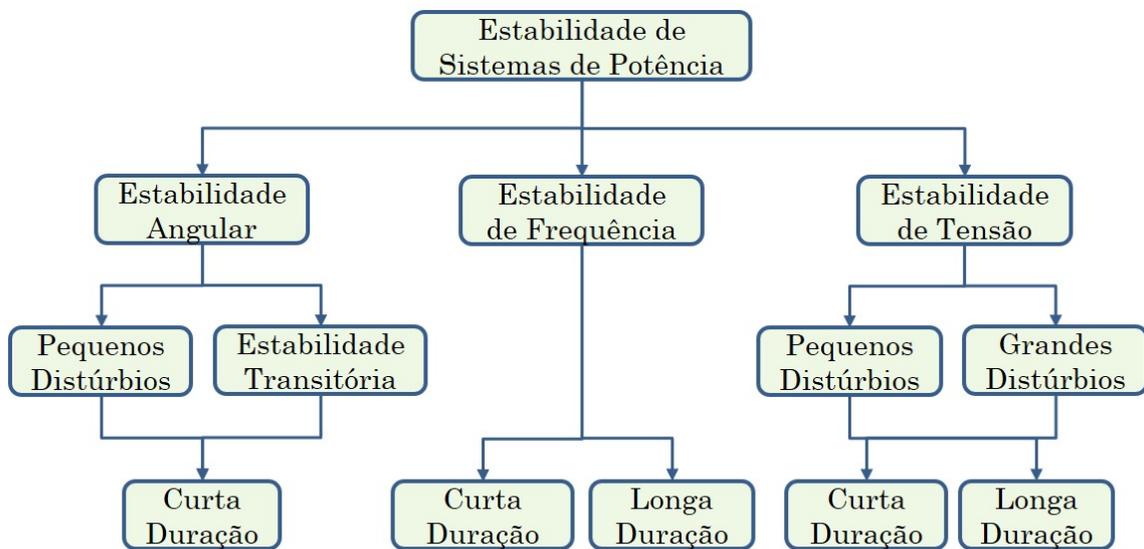


Figura 2.1: Tipos de estabilidade

Os tipos de estabilidade definidos por [18] são:

Estabilidade Angular

A estabilidade angular está associada à capacidade de um sistema de máquinas síncronas interconectadas em manter o sincronismo após uma perturbação. Nas análises de estabilidade angular, o foco são as variações de potência elétrica dos geradores à medida que seus rotores oscilam. Dependendo do porte da perturbação, métodos e ferramentas diferentes são utilizadas para atestar a estabilidade do sistema.

- Estabilidade à Pequenos Distúrbios: São considerados pequenos distúrbios as variações naturais de carga e de geração que ocorrem continuamente no sistema. Os distúrbios classificados como pequenos podem ser analisados utilizando o modelo linearizado do sistema, obtido a partir da linearização do

modelo original não-linear em torno do ponto de operação. As instabilidades observadas nestes casos estão associadas à perda de torque sincronizante ou à falta de torque de amortecimento.

- **Estabilidade Transitória:** É a capacidade de um sistema elétrico de manter o sincronismo de suas unidades geradoras quando submetido à grandes distúrbios tais como a perda de grandes blocos de carga ou geração, ocorrência de curto-circuito ou desligamento de uma linha de transmissão. Neste tipo de distúrbio, ocorrem grandes variações nos ângulos dos rotores dos geradores, que acabam sendo influenciados pelas não-linearidades existentes na relação entre ângulo e potência. A estabilidade neste caso dependerá da condição inicial do sistema e da severidade da perturbação.

Em ambos os casos, a janela de tempo analisada é considerada curta, tipicamente de poucos segundos até algumas dezenas de segundos.

Estabilidade de Tensão

Do ponto de vista da estabilidade de tensão, um sistema pode ser classificado como instável frente à uma perturbação caso os níveis de tensão violem os critérios estabelecidos durante o período pós falta ou no novo ponto de operação encontrado [19]. Uma forma mais complexa de instabilidade de tensão é o chamado Colapso de Tensão, comumente associado à incapacidade de um sistema em atender as demandas de potência reativa [18] durante uma sequência de eventos. Exemplos de casos em que sequências de eventos levaram o sistema ao colapso de tensão são relatados em [21].

A instabilidade de tensão decorre do comportamento dinâmico da carga ao restaurar sua demanda em níveis além da capacidade combinada dos sistemas de transmissão e geração [22]. Apesar da definição proposta colocar a carga como sendo a principal força motriz deste fenômeno, o comportamento de outros elementos do sistema elétrico tal como os elos de Corrente Contínua em Alta Tensão são relevantes na análise deste tipo de estabilidade.

Em [20] a estabilidade de tensão é subdividida de acordo com a proporção do distúrbio, de forma similar à estabilidade angular já detalhada, e também quanto à janela de tempo analisada.

- **Estabilidade de Curto-prazo:** são avaliados os fenômenos que ocorrem em até poucas dezenas de segundos, tal qual a análise de estabilidade angular. São considerados os elementos de dinâmica mais rápida, tais como motores de indução e elos de Corrente Contínua em Alta Tensão, e, diferente dos casos de

análise de estabilidade angular, os curto-circuitos próximos às cargas são os mais relevantes.

- Estabilidade de Longo-prazo: Envolve a análise da resposta do sistema frente à ação de equipamentos de dinâmica mais lenta, como transformadores com comutação de tape sob carga, limitadores de corrente de geradores e cargas com controle térmico. Este tipo de estabilidade é estudado em janelas de tempo da ordem de dezenas de segundos até alguns minutos.

Estabilidade de Frequência

A estabilidade de frequência está associada à capacidade de um sistema elétrico manter a frequência dentro de critérios estabelecidos após um distúrbio que acarrete em grande desbalanço entre carga e geração com perda mínima não controlada de carga [20].

O desbalanço entre carga e geração pode levar à oscilações sustentadas da frequência do sistema. Quando há um excedente de geração em relação à carga, correrá o aumento da frequência enquanto que o déficit de geração acarretará na diminuição da frequência do sistema. A manutenção da frequência em valores fora dos critérios de operação pode levar à atuação das proteções de geradores e agravar ainda mais o problema.

Problemas de estabilidade de frequência podem ser encontrados em distúrbios que levam à ilhamento de sistemas. Nestes casos, a preocupação é se cada ilha resultante será capaz de atingir um novo ponto de equilíbrio com o mínimo de perda de carga não intencional. Em um cenário em que há intercâmbio de energia entre duas áreas interligadas, o ilhamento provocará sobrefrequência na ilha que era exportadora no período pré-falta e as proteções desta ilha devem estar coordenadas de forma que alguns geradores sejam desligados para que o equilíbrio seja atingido. Na ilha anteriormente importadora, os sistemas de proteção devem ser capazes de cortar o menor valor necessário de carga para que operação em subfrequência não acarrete em desligamento de geradores, agravando o problema.

2.3 Abordagem para Análise de Estabilidade

O modelo completo para análise de estabilidade de um sistema de potência típico é composto por um conjunto de equações algébrico-diferenciais em quantidade da ordem de dezenas de milhares [19]. Estas equações descrevem o comportamento dinâmico do sistema ao longo do tempo e são formadas, por exemplo, pelos modelos dos reguladores de velocidade e tensão das máquinas síncronas [23].

O objetivo de uma análise de estabilidade de um sistema é definir se um dado sistema operando em uma condição inicial encontrará outro ponto de operação seguro frente à uma dada perturbação. Tradicionalmente, os programas de análise de estabilidade são baseados na solução do conjunto de equações por meio de integração numérica, sendo capazes de apresentar ao usuário o comportamento do sistema no domínio do tempo frente à um dado distúrbio à cada instante de tempo. Cabe ao usuário avaliar a evolução das variáveis do sistema para inferir se o sistema é estável ou instável.

Uma abordagem alternativa na análise de estabilidade faz uso das funções de energia para determinar se o sistema é estável, são os chamados métodos diretos [24]. Esses métodos determinam se o sistema é estável comparando a energia cinética do sistema no instante da eliminação da falta com a energia crítica, que é a energia que o sistema é capaz de absorver e se manter estável.

Um dos grandes desafios dos métodos diretos está em determinar a energia crítica para uma dada contingência e obter funções de energia para os sistemas [19]. Uma vantagem deste métodos é a possibilidade de constatar a estabilidade do sistema frente à perturbação sem utilizar inspeção visual, facilitando a automação de ferramentas de análise de estabilidade.

Algumas ferramentas de análise de segurança dinâmica em tempo real, tal como a apresentada em [6], fazem uso das funções de energia juntamente com as simulações no domínio do tempo para inferir a respeito da estabilidade do sistema. Estas duas formas de se abordar a análise de estabilidade serão relatadas a seguir.

2.3.1 Simulação no Domínio do Tempo

O método convencional de estudo de estabilidade calcula a resposta do sistema à uma sequência de eventos por meio da simulação no domínio do tempo, cuja duração típica varia de 1 a 30 segundos [23]. A simulação no domínio do tempo utiliza o modelo completo do sistema elétrico e envolve a solução de um conjunto de equações diferenciais de primeira ordem:

$$\frac{dx}{dt} = f(x, y, u) \quad (2.1)$$

E um conjunto de equações algébricas:

$$0 = g(x, y, u) \quad (2.2)$$

onde:

x: vetor de variáveis de estado associadas aos modelos dinâmicos;

y: vetor de variáveis de estado associadas à rede elétrica;

u: vetor de variáveis de controle;

f: vetor de funções que descrevem as equações diferenciais dos modelos dinâmicos;

g: vetor de funções que descrevem as equações algébricas da rede elétrica;

t: tempo.

O conjunto de equações 2.1 descreve o comportamento dinâmico interno de geradores e seus sistemas de controle, o comportamento de cargas dinâmicas e outros componentes com modelagem dinâmica, como sistemas de transmissão em corrente contínua. O conjunto de equações 2.2 descreve o comportamento da rede elétrica, que conecta os elementos dinâmicos, e o comportamento interno de dispositivos passivos, como cargas estáticas e bancos de capacitores.

As equações que compõem 2.1 são não-lineares o que, em geral, leva à necessidade de se usar métodos de integração numérica para solucioná-las [25]. Além disso, deve-se determinar o método de solução das equações algébricas e a forma de interface entre as equações algébricas e as equações diferenciais [23].

O resultado da solução do conjunto de equações algébricas e diferenciais pode ser visualizado na forma de um gráfico em que o comportamento de uma variável ao longo do tempo é apresentado. Cabe ao usuário da ferramenta classificar, pelo comportamento das variáveis analisadas, se o sistema é estável ou instável. A Figura 2.2 apresenta os resultados de um caso em que o sistema atingiu o equilíbrio frente à uma perturbação, em vermelho, e um caso em que um novo ponto de operação estável não foi atingido, em azul.

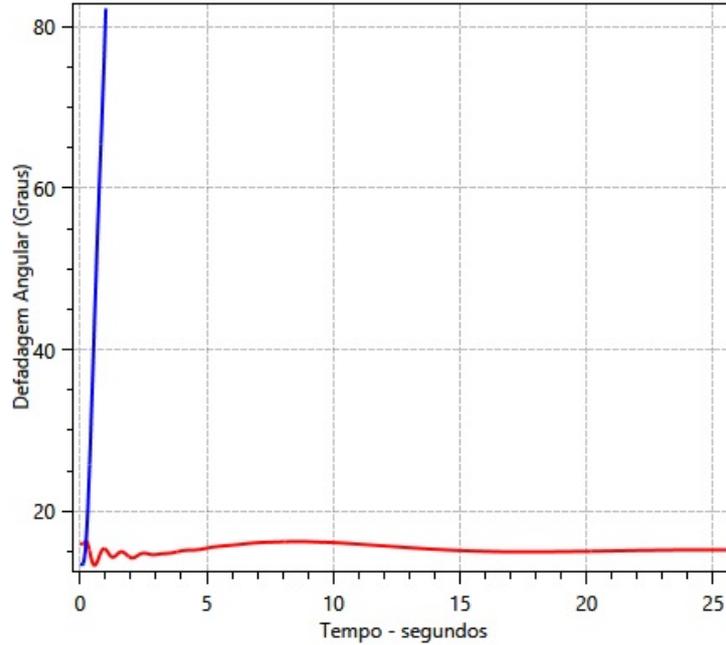


Figura 2.2: Variação do ângulo de um gerador em um caso estável, na cor vermelha, e em um caso instável, na cor azul.

2.3.2 Função de Energia

O uso do método de função de energia para avaliar estabilidade pode ser visto como uma extensão do critério das áreas iguais para um sistema multi-máquinas [24, 26]. Em [27] é demonstrado que a aplicação do método de função de energia para um sistema máquina-barra infinita resultará em equações para o cálculo de energia do sistema e da energia crítica idênticas às que calculam as áreas associadas ao período durante a falta e ao período pós-falta da curva $P_x\delta$.

A função de energia para um sistema máquina-barra infinita é dada por [24]:

$$V(\delta, \omega) = \frac{1}{2}M\omega^2 - P_m\delta - P_e^{max}\cos(\delta) \quad (2.3)$$

onde:

M: inércia do gerador.

ω : velocidade angular do gerador.

δ : diferença angular entre gerador e barra infinita.

P_m : potência mecânica do gerador.

P_e : potência elétrica do gerador.

A função de energia pode ser dividida em energia cinética, V_k , e energia potencial, V_p :

$$V(\delta, \omega) = V_k + V_p$$

Onde:

$$V_k = \frac{1}{2}M\omega^2 \quad (2.4)$$

$$V_p = -P_m\delta - P_e^{max}\cos(\delta) \quad (2.5)$$

Nos métodos diretos, a verificação da estabilidade pode ser feita, de forma resumida, pelos seguintes passos [19]:

1. Simular os períodos pré-falta e durante a falta no domínio do tempo;
2. Calcular o valor inicial das variáveis do sistema no instante da eliminação da falta;
3. Obter a função de energia para o sistema pós-falta e calcular a energia no instante da eliminação da falta;
4. Calcular a energia crítica do sistema sob falta;
5. Comparar o valor da energia no instante da eliminação da falta com o valor da energia crítica. Se a energia no instante de remoção da falta for menor que a energia crítica, então o sistema é estável. Caso contrário, o sistema é instável.

Alguns dos desafios no uso dos métodos diretos estão no cálculo preciso da energia crítica do sistema para a falta analisada e na obtenção da função de energia. Os resultados obtidos por tais métodos tendem a ser demasiadamente conservadores e com dificuldade de convergência nos métodos iterativos usados no cálculo da energia crítica [14], o que dificulta sua implementação direta em sistemas de grande porte [28]. Propostas de solução para estes dois problemas são discutidas em [19, 27, 29].

2.4 Região de Segurança Dinâmica

Para o planejamento e operação seguros de um sistema elétrico é necessário identificar as condições operativas que poderão levar este sistema a violar os critérios de segurança estabelecidos. A avaliação do atendimento dos critérios de segurança dinâmica pode ser feita utilizando ferramentas de análise dinâmica que, tradicionalmente, são ferramentas utilizadas em estudos de planejamento. No entanto, a medida que o tamanho e a complexidade dos sistemas elétricos cresce, também aumentam o número de condições operativas em tempo real não previstas na etapa de planejamento, tais como o desligamento de 16 linhas de transmissão no

estado de São Paulo entre os dias 01 e 06/06/2018 ocasionado por fortes vendavais ou, ainda, os eventos de colapso de tensão relatados em [21]. Por este motivo, foram desenvolvidas ferramentas para avaliação da segurança em tempo real para dar suporte à tomada de decisão dos operadores de centros de controle para ações preventivas e corretivas.

As evoluções ocorridas nos sistemas de supervisão e controle, nos estimadores de estado e nas ferramentas e técnicas de análise estática e dinâmica permitiram a avaliação da segurança dinâmica não só para o ponto de operação atual do sistema como também para os pontos de operação na sua vizinhança. A Figura 2.3 ilustra uma região de segurança em que todos os pontos de operação seguros estão contidos na área verde, os inseguros são representados pela área vermelha e o ponto de operação atual é representado pela marcação em azul no centro.

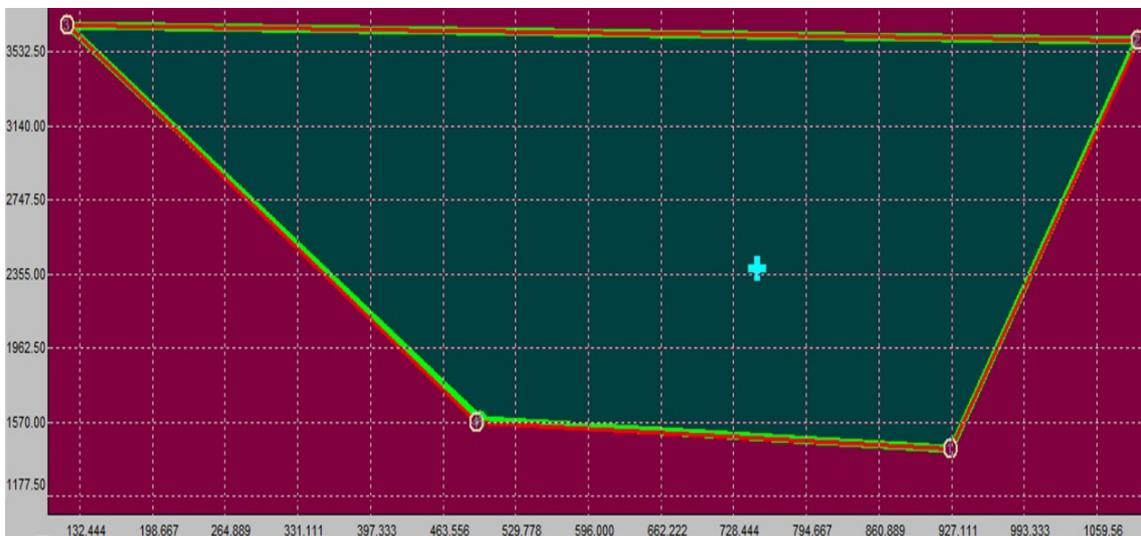


Figura 2.3: Exemplo de uma região de segurança.

Os requisitos de segurança geralmente são tratados como restrições que delimitam todos os pontos de operação possíveis do sistema para os critérios estabelecidos [30]. Os requisitos de segurança utilizados nos estudos do sistema elétrico brasileiro estão descritos nos Procedimentos de Rede [31].

A região de segurança, portanto, é uma forma visual de identificar o grau de segurança em que um sistema está operando e quais ações de controle farão a segurança do sistema aumentar ou diminuir.

2.5 Obtenção de uma Região de Segurança Dinâmica

Uma região de segurança pode ter duas ou mais dimensões cujas coordenadas estabelecem o ponto de operação. Geralmente, estes eixos estão associados à

variáveis sob controle do operador, tal como a geração total de determinadas usinas, de forma que o operador do sistema possa perceber com facilidade quais medidas devem ser tomadas para deslocar o ponto de operação para um nível satisfatório de segurança [32]. Outras variáveis podem ser utilizadas os eixos, como a demanda do sistema. O nível de segurança do sistema para um ponto de operação está associado à distância entre o limite de segurança e o ponto de operação considerado [30].

Os passos necessário para obter uma região de segurança em ambiente de operação em tempo real estão descritos em detalhes em [33], que pode ser resumidos em:

1. Identificar as áreas elétricas a serem monitoradas tendo por base a experiência do operador e as instruções de operação elaboradas na etapa de planejamento da operação. A delimitação da área monitorada se caracteriza pela definição de quais são as barras e os ramos importantes em detrimento do restante do sistema. Sistemas de grande porte podem ser divididos em várias áreas monitoradas;
2. Identificar as contingências que farão parte da lista de contingências. A lista de contingência pode ser composta, por exemplo, por todos os N-1 da área monitorada, isto é, o desligamento de apenas um dos N elementos da rede, acrescida dos N-k mais comuns, onde $1 < k < N$;
3. Identificar as usinas que deverão ser agrupadas em grupos de geração, geralmente feito com auxílio de técnicas de análise de sensibilidade considerando os equipamentos da lista de contingências. Neste caso, as gerações das usinas representam as variáveis de controle, ou seja, aquelas que sofrerão pequenas variações para se avaliar o impacto nas variáveis de estado do sistema, representadas pelo carregamento dos equipamentos da lista de contingências. As usinas são divididas em três grupos de geração, sendo um deles composto pelas usinas com fator de sensibilidade positivo, outro composto pelas usinas com fator de sensibilidade negativo e um terceiro composto por usinas com baixo fator de sensibilidade e que será responsável por fechar o balanço de carga durante as alterações de despacho dos dois primeiros grupos.

O uso de três grupos de geração provê três graus de liberdade para o plano das coordenadas que descreve o ponto de operação, formando um plano tridimensional que contém todos os pontos de operação possíveis dentro dos limites de despacho de cada grupo de geração, conforme ilustra a Figura 2.4.

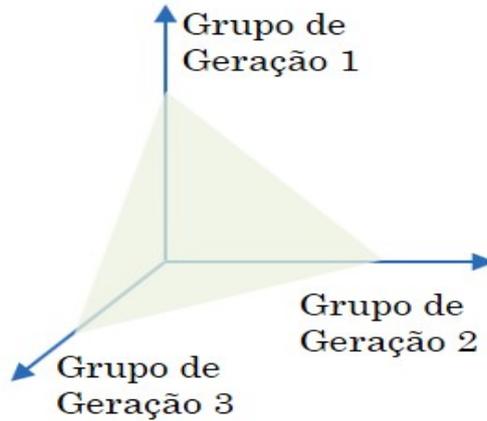


Figura 2.4: Plano contendo os possíveis pontos de operação definidos pelos grupos de geração.

As ferramentas de avaliação da região de segurança podem apresentar os limites da região de figuras em duas ou 3 dimensões. A Figura 2.5 ilustra a região de segurança gerada pela ferramenta Power System Dynamic Security Region [28].

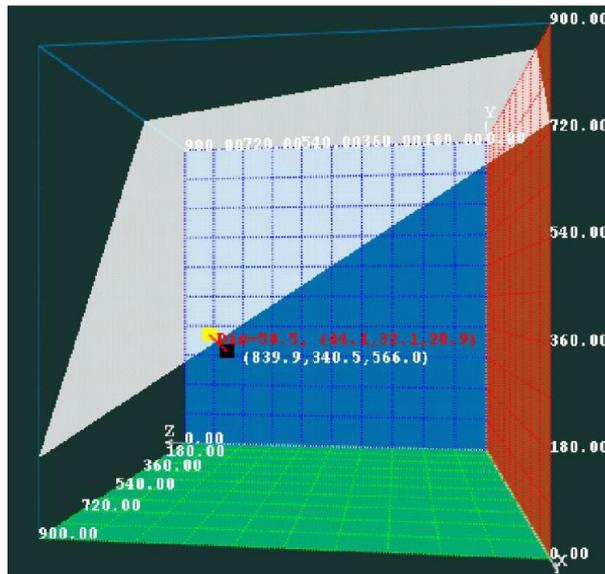


Figura 2.5: Visualização da região de segurança dinâmica em três dimensões [28].

A apresentação gráfica da região de segurança também pode ser feita utilizando as projeções de cada par de eixos. Dessa forma, o plano tridimensional é decomposto em 3 planos bidimensionais chamados de nomogramas, cujos eixos são os grupos de geração. A Figura 2.6 apresenta os nomogramas de uma região de segurança obtida pelo ORGANON. O usuário pode ainda definir um quarto nomograma composto por duas grandezas medidas em MW.

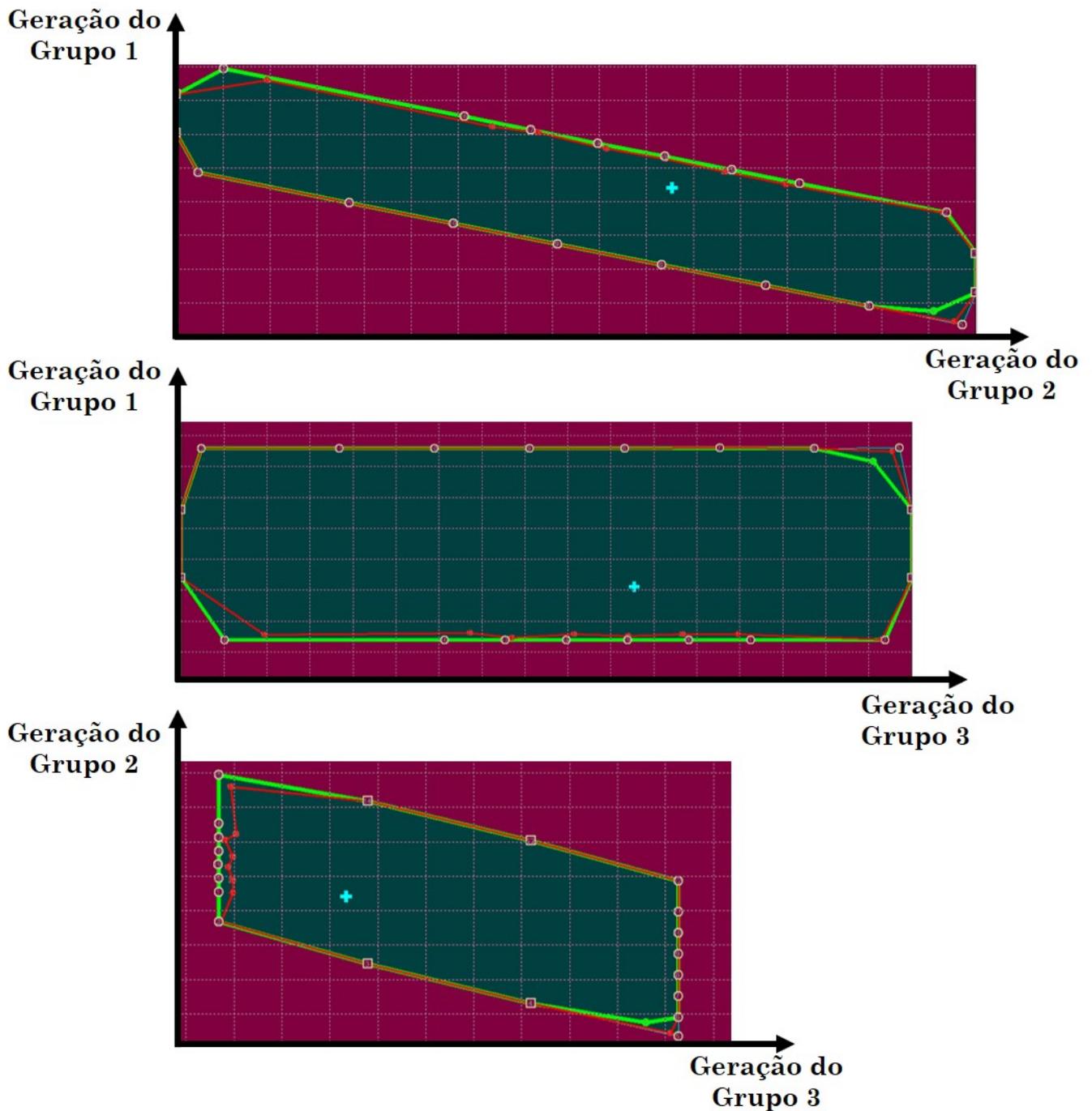


Figura 2.6: Nomogramas de uma região de segurança.

As Referências [4, 34] apresentam em detalhes os pontos a serem observados em cada um dos três passos descritos.

A interação entre a ferramenta de avaliação da região de segurança e o Sistema de Supervisão e Controle (SSC) possibilita a avaliação da segurança dinâmica para o ponto de operação e sua vizinhança, que é feita da seguinte forma:

1. O estimador de estados associado ao SSC gera um caso base de fluxo de potência, que representa o ponto de operação atual do sistema, baseado nas

medidas do sistema real e na sua modelagem.

2. A ferramenta de avaliação da região de segurança lê o caso base e executa uma simulação no domínio do tempo para cada contingência da lista de contingências para atestar a segurança do sistema frente à estes distúrbios.
3. O método de Fluxo de Potência Continuado é utilizado para gerar um novo ponto de operação na vizinhança do ponto inicial. Este novo ponto de operação possui valores de geração diferentes para os grupos de geração definidos. Este passo é descrito em detalhes em [4, 34].
4. O novo ponto de operação é avaliado conforme passo 2.
5. Os passos 3 e 4 são repetidos até que uma das contingências cause instabilidade no sistema. O limite de segurança é um ponto localizando entre o último caso estável e o caso instável identificado. Este limite de segurança pode ser obtido por meio de busca binária.
6. Os passos 3 à 5 são repetidos para um número de direções radiais partindo do ponto de operação inicial. O número de direções é definido pelo usuário.

A Figura 2.7 apresenta o conceito do processo descrito nos passos de 1 à 5, ou seja, a avaliação para uma única direção e a Figura 2.8 a representação de uma direção na interface final de visualização da região de segurança.

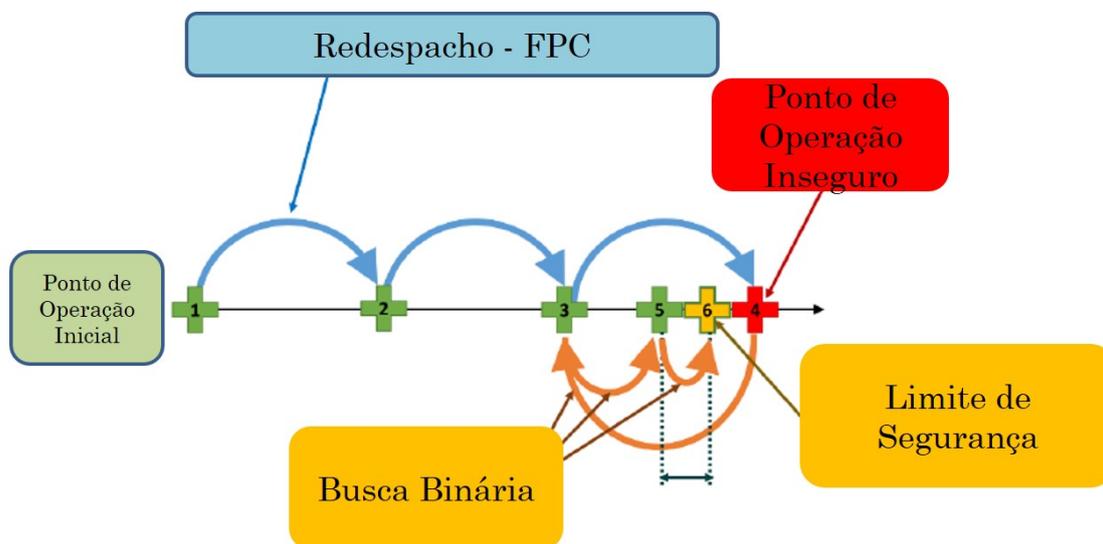


Figura 2.7: Conceito de avaliação de segurança dinâmica em uma direção.

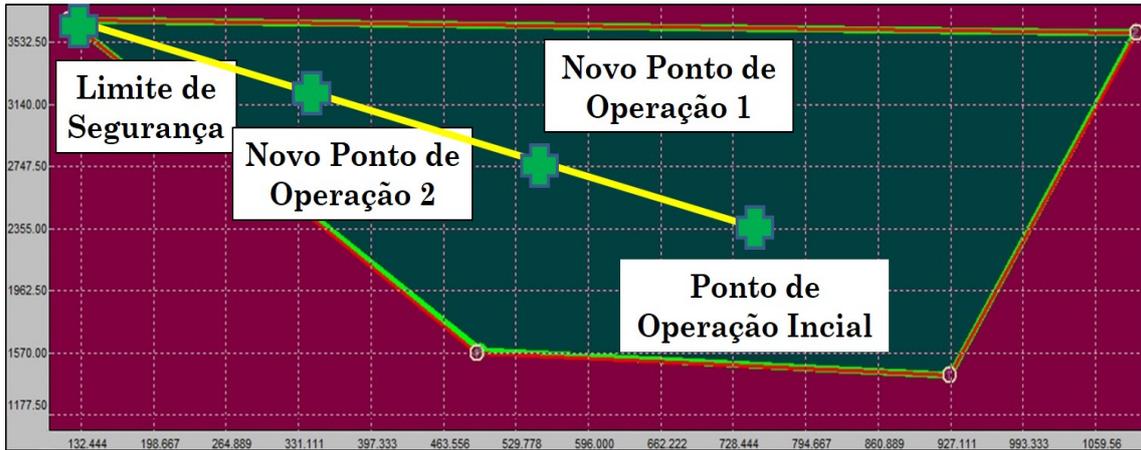


Figura 2.8: Exemplo de uma direção dentro de uma região de segurança.

A velocidade com que uma região de segurança dinâmica é gerada depende, dentre outros fatores, do tamanho da rede elétrica simulada e do número de contingências avaliadas [33]. O modelo de rede será representado preferencialmente com o maior nível de detalhe possível para permitir a maior observabilidade possível do sistema. Além disso, à medida que o sistema cresce, também aumenta o número de equipamentos a serem representados no modelo da rede e, possivelmente, o número de equipamentos a serem incluídos na lista de contingências.

A avaliação de cada contingência na lista é feita por meio de simulações dinâmicas no domínio do tempo, o que representa um custo computacional considerável na avaliação da região de segurança dinâmica e, portanto, o tamanho da lista de contingências deve ser mantido em um valor que não inviabilize sua aplicação na operação e tempo real, mesmo considerando o crescimento do sistema.

Técnicas para reduzir o tempo de simulação podem ser empregadas, tal como o uso de produto interno para decidir pelo término antecipado da simulação [9, 35]. Mesmo nestes casos, considerável esforço computacional é empregado na simulação das contingências dinâmicas até o limite da região de segurança e, por este motivo, também deve-se avaliar quais contingências farão parte da lista.

Atualmente, os centros de controle do ONS elaboram as listas de contingências baseados na experiência do operador e nos resultados dos estudos das equipes de planejamento. Conforme será detalhado posteriormente, há na literatura métodos para seleção de contingências que podem ser utilizados para acelerar a obtenção da região de segurança dinâmica sem que ocorra perda de acurácia, sendo este o foco deste trabalho.

Capítulo 3

Seleção de Contingências

3.1 Introdução

Um programa de avaliação em tempo real de estabilidade de um sistema elétrico irá utilizar as informações da topologia da rede elétrica, as informações do estimador de estado e uma lista de contingências pré-definidas para identificar os limites de operação segura deste sistema [19]. Tradicionalmente, esta avaliação é feita por meio de simulação no domínio do tempo de cada uma das contingências da lista e da análise da resposta do sistema frente a estas perturbações. As ferramentas de avaliação em tempo real de região de segurança dinâmica levam esta proposta a um outro nível, em que a análise é feita para o ponto de operação atual obtido pelo estimador de estados e para diversos pontos de operação na vizinhança do ponto original.

Tendo em vista que a lista de contingências deve ser avaliada para todos estes pontos de operação na vizinhança do atual até que o limite de segurança seja encontrado e que esta avaliação deve ser feita com rapidez suficiente para permitir a tomada de ação de controle em tempo hábil, tem-se a necessidade de criar uma lista de contingências pequena o suficiente para atender o requisito de tempo de processamento mas que, ao mesmo tempo, contenha todas as contingências capazes de levar o sistema à instabilidade nos mais diversos cenários. De acordo com [19], a performance em termos de tempo de processamento de uma ferramenta de avaliação em tempo real de segurança dinâmica depende da efetividade do método de seleção de contingências. Tais métodos visam identificar, dentro de um grupo de contingências, as que forem potencialmente instáveis e, assim, evitar que seja realizada a análise aprofundada daquelas seguramente estáveis desnecessariamente.

A elaboração de uma lista de contingências geralmente é feita em ambiente de planejamento e baseada na experiência dos analistas e operadores do sistema [9], que devem identificar quais contingências levarão o sistema a operar perto ou além do

limite de segurança. Esta estratégia, apesar de ser de fácil implementação, se mostra ineficaz em condições de operação não previstas, tais como a ocorrência de grandes mudanças na topologia da rede elétrica. Nestas condições, a lista de contingências inicialmente proposta pode negligenciar contingências que passaram a ser críticas na topologia de rede alterada. A necessidade de se realizar uma seleção de contingências criteriosa, que proponha uma lista de contingências de forma rápida e garantindo a permanência daquelas críticas para o sistema, motivou a criação de diversos métodos de seleção de contingências.

Em [36] é proposto um método para seleção de contingências baseado nos métodos diretos de avaliação de estabilidade, cujo objetivo é classificar as contingências como estáveis ou instáveis por meio da análise da margem de energia. Além disso, são propostos métodos para reduzir o número de simulações no domínio do tempo decorrentes de falha no processo iterativo comumente utilizado na obtenção da energia crítica.

O uso de métodos diretos para seleção de contingências foi proposto também por [37]. O método descrito se baseia na função de energia transitória esparsa para compor uma série de filtros que deverão identificar quais contingências devem ser analisadas detalhadamente por meio de simulação completa no domínio do tempo.

Um algoritmo de seleção de contingências sem a utilização de simulações no domínio do tempo foi descrito em [38]. O algoritmo se baseia no uso do modelo máquina-barras infinita para estimar o tempo crítico de eliminação de falta das contingências

Em [10] são comparados métodos de seleção baseados em três conceitos diferentes: a coerência dos geradores, a conversão de energia transitória e os produtos internos de variáveis do sistema. Estes conceitos são utilizados para formular índices calculados a partir de curtas simulações no domínio do tempo e, então, ordenar as contingências baseadas no valor dos índices.

O uso de inteligência artificial na seleção de contingências foi proposto por [39], que utilizou um conjunto de análises em etapa de planejamento no treinamento de uma rede neural artificial para que esta estimasse, em ambiente de tempo real, uma lista de contingências para o estado atual do sistema.

Serão detalhadas a seguir algumas formas de se selecionar um grupo de contingências a partir de um conjunto maior.

3.2 Seleção de Contingências Baseado em Métodos Diretos

Os métodos diretos de avaliação da estabilidade utilizam procedimentos que avaliam a estabilidade do sistema sem o uso de simulações no domínio do tempo do período pós-falta. Nestes métodos, a verificação da estabilidade é feita por meio da comparação entre o valor da energia crítica e a energia do sistema no instante da eliminação da falta. Conforme descrito anteriormente, estes métodos pretendem economizar custo computacional com simulações no domínio do tempo e fornecer uma medida da estabilidade do sistema. Os passos necessários para realizar este tipo de avaliação de estabilidade estão descritos no Capítulo 2.

Os métodos de seleção de contingências baseados nos métodos diretos introduziram alguns limiares para classificação das contingências como estáveis, instáveis ou indeterminadas. As contingências classificadas como estáveis são desconsideradas da análise de segurança, ao passo que as classificadas como instáveis são avaliadas em mais detalhes por meio de simulação no domínio do tempo. As contingências classificadas como indeterminadas são aquelas que apresentaram problemas de convergência nos métodos iterativos associados ao cálculo da energia crítica.

A classificação de contingência como indeterminada é um dos grandes desafios dos métodos diretos, pois cada uma destas deverá ser simulada em detalhe no domínio do tempo, o que pode fazer com que a ferramenta de avaliação de estabilidade perca sua eficácia em termos de desempenho computacional. Além disso, a maioria dos métodos diretos costuma apresentar resultados demasiadamente conservadores quando aplicados na seleção de contingências, o que acarreta no aumento do grupo de contingências a ser simulada no domínio do tempo [14].

Técnicas que utilizam os métodos diretos na seleção de contingências são apresentadas em [37, 40–42]. Em todos os casos, os problemas associados à determinação precisa da energia crítica levaram ao desenvolvimento de técnicas para reduzir o número de casos classificados como indeterminados e obter resultados menos conservadores.

Em [36] são apresentados procedimentos para seleção de contingências que, de uma forma geral, são comuns aos procedimentos aplicados nas demais metodologias. São aplicados, de forma sequencial, métodos progressivamente mais refinados para obtenção do Ponto de Equilíbrio Instável - PEI, associado à energia crítica, a medida que os métodos anteriores falham. De forma simplificada, os passos seguidos na análise de cada contingência são:

1. Os resultados da simulação no domínio do tempo no instante da remoção da

falta são utilizados como ponto inicial no método de Newton para calcular o PEI para a falta simulada. Caso seja encontrado, segue-se para o próximo passo, caso contrário, isto é, o método direto divirja na obtenção do PEI, a contingência segue para simulação no domínio do tempo.

2. Os resultados do passo anterior são utilizado como ponto inicial para calcular o ponto de gradiente mínimo. Se o ponto de gradiente mínimo não for encontrado, então o método direto falhou e a contingência é selecionada para simulação no domínio do tempo. Caso contrário, segue-se para o próximo passo.
3. O ponto de gradiente mínimo é utilizado como ponto inicial para calcular o PEI. Em caso de sucesso, pode-se agora calcular a energia crítica, caso contrário, a contingência deve ser selecionada para simulação no domínio do tempo.
4. Compara-se a energia crítica calculada no passo anterior com a energia do sistema no instante da remoção da falta. Se a energia crítica for maior, então o caso é estável e a contingência pode ser removida da lista, caso contrário, a contingência é classificada como instável e pode ser selecionada para análise detalhada.

A utilização de métodos homotópicos é proposta por [36] para os casos em que ocorrer divergência na solução das equações não lineares nos passos 1, 2 e 3 ou quando estas levarem o processo à convergir em um PEI incorreto. O benefício deste tipo de método advém do fato de serem globalmente convergentes [43], ou seja, são capazes de convergir para uma solução independente do ponto inicial desde que certas condições sejam atendidas. Entretanto, possuem custo computacional maior do que, por exemplo, o método de Newton [44].

3.3 Seleção de Contingências Baseada em Índices de Desempenho

O objetivo de um índice de desempenho é medir o impacto que uma perturbação ou contingência causa em um sistema e este geralmente é calculado após a realização de uma simulação no domínio do tempo. Via de regra, quanto maior um índice de desempenho maior será o impacto da perturbação no sistema. As contingências, então, são ordenadas baseadas na sua severidade e, dependendo do método, podem ser classificadas como estável, instável ou potencialmente instáveis com base na resposta do sistema [11].

As simulações no domínio do tempo utilizadas para o cálculo dos índices de desempenho são curtas, geralmente até 1 segundo após a eliminação do defeito e não menor do que 50 ms [11]. As contingências classificadas como instáveis ou potencialmente instáveis devem ser analisadas com mais detalhe, através de simulação completa com duração da ordem de dezenas de segundos, enquanto que as estáveis podem ser descartadas. Esta eliminação de contingências de baixo impacto reduz custo computacional e permite que os analistas concentrem seus esforços em estudar somente as contingências relevantes para o sistema. O ponto crucial do uso de índices de desempenho é que estes não devem acusar resultados do tipo falso negativo, ou seja, avaliar como estável ou de baixo impacto uma contingência instável ou de alta relevância para o sistema.

A seleção dos índices de desempenho deve levar em conta os critérios de operação do sistema avaliado. Conforme será detalhado nos capítulos seguintes, é possível que um índice de desempenho capture um problema não identificado por outro, sendo este o principal motivo para a utilização de mais de um índice para avaliar as mesmas perturbações [45].

Alguns índices para avaliação de estabilidade transitória foram propostos e analisados por [10, 12, 46–49]. Índices voltados para a avaliação do comportamento da frequência do sistema frente às contingências foram propostos e avaliados por [13, 50–52]. Índices para avaliação do comportamento da tensão foram propostos por [53]. Alguns destes índices serão apresentados com mais detalhes nas próximas seções.

3.3.1 Índices Baseados na Coerência

A coerência de geradores é a medida da proximidade dos ângulos de todos os rotores dos geradores, referidos ao centro de inércia, após a eliminação da falta [54]. Portanto, se o ângulo de todos os geradores estiverem mais próximos do centro de inércia após uma determinada perturbação e mais afastados após outra perturbação, então o primeiro caso é mais coerente que o segundo. Naturalmente, casos estáveis são mais coerentes que casos instáveis [46].

Na Figura 3.1 abaixo, os ângulos de todos os geradores permaneceram relativamente próximos após a eliminação da falta e, portanto, pode-se dizer este caso é coerente e estável.

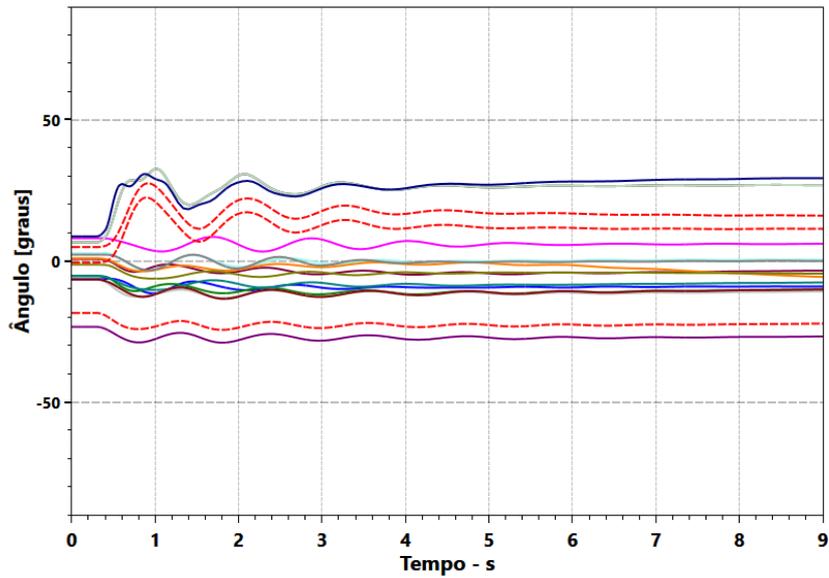


Figura 3.1: Ângulo do rotor dos geradores para um caso estável e coerente.

Para a Figura 3.2 abaixo, a resposta dos ângulos dos rotores mostra que o caso também é estável, porém, a maior amplitude destes ângulos indica que coerência é menor que no caso anterior.

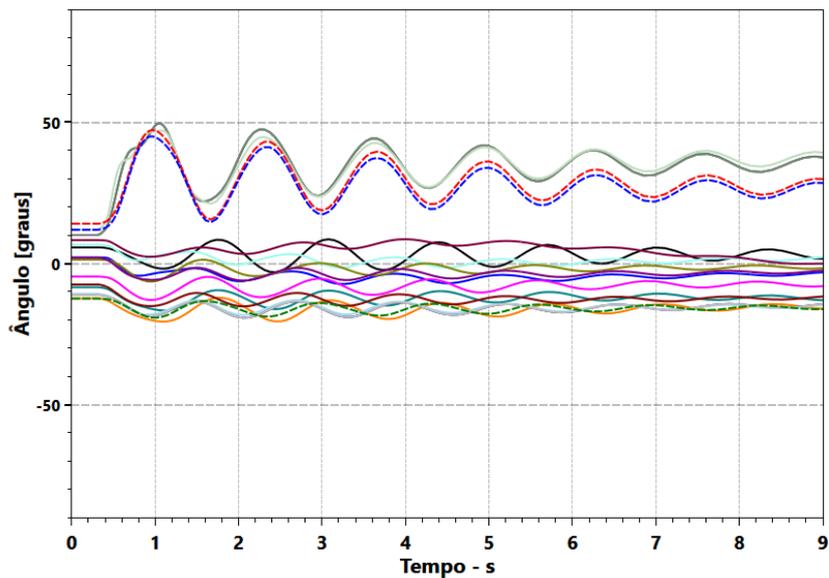


Figura 3.2: Ângulo do rotor dos geradores para um caso estável e menos coerente.

Na Figura 3.3 tem-se a resposta do sistema para um caso instável, em que o crescimento da defasagem angular dos geradores geradores indica a redução da coerência até a interrupção da simulação por perda de estabilidade.

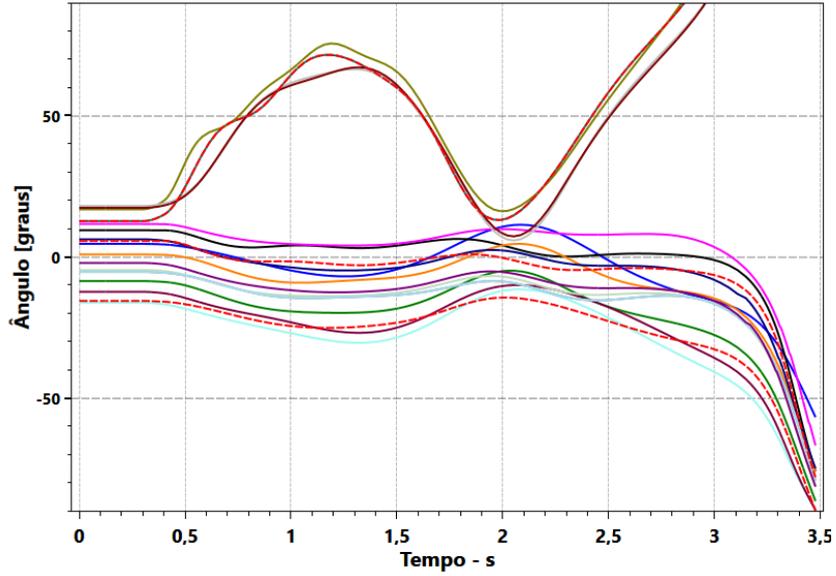


Figura 3.3: Ângulo do rotor dos geradores para um caso instável.

Percebe-se que quanto maior a diferença entre o menor e o maior ângulo dentre todos os geradores considerados, mais perto da instabilidade está o sistema. Apesar de ser relativamente fácil identificar visualmente a coerência dos geradores de um sistema, a escolha do índice para representá-la não é simples. Em [55] são propostos seis índices de desempenho baseados em coerência, sendo o descrito pela Equação 3.1 o mais eficaz [10, 12, 46–49].

$$ID_{COE} = \max(\max\theta_i(t) - \min\theta_i(t)) \quad (3.1)$$

$$i = 1, 2, \dots, Ng$$

$$t_{cl} \leq t \leq t_i(cl) + T$$

onde:

θ_i : ângulo do gerador i referido ao centro de inércia.

t_{cl} : instante da eliminação da falta.

T : período após a eliminação da falta.

Ng : número de geradores no sistema.

Não é necessário um período de observação longo para se constatar a coerência de geradores [54] e, portanto, o valor do período após a eliminação da falta T pode ser curto para reduzir o esforço computacional, sendo suficiente usar valores entre 0.5

à 1 segundo [10, 47]. Nos casos estáveis, as maiores excursões angulares costumam ocorrer nas primeiras oscilações, conforme ilustrado nas Figuras 3.1 e 3.2, o que garante a aplicabilidade deste índice.

3.3.2 Índice Baseado em Conversão de Energia

Este índice é baseado no conceito de conversão entre as energias cinética e potencial do sistema. A energia cinética pode ser definida como a energia acumulada na forma de movimento de giro dos rotores, enquanto que a energia potencial do sistema pode ser dividida em três:

- A posição dos rotores em relação ao Centro de Inércia do Sistema;
- A energia acumulada no campo magnético;
- As perdas do sistema.

O cálculo das energias cinética e potencial é feito com os mesmos conceitos descritos no Capítulo 2, com a ressalva de que agora o sistema não é mais gerador-barra infinita mas sim de um sistema multi-máquinas. As equações das energias cinética e potencial de um sistema multi-máquinas podem ser calculadas da seguinte forma [26]:

$$V_k = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{Ng} (M_i \omega_i^2)$$

$$V_p = \sum_{i=1}^{Ng} \int P_{aci} d\delta_i$$

$$i = 1, 2, \dots, Ng$$

onde:

M_i : constante de inércia do gerador i .

P_{aci} : potência acelerante do gerador i .

δ_i : defasagem angular entre o gerador i e o centro de inércia.

Ng : número de geradores no sistema.

Durante uma falta, energia cinética é adicionada ao sistema devido à aceleração dos rotores das unidades geradoras. Se o sistema possuir margem suficiente para absorver esta energia adicional na forma de energia potencial após a eliminação

da falta, então o sincronismo das unidades geradoras será mantido e um novo ponto de operação estável poderá ser alcançado. Caso o sistema não possua esta margem de absorção, alguma unidade geradora perderá o sincronismo acarretando em instabilidade.

Quanto maior for a diferença entre a energia cinética e a energia potencial após a remoção do defeito, mais próximo o sistema estará da instabilidade. As Figuras 3.4 a 3.7 ilustram o comportamento das energias cinética e potencial de um sistema frente à uma determinada perturbação à medida que o ponto de operação é alterado para deixá-lo até que ocorra instabilidade.

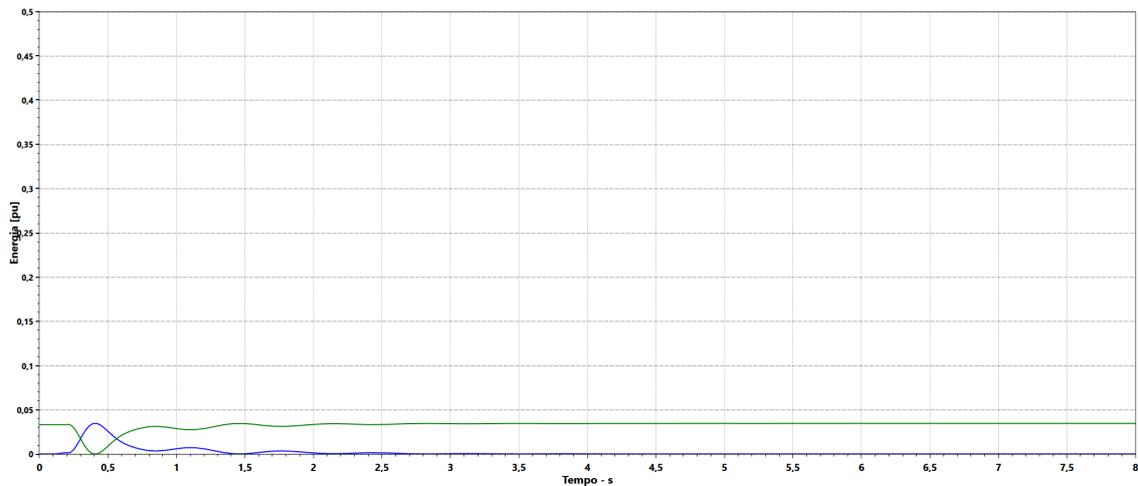


Figura 3.4: Exemplo de variações nas energias cinética, na cor azul, e potencial, na cor verde, para um caso estável.

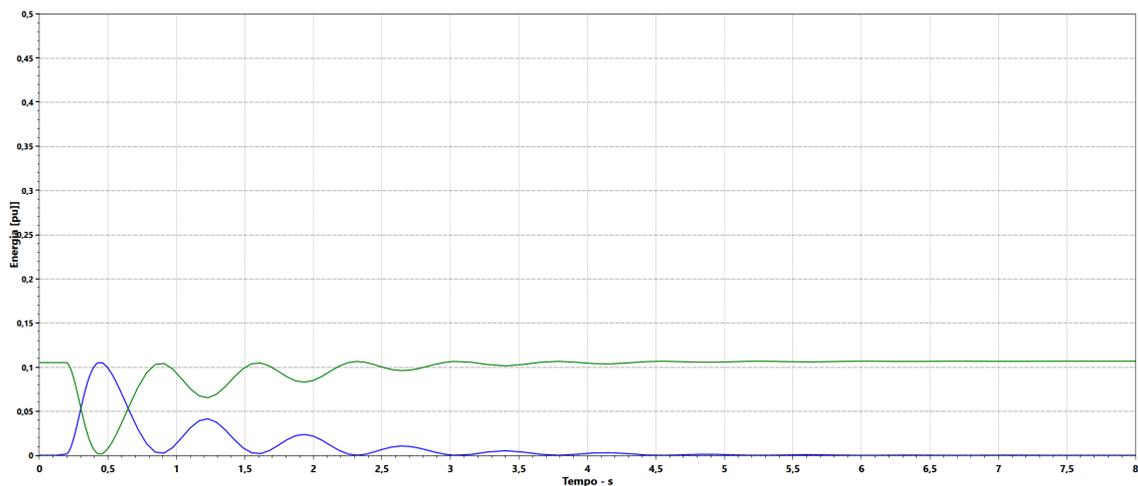


Figura 3.5: Exemplo de variações nas energias cinética, na cor azul, e potencial, na cor verde, para um caso estável e mais próximo da instabilidade.

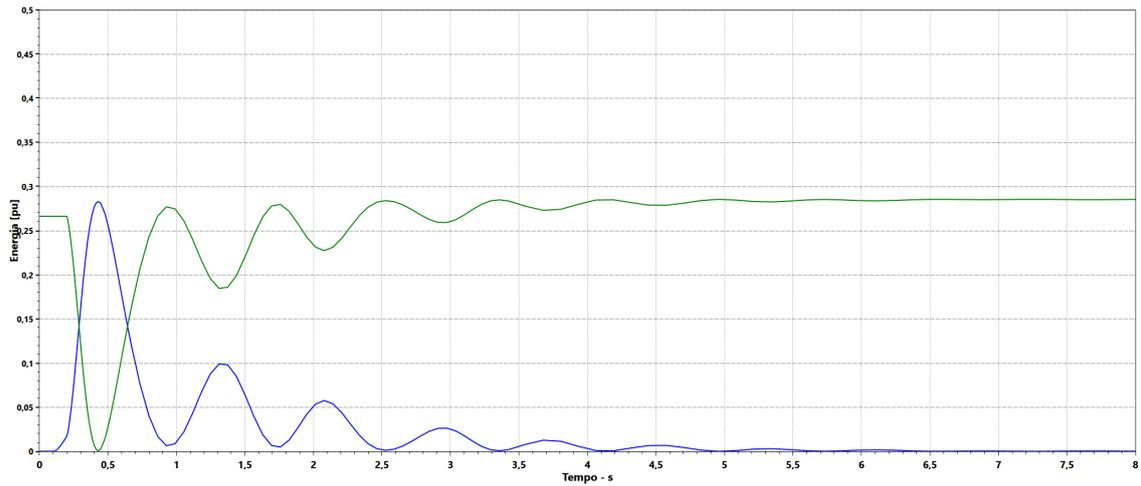


Figura 3.6: Exemplo de variações nas energias cinética, na cor azul, e potencial, na cor verde, para um caso no limite da estabilidade.

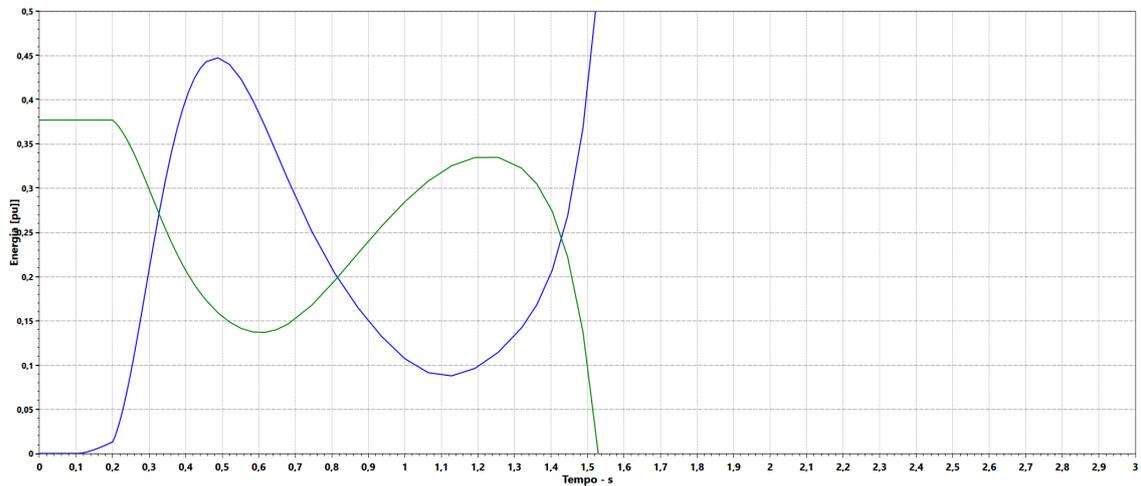


Figura 3.7: Exemplo de variações nas energias cinética, na cor azul, e potencial, na cor verde, para um caso instável.

Nas figuras acima, é possível notar o aumento na diferença entre os valores de energia cinética e potencial à medida que o ponto de operação de se desloca deixando o sistema mais sensível à contingência simulada. É possível inferir, a partir desta observação, o conceito de índice de desempenho baseado na conversão de energia, que é o módulo da maior diferença entre os valores de energia cinética e potencial observados na janela de tempo simulada.

$$ID_{EN} = \max(|V_k(t) - V_p(t)|) \quad (3.2)$$

onde:

V_k : Energia cinética do sistema.

V_p : Energia potencial do sistema.

3.3.3 Índice Heurístico Baseado em Energia Transitória

O índice proposto por [48] baseia-se nas seguintes constatações:

1. Para um caso estável, a energia cinética no instante da eliminação da falta será menor do que para um caso instável;
2. Para um caso estável, o módulo do valor da derivada da energia cinética em relação ao tempo para o instante imediatamente após a eliminação da falta será maior do que em um caso instável.

A Figura 3.8 ilustra o comportamento da energia cinética para um defeito aplicado em $t=100\text{ms}$ e removido em $t=200\text{ms}$. A curva em preto é o resultado da simulação para o caso mais brando, a curva azul é o resultado de um caso mais severo, a curva verde é o resultado de um caso próximo do limite de estabilidade e a curva lilás representa um caso instável. Conforme a constatação 1 acima, o valor da energia cinética no instante da eliminação da falta é maior para o caso instável.

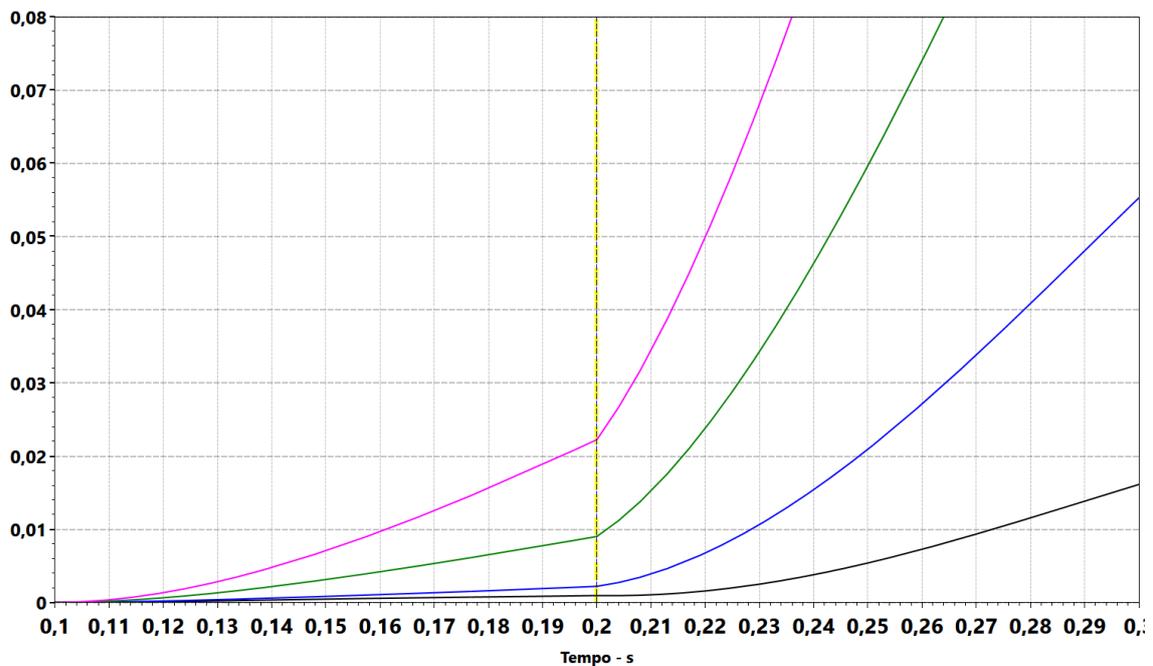


Figura 3.8: Exemplo de variações na energias cinética no instante de eliminação da falta para diferentes casos.

A constatação 2 pode ser escrita da seguinte forma:

$$\frac{|\dot{V}_{k_pf}|}{V_{k_cl}}$$

onde:

\dot{V}_{k_pf} : Derivada da energia cinética do sistema no primeiro passo simulado após a eliminação da falta.

$V_{k,cl}$: Energia cinética do sistema no instante da eliminação da falta.

A Figura 3.9 ilustra o comportamento da razão citada para os mesmos casos que os mencionados acima.

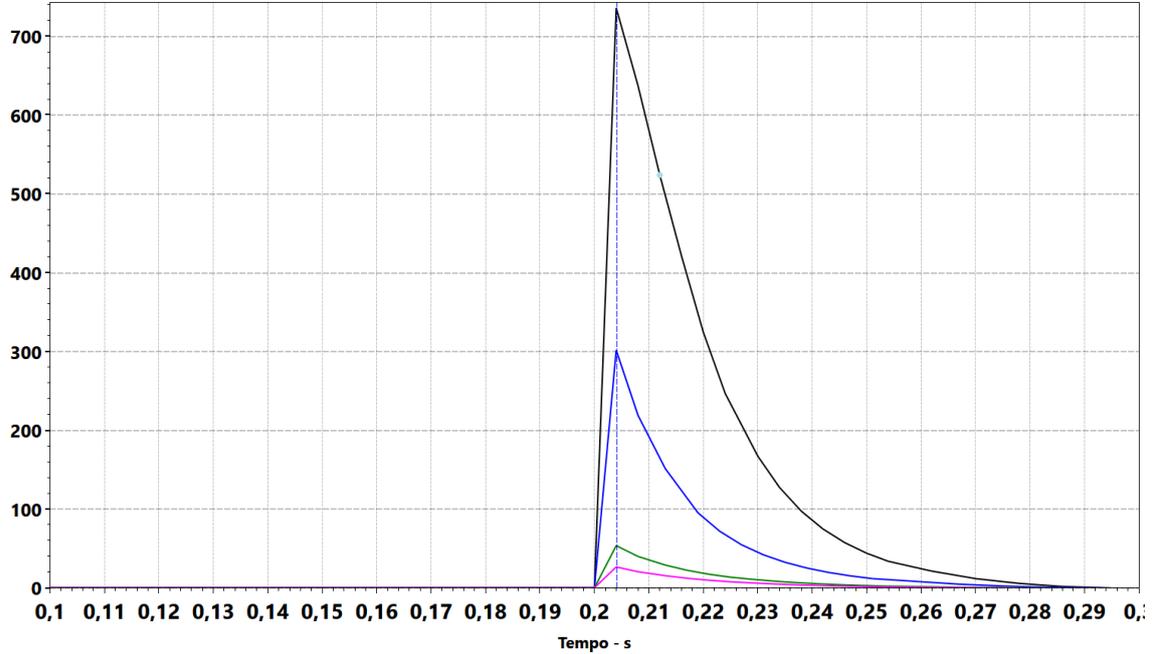


Figura 3.9: Exemplo de variações na energias cinética no instante de eliminação da falta para diferentes casos.

Estas duas características são utilizadas para se obter o índice descrito pela equação 3.3, que será maior para os casos mais severos [48].

$$ID_{KETI} = \frac{V_{k,cl}^2}{|\dot{V}_{k,pf}|} \quad (3.3)$$

3.3.4 Índices Baseados em Produto Interno

Produtos internos são utilizados para detectar o ponto de saída nos métodos híbridos baseados em função de energia pois permitem o término antecipado das simulações no domínio do tempo [19, 35, 56, 57]. Nestes casos, o foco está em avaliar o instante da mudança dos sinais dos produtos internos e, a partir daí, inferir a cerca da estabilidade do sistema. De forma geral, esta mudança de sinal ocorre poucos instantes após a eliminação da falta, poupando tempo de simulação.

Alguns índices de desempenho baseados em produto interno foram propostos e avaliados na literatura e podem ser utilizados como referência para quantificar o impacto de uma contingência no sistema [10]. As Equações 3.4 e 3.5 definem os produtos internos chamados na literatura de dot_1 e dot_2 .

$$\dot{\omega}_1 = \sum_{i=1}^{Ng} (P_{aci} \cdot \omega_i) \quad (3.4)$$

$$\dot{\delta}_2 = \sum_{i=1}^{Ng} (P_{aci} \cdot \delta_i) \quad (3.5)$$

$$P_{aci} = P_{mi} - P_{ei} - \frac{M_i}{M_t} P_{COI} \quad (3.6)$$

$$P_{COI} = \sum_{i=1}^{Ng} (P_{mi} - P_{ei}) \quad (3.7)$$

$$i = 1, 2, \dots, Ng$$

onde:

M_i : constante de inércia do gerador i .

M_t : constante de inércia total dos geradores.

P_{mi} : potência mecânica do gerador i .

P_{ei} : potência elétrica do gerador i .

δ_i : defasagem angular entre o gerador i e o centro de inércia.

ω_i : velocidade angular entre o gerador i e o centro de inércia.

Ng : número de geradores no sistema.

As Figuras 3.10 e 3.11 mostram que tanto $\dot{\omega}_1$ quanto $\dot{\delta}_2$ apresentam oscilações crescentes a medida que o sistema se aproxima da instabilidade. Nas curvas em vermelho tem-se o caso mais distante da instabilidade, em verde um caso ainda estável porém mais severo, em preto um caso próximo à instabilidade e em lilás um caso instável.

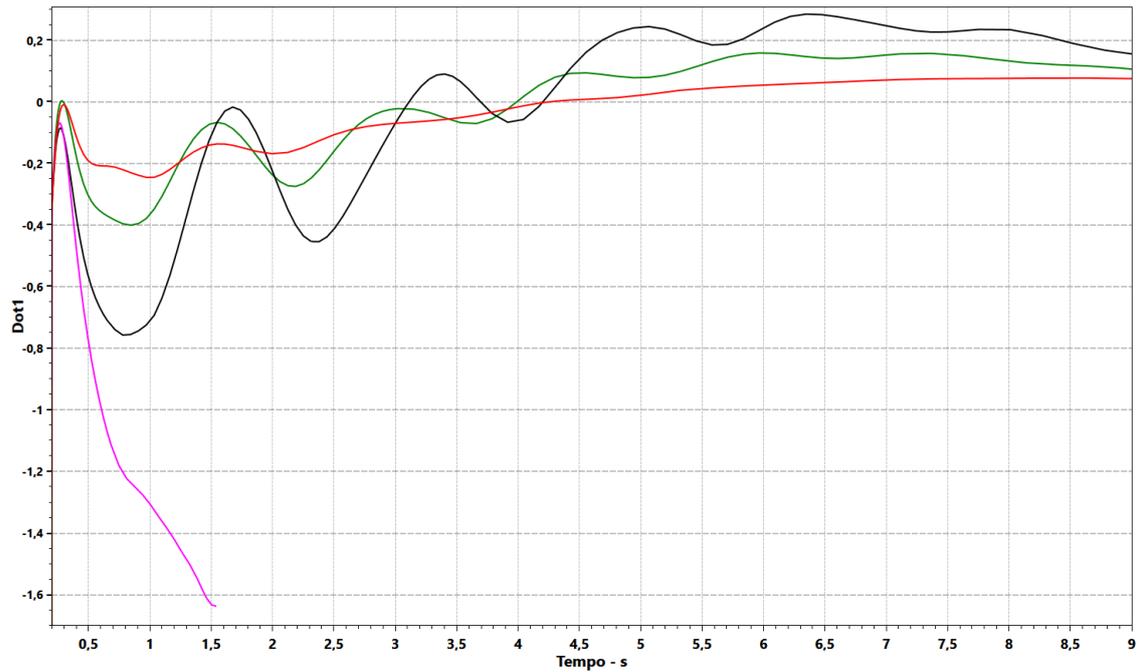


Figura 3.10: Comportamento de \dot{dot}_1 para diferentes casos.

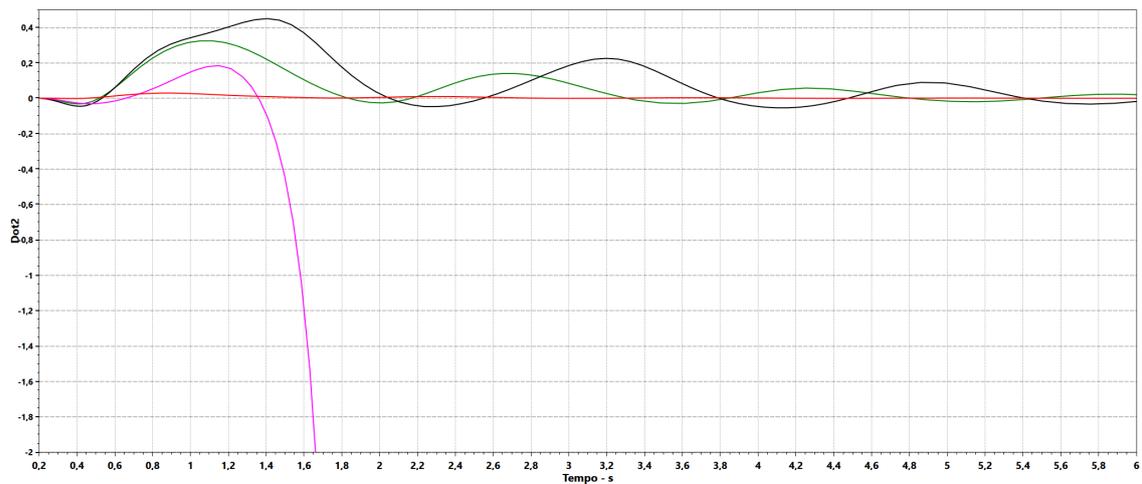


Figura 3.11: Comportamento de \dot{dot}_2 para diferentes casos.

O crescimento deste comportamento oscilatório dos produtos internos permite quantificar o impacto da contingência por meio da maior diferença entre o valor máximo e o valor mínimo de cada produto interno, conforme equações 3.8 e 3.9:

$$ID_{\text{DOT1}} = \max(\dot{dot}_1(t)) - \min(\dot{dot}_1(t)) \quad (3.8)$$

$$ID_{\text{DOT2}} = \max(\dot{dot}_2(t)) - \min(\dot{dot}_2(t)) \quad (3.9)$$

3.3.5 Índice Baseado no Desvio de Frequência

O desvio de frequência também é um indicador do comportamento dinâmico do sistema após uma contingência, especialmente nos casos de contingências que provocam desbalanço significativo entre carga e geração. Contingências que acarretam em ilhamento de sistemas são exemplos de distúrbios que podem causar desvios de frequência significativos no sistema. As Figuras 3.12 e 3.13 ilustram um caso em que a contingência simulada não ocasionou ilhamento e um caso em que a contingência simulada ocasionou ilhamento, respectivamente.

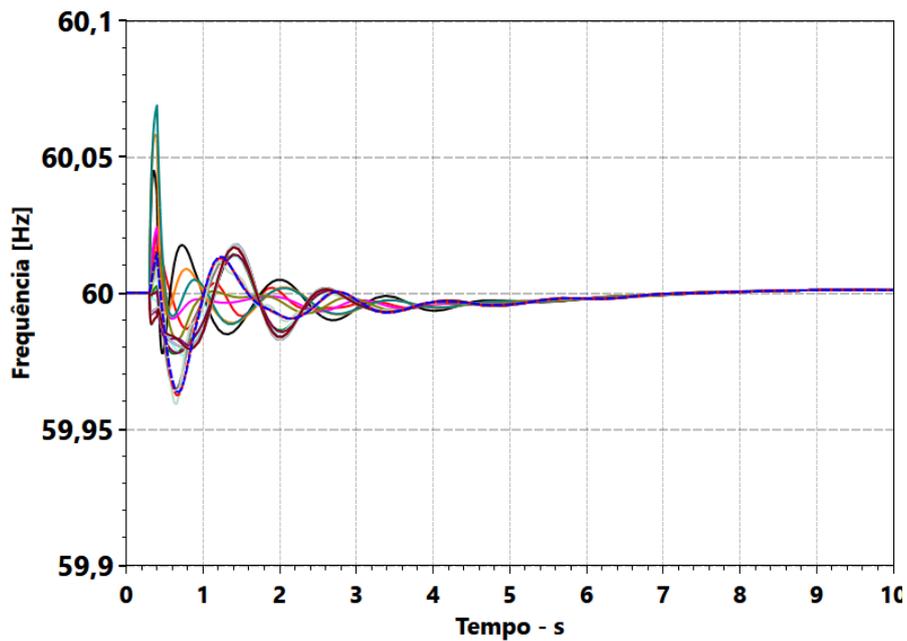


Figura 3.12: Resposta da frequência para contingência sem ilhamento, cada uma das curvas representa a frequência de um gerador.

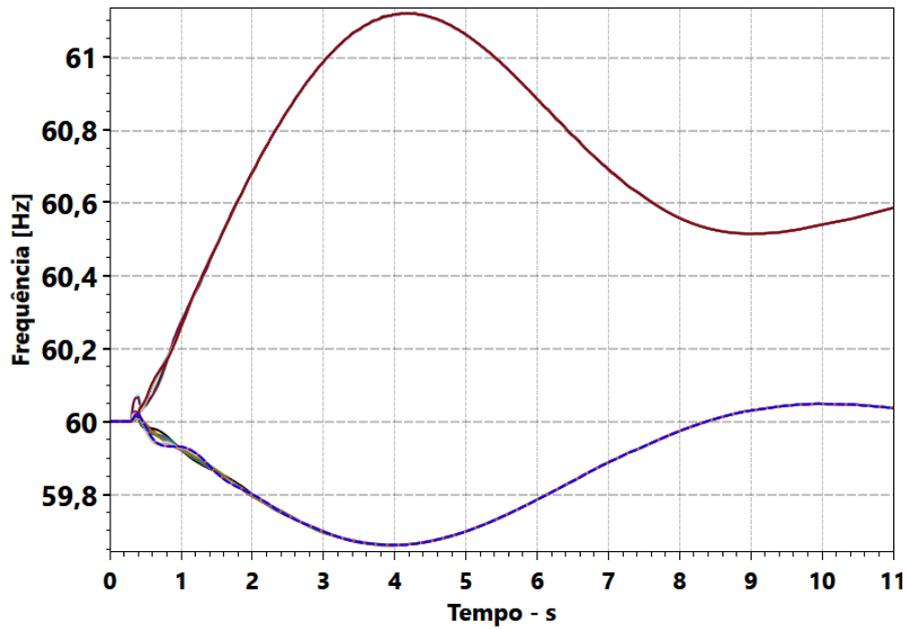


Figura 3.13: Resposta da frequência para contingência com ilhamento, cada uma das curvas representa a frequência de um gerador.

A Figura 3.14 ilustra a resposta da frequência das ilhas formadas após o ilhamento para um caso em que o intercâmbio entre das áreas estava relativamente elevado, porém dentro do limite de segurança. Na Figura 3.15 está ilustrada a resposta das frequências para um caso em que o critério de frequência mínima, 55,8 Hz, foi violado.

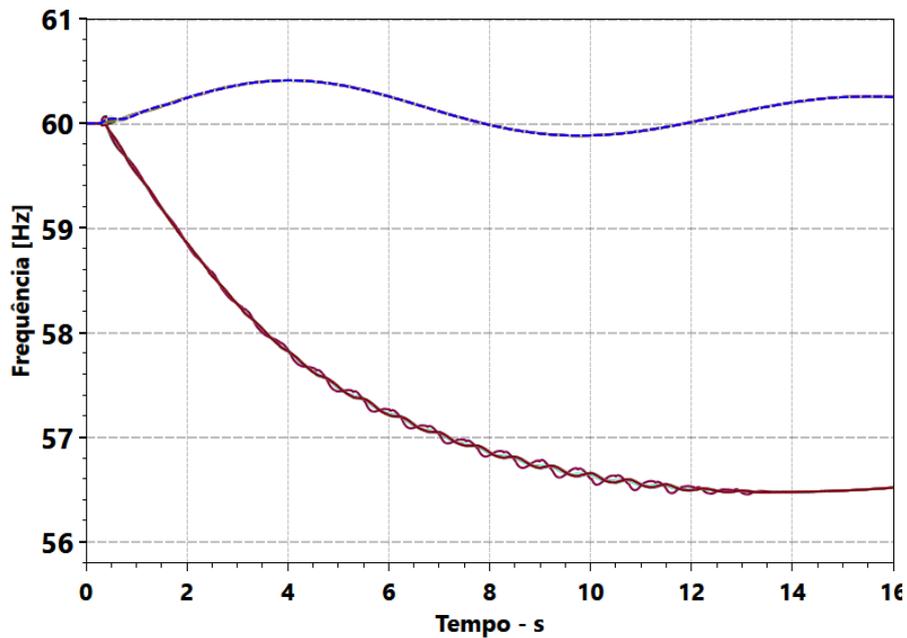


Figura 3.14: Resposta da frequência para contingência com ilhamento para um caso com maior desbalanço inicial entre carga e geração.

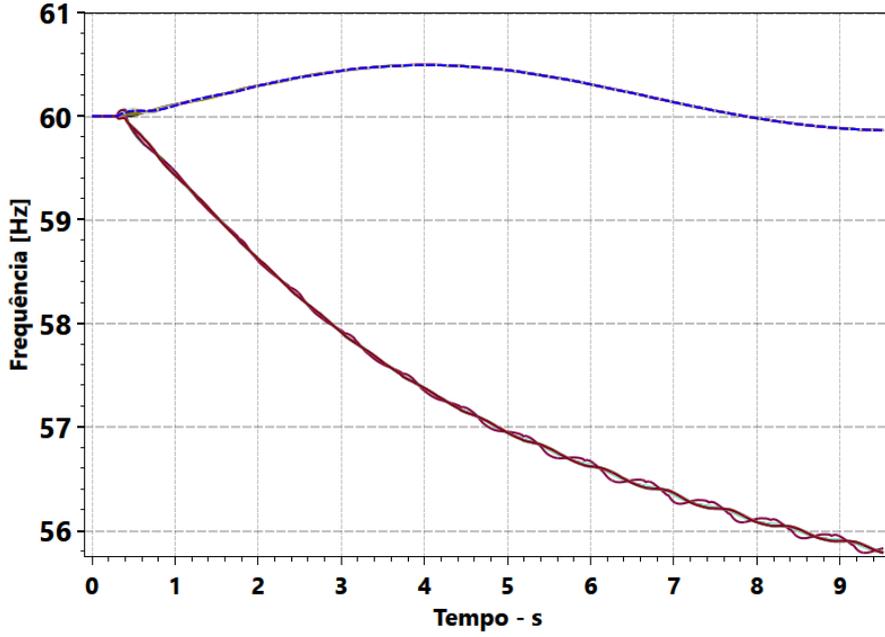


Figura 3.15: Resposta da frequência para contingência com ilhamento em que o critério de frequência mínima foi violado.

O comportamento da frequência, então, pode ser utilizado como referência para calcular o impacto de uma contingência, especialmente para casos em que ocorre ilhamento do sistema original. Índices de desempenho baseados no desvio de frequência são descritos em [13, 39, 50] e uma versão simplificada do índice baseado no maior desvio de frequência é descrito pela equação 3.10.

$$ID_{\text{FREQ}} = \max\left(\frac{\Delta f_{r_i}}{f_{r_{\text{nom}}}}\right) \quad (3.10)$$

$$\Delta f_{r_i} = |f_{r_i}(t) - f_{r_{\text{nom}}}|$$

$$i = 1, 2, \dots, Ng$$

onde:

f_{r_i} : frequência do gerador i .

$f_{r_{\text{nom}}}$: frequência nominal do sistema.

Ng : número de geradores no sistema.

3.3.6 Índices Compostos

Conforme proposto por [10], dois ou mais índices podem ser combinados para formar um índice composto, que é a combinação numérica dos índices individuais.

Nestes casos, cada índice tem um peso cujo valor dependerá das características do sistema elétrico analisado [46]. O conceito por trás desta ideia é que cada índice avalia uma das variações dinâmicas do sistema e, portanto, o uso de mais de um índice composto poderá reduzir erros no ordenamento das contingências. Os métodos utilizados para realizar a combinação numérica dos índices estudados na literatura variam deste a média aritmética dos índices selecionados [10] até o uso de pesos diferentes para cada índice. A definição dos pesos pode ser feita de diversas formas, em [58] foi utilizada análise estatística dos dados do sistema teste e em [12] foi utilizado o método da média dos mínimos quadráticos.

Apesar de um grande número de índices ser desejado do ponto de vista da acurácia, deve-se atentar para o aumento no esforço computacional que o acréscimo de mais índices causará. A referência [45] sugere o uso de até 3 índices individuais para geração de um índice composto.

Conforme será detalhado a seguir, este trabalho faz uso do conceito de composição de índices para capturar as violações de vários critérios de operação, porém sem realizar a combinação numérica dos valores calculados destes índices.

Capítulo 4

Método Proposto para Seleção de Contingências na Obtenção da Região de Segurança

4.1 Introdução

No Capítulo 2 foi discutida a avaliação da segurança dinâmica de um sistema dentro do contexto de região de segurança. Observou-se que a avaliação da segurança de toda a vizinhança de um ponto de operação é tão importante quanto a avaliação da segurança deste dado ponto. Uma das formas de se avaliar a segurança dinâmica da vizinhança de um ponto de operação é realizar simulações no domínio do tempo de uma lista de contingências para vários pontos de operação até que seja identificado o limite de segurança do sistema, formando a chamada região de segurança dinâmica.

No ambiente de operação em tempo real, todas as ações são balizadas pela segurança e pela economicidade. Por este motivo, esforço tem sido empregado na obtenção da região de segurança de forma rápida e confiável, sendo o objetivo do método apresentado neste capítulo o de propiciar maior velocidade na obtenção da região de segurança dinâmica.

Conforme detalhado no Capítulo 2, uma forma de se avaliar as perturbações da lista de contingências inclui a realização de simulação dinâmica no domínio do tempo de cada contingência, o que apresenta custo computacional considerável. Por este motivo, esforço tem sido empregado para desenvolver e aprimorar os métodos de seleção de contingências de forma que seja realizada a simulação completa somente daquelas com potencial de violar os critérios de operação do sistema. Uma das técnicas utilizadas na seleção de contingências é o cálculo de índices de desempenho.

Foi visto no Capítulo 3 que os índices de desempenho medem o impacto de uma perturbação no sistema elétrico. O cálculo destes índices geralmente é feito para um

ponto de operação e, a partir dos valores dos índices, é feita a classificação e seleção das contingências. Os resultados destes índices são sensíveis à topologia da rede e também ao ponto de operação do sistema, o que justifica o cálculo periódico destes para assegurar que a lista proposta é válida para o estado atual do sistema.

Ainda que pouco esforço tenha sido empregado na aplicação de índices de desempenho para os pontos de operação na vizinhança do ponto de operação original, a experiência obtida na avaliação de regiões de segurança indica que, considerando uma dada direção, há contingências cuja simulação não se faz necessária. Para uma direção oposta, pode ocorrer o efeito também inverso, ou seja, a simulação no domínio do tempo destas contingências passa a ser relevante para a análise de segurança. Carece, entretanto, de uma metodologia que possa avaliar em que contexto uma contingência deixa de ser relevante para o sistema em uma determinada direção da região de segurança e, assim, ser retirada da lista de contingências associada àquela direção.

Visto que uma das formas de se obter a região de segurança dinâmica faz uso de simulação no domínio do tempo de todas as contingências em vários pontos de operação na vizinhança do ponto original e que os resultados das simulações permitem calcular índices de desempenho, será avaliada a possibilidade de se utilizar os resultados das simulações de cada ponto de operação para inferir a respeito da relevância de uma contingência para uma direção na região de segurança. Desta forma, pretende-se reduzir a lista de contingências a ser utilizada em uma direção a medida que novos pontos de operação são avaliados, até que se atinja o limite de segurança.

A premissa básica para um método que selecione contingências é que todas as contingências que possam causar a violação de critérios de operação devem ser selecionadas para avaliação mais detalhada utilizando simulação no domínio do tempo, ou seja, evitar falsos negativos. Além disso, o critério de seleção deve ser rigoroso o suficiente para excluir o maior número possível de contingências de baixo impacto, ou seja, evitar falsos positivos, trazendo ganho de performance para a avaliação de segurança como um todo.

Foi observado a partir de experiência obtida com simulações que algumas contingências pertencentes a uma lista de contingências podem ter sua relevância reduzida para um dado cenário, enquanto passam a ter grande importância em outros casos. Um ponto relevante da análise é a adoção de um critério para quantificar a relevância da contingência.

Tomando como base o sistema hipotético ilustrado na Figura 4.1 é possível notar que o impacto do desligamento de cada um dos ramos representados é alterado dependendo dos despachos dos grupos de geração.



Figura 4.1: Exemplo de sistema com áreas monitoradas e grupos de geração.

Se o despacho do grupo de geração G1 for menor que a carga da área monitorada, então parte desta carga estará sendo suprida por G2 ou G3. Para o caso em que G2 e G3 estão suprindo grande parte da carga da área monitorada, a contingência de qualquer um dos 4 ramos que interligam a área monitorada à G2 e G3 será de grande importância e, portanto, haverá a necessidade de se realizar a simulação no domínio do tempo destas contingências.

Entretanto, a medida que a geração de G2 é reduzida e a de G3 elevada, menos relevantes serão os ramos A e B e maior será o impacto da contingência dos ramos C e D. O oposto ocorre quando a geração de G3 é reduzida e a geração de G2 elevada. Neste caso, as contingências dos ramos A e B passam a ter mais relevância ao passo que o impacto das contingências dos ramos C e D diminui.

No exemplo dado, a elevação de G3 com a redução de G2 representa uma direção na avaliação da região de segurança enquanto que a redução de G3 com a elevação de G2 representa uma direção no sentido oposto. No caso em que a geração de G3 aumenta, é pouco provável que o limite da região de segurança desta direção será atingido devido a contingência do ramo A ou do ramo B e dado que o objetivo final é encontrar o limite da região de segurança, não há necessidade de se realizar as simulações no domínio do tempo para estas duas contingências. Já as simulações das contingências associadas aos ramos C e D deverão ser realizadas em detalhes de forma a se obter com a maior precisão possível o limite de segurança.

Percebe-se então que, dentro de um contexto, determinadas contingências se tornam menos importantes. Desta forma, uma lista de contingências não necessariamente deve ser a mesma para todas as direções avaliadas em uma região de segurança já que, no fim, somente as contingências que violaram primeiro os critérios de operação são determinantes para a fronteira de segurança.

4.2 Descrição do Método

O método proposto aproveita o fato de que a avaliação da região de segurança dinâmica é feita utilizando simulações no domínio do tempo para calcular os índices de desempenho de cada contingência em cada ponto de operação. Após as simulações

das contingências em um ponto de operação, estas são ordenadas baseadas nos índices calculados de forma que as contingências que estiverem no topo são as que apresentaram os maiores índices e, portanto, serão as prováveis limitadoras da região de segurança. Um contingência que continuamente se mantiver no final da lista para todos os índices calculados não causará limitação da região de segurança e, portanto, pode ser retirada da lista de contingências para a direção analisada.

Na Figura 4.2 observa-se o esquema simplificado do método proposto. A cada ponto do operação, representado pelas cruces na cor verde, são realizadas simulações no domínio do tempo para verificar o comportamento do sistema frente à cada uma das perturbações da lista de contingência. Os resultados desta simulações são utilizados para calcular índices de desempenho para cada contingência, que na figura são ID_x , ID_y e ID_w . Uma análise dos resultados dos índices de desempenho é utilizada para identificar quais contingências dentre as constantes na lista oferecem menor chance de violar um critério operativo e, assim, reduzir a lista de contingência a ser utilizada no ponto de operação seguinte.

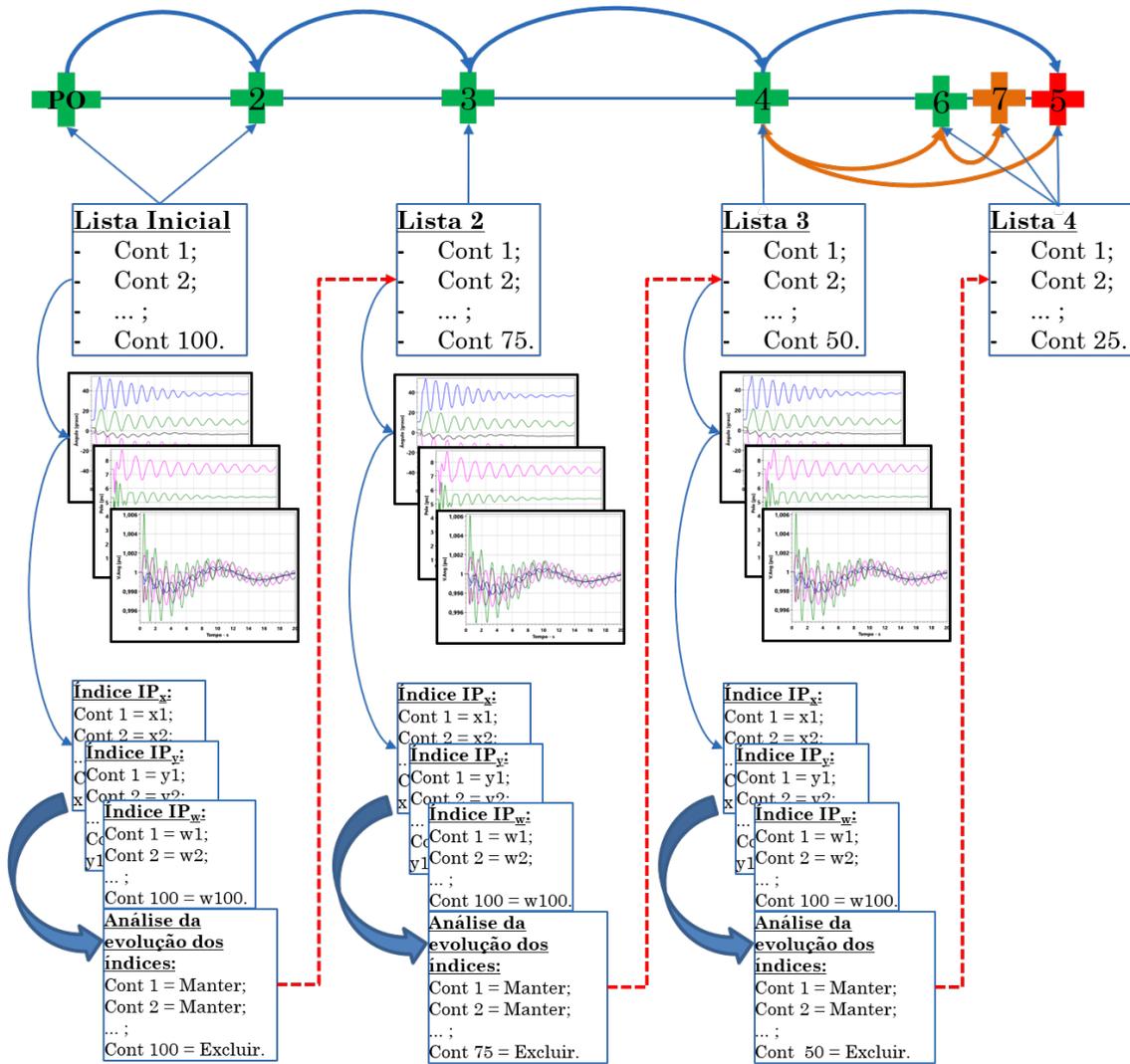


Figura 4.2: Esquema simplificado do método proposto, com o número de contingências simuladas sendo reduzidas a cada novo ponto de operação avaliado.

O que ocorre, em última análise, é a avaliação da evolução da relevância de cada contingência para uma dada direção tendo como referência um critério de operação representado pelos índices de desempenho selecionados. As contingências que constantemente apresentam menor relevância dentre todas do grupo podem ser desconsideradas da análise de segurança. Conforme será detalhando adiante, a remoção de uma contingência da lista não significa que esta não oferece risco de violar um critério de operação do sistema, mas sim que há outras contingências com risco maior de violar o mesmo critério para cenários operativos mais restritivos.

Essa abordagem fará com que um menor número de simulações no domínio do tempo sejam realizadas a medida que mais pontos de operação são avaliados em uma mesma direção. Dado o esforço computacional empregado em simulações no domínio do tempo, espera-se reduzir o tempo necessário para avaliação da região de segurança.

Outro benefício esperado é a possibilidade de se utilizar uma lista de contingências inicial maior, que contemple um conjunto maior de possíveis perturbações factíveis no sistema, independente do impacto inicial esperado para o evento. Uma lista de contingências inicial maior permite às equipes de operação ficarem preparadas para um número maior de diferentes cenários não previstos nas etapas de planejamento.

Os passos a serem seguidos no método proposto, para cada direção avaliada, são:

1. A partir do ponto de operação original, utilizar os resultados das simulações dinâmicas para calcular os índices selecionados de cada contingência da lista de contingências;
2. Ordenar as contingências de acordo com os índices calculados, aquelas que apresentarem os menores valores são selecionadas como candidatas à serem excluídas da lista para a direção sob análise;
3. Para o novo ponto de operação na vizinhança do ponto original, ordenar as contingências de acordo com os índices e selecionar as últimas contingências como candidatas à exclusão;
4. Excluir da lista de contingências aquelas que foram selecionadas como candidatas para exclusão por todos os índices para um número definido de pontos de operação;
5. Repetir os passos 2 e 3 para os próximos pontos de operação com a lista de contingências reduzida até que o limite da região de segurança seja obtido ou até que a lista de contingências atinja um valor mínimo estabelecido.

No método proposto, três parâmetros devem ser definidos pelo usuário:

1. O percentual de contingências pertencente à lista de contingências a serem selecionadas como candidatas à exclusão a cada ponto de operação;
2. O número de seleções consecutivas para exclusão de uma contingência;
3. O número mínimo admitido de contingências na lista de contingências.

Conforme será apresentado, os parâmetros tem impacto direto na acurácia e na performance computacional do método. O uso de parâmetros restritivos, tais como um percentual de contingência a serem excluídas alto ou um valor reduzido para o número mínimo de contingências na lista, pode acarretar na exclusão de contingências que violam critérios operativos. Este caso ocorre, por exemplo, quando o ponto de operação inicial se encontra afastado do limite de segurança de uma direção e próximo do limite de outra direção.

O uso de parâmetros pouco restritivos, entretanto, acarretará na remoção de poucas, ou nenhuma, contingência a cada ponto de operação, o que acaba por anular o benefício esperado do método proposto.

Outro ponto de interesse é a forma de se analisar o impacto de cada contingência no sistema. No método em questão, foi proposto o uso de índices de desempenho para quantificar a relevância de cada contingência para os cenários avaliados.

Conforme detalhado no Capítulo 3, há vários índices de desempenho propostos na literatura para aplicação em seleção de contingências. Cada índice apresenta bons resultados na análise de fenômenos específicos e dependem de certos fatores, tais como topologia da rede, instante de eliminação da falta e a janela de tempo observada. Por este motivo, propõe-se a utilização de mais de um índice de desempenho no método proposto tendo em vista os critérios de análise das contingências que, no caso, são a estabilidade transitória e a estabilidade de frequência.

Um resumo dos passos seguidos no método proposto bem como das variáveis de entrada do usuário estão apresentadas no fluxograma ilustrado na Figura 4.3.

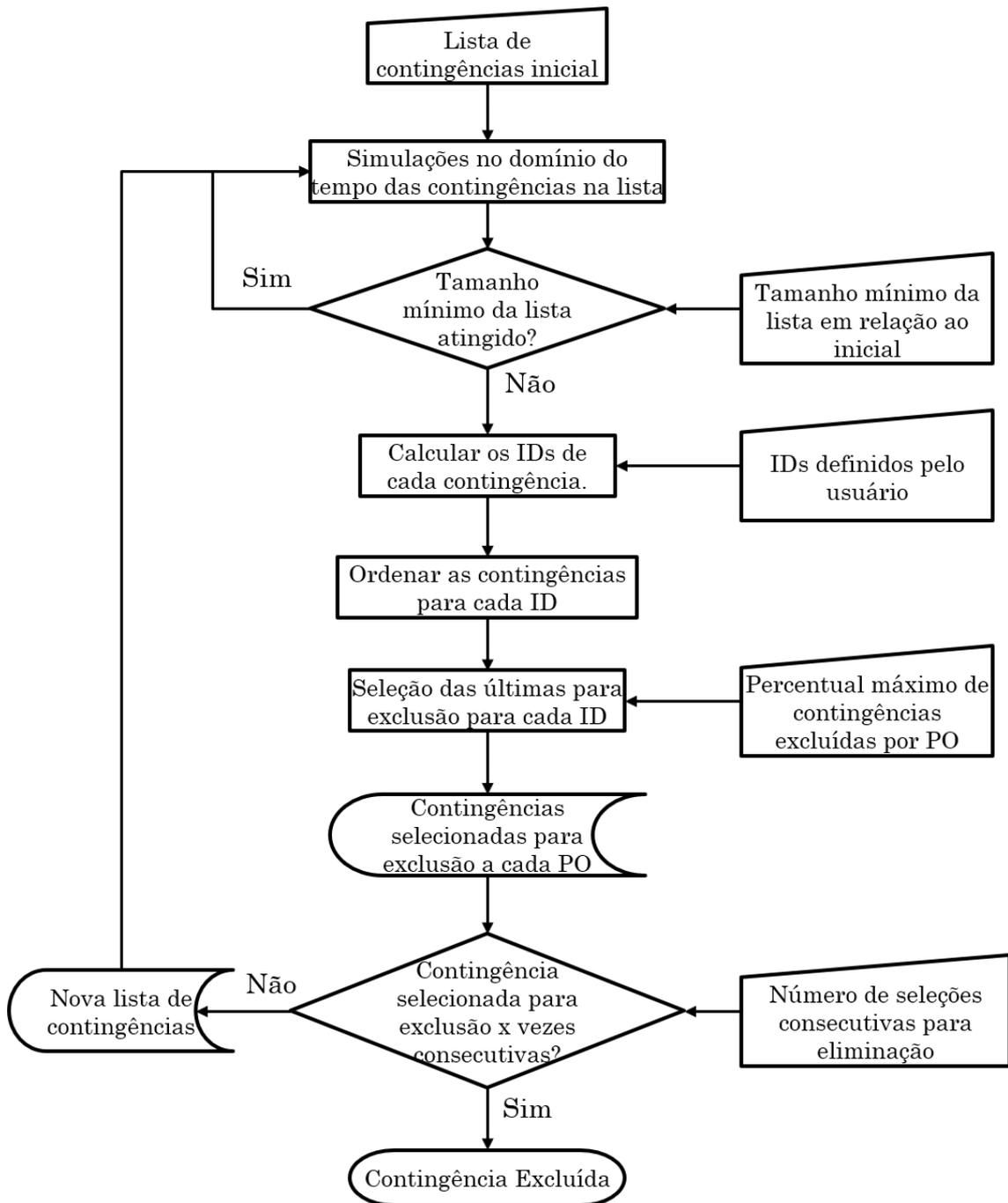


Figura 4.3: Fluxograma do método proposto.

Alguns dos aspectos do método proposto serão detalhados a seguir para melhor compreensão dos seus conceitos e aplicações nos casos avaliados nos capítulos de resultados.

4.2.1 Percentual de Contingências a Serem Excluídas Por Ponto de Operação

O objetivo final do método é excluir contingências da lista original e, portanto, a definição do número de contingências a serem eliminadas a cada ponto de operação é um dos pontos chave no processo.

Em sua maioria, os métodos de seleção de contingência propostos na literatura têm por estratégia ordenar as contingências por severidade, cabendo ao analista selecionar as mais bem colocadas para análise detalhada sem que seja proposto um critério de referência que indique quais contingências deve ser avaliadas detalhadamente. Em [37, 58] foram apresentados critérios de referência para os métodos descritos.

O uso de um critério absoluto para índices de desempenho não é indicado pois os resultados são dependentes das características do sistema, tais como sua topologia e condições operativas [37]. Não é possível, portanto, garantir que as referências estudadas e estabelecidas para um sistema possam ser utilizadas satisfatoriamente em outro ou até mesmo que os valores absolutos serão válidos para todas as condições operativas de um mesmo sistema.

Este trabalho propõe o uso de uma referência relativa, baseada nos índices calculados para as contingências a cada ponto de operação. As contingências devem ser ordenadas de acordo com os valores de seus índices, sendo selecionadas para exclusão algumas das últimas colocadas.

Uma das formas estatísticas de se analisar um conjunto de dados é pela posição destes [59]. Os quantis são uma das formas de subdividir os dados ordenados do maior para o menor em dois subconjuntos menores, de forma que parte dos dados pertence ao grupo cujo valor é igual ou menor ao quantil. Os percentis aqueles que dividem a amostra em 100 partes, cada uma contendo uma quantidade dados iguais. Desta forma, o primeiro percentil separa o conjunto de dados em 2 subgrupos: um contendo 1% menores e outro contendo os demais 99%.

No método proposto, as contingências selecionadas como candidatas à exclusão são aquelas que pertencerem ao percentil definido pelo usuário. Assim, a referência para definição de qual contingência apresenta maior relevância é feita independente das mudanças na topologia e condições operativas. Além disso, o uso de percentil torna o método menos sensível a valores extremos.

Um dos fatores que influenciam no valor deste parâmetro é a distância entre cada ponto de operação. A avaliação de pontos de operação distantes tende a produzir maiores variações nos índices de desempenho e, conseqüentemente, garantem que as contingências mais relevantes irão mais rapidamente para o topo da lista.

4.2.2 Número de Seleções Consecutivas para Eliminação da Contingência

Este parâmetro está associado ao último passo do método proposto e sua análise é similar à do percentual máximo de contingências a serem excluídas por ponto de operação avaliado.

A seleção das contingências candidatas à exclusão é feita a cada ponto de operação avaliado e leva em conta somente os resultados dos índices de desempenho obtidos para aquele ponto de operação. Entretanto, um único ponto de operação pode não fornecer dados suficientes para caracterizar a pertinência de uma dada contingência no âmbito da avaliação de região de segurança. Desta forma, é necessário obter os resultados de mais de um ponto de operação antes de decidir pela exclusão de uma contingência.

Quanto maior for o número de pontos de operação avaliados, maior será a quantidade de informações disponíveis a respeito da relevância da contingência em uma dada direção. De fato, a contribuição deste trabalho reside no uso das informações de múltiplos pontos de operação na seleção de contingências. Entretanto, aguardar o resultados da avaliação de muitos pontos de operação, ou seja, a seleção da contingência para exclusão consecutivamente por várias vezes pode trazer prejuízo na aceleração do processo de obtenção da região de segurança.

De forma semelhante ao parâmetro anterior, a distância entre pontos de operação tem grande influência na escolha deste parâmetro.

4.2.3 Tamanho Mínimo da Lista

A condição de parada na obtenção do limite de segurança de uma direção de uma região de segurança dinâmica é a ocorrência de instabilidade. Ainda que mais de uma contingência em uma lista possa causar instabilidade se houver deslocamento suficiente do ponto de operação, a avaliação da segurança para uma dada direção pode ser interrompida ao se identificar a contingência que causar instabilidade primeiro, ou seja, a contingência mais restritiva para o sistema. Em último caso, uma região de segurança pode ser obtida simulando somente a pior contingência de cada direção, o que aceleraria enormemente o processo como um todo.

Há, entretanto, grande dificuldade em se identificar quais são as contingências mais restritivas de antemão, sendo este o motivo por utilizar-se de uma lista de contingências. O desafio reside em manter a lista com o menor tamanho possível sem deixar fora aquelas que irão limitar a região de segurança em todas as direções.

No método proposto, deve-se estabelecer um limite mínimo de contingências a serem mantidas na lista de uma dada direção de forma a garantir que o conjunto final sempre manterá a mais restrita.

O número mínimos de contingências na lista deve ser definido para cada sistema avaliado e, de uma forma geral, pode ser associado ao tamanho inicial da lista.

4.2.4 Índices de Desempenho Selecionados

Os índices de desempenho são um dos pontos cruciais do método, visto que estes são os responsáveis por quantificar o impacto das contingências avaliadas. Estes índices computam os resultados de uma simulação no domínio do tempo em um único número, capaz de representar a relevância de uma dada contingência para o sistema.

A escolha do índice deve ser cuidadosa, pois este tem que ser capaz de representar fielmente o comportamento do sistema para uma dada condição operativa avaliada independente da topologia do sistema ou do cenário. Um índice geralmente está associado a uma única variável ou fenômeno, sendo recomendado o uso de uma gama de índices simultaneamente.

O presente trabalho está inserido no âmbito da avaliação de segurança dinâmica e, portanto, serão utilizados os índices identificados na literatura como apropriados para este tipo de análise. Entretanto, mais índices devem ser considerados caso seja necessário contemplar outros critérios de operação na avaliação da região de segurança, tais como afundamento máximo de tensão ou amortecimento mínimo de oscilações.

Foram utilizados dois índices para avaliação de estabilidade transitória, o PI_{EN} e o PI_{DOT2} . Estes índices apresentaram bons resultados quando utilizados para ordenar as contingências do sistema nos testes preliminares, corroborando os resultados de [10, 46, 47]. Além disso, as variáveis necessárias para calcular diretamente os índices já estão disponíveis no ORGANON, não sendo necessário realizar manipulação matemática dos resultados das simulações antes de calculá-los.

Além destes, foi selecionado um índice para avaliar a performance do sistema frente à ilhamento, o PI_{FREQ} . Este se mostrou capaz de medir corretamente o impacto de determinadas contingências críticas que não eram identificados pelos outros índices.

Para serem considerados adequados para o presente trabalho, os índices selecionados devem apresentar um comportamento evolutivo que permita identificar a contingência limitante da região de segurança. Por isso, a evolução dos índices selecionados foi avaliada em sistemas teste para ter sua eficácia constatada para a aplicação almejada.

Evolução dos Índices de uma Contingência

Para ilustrar como a direção influencia no impacto de uma contingência, será utilizado o sistema de 9 Barras [60], representado na Figura 4.4.

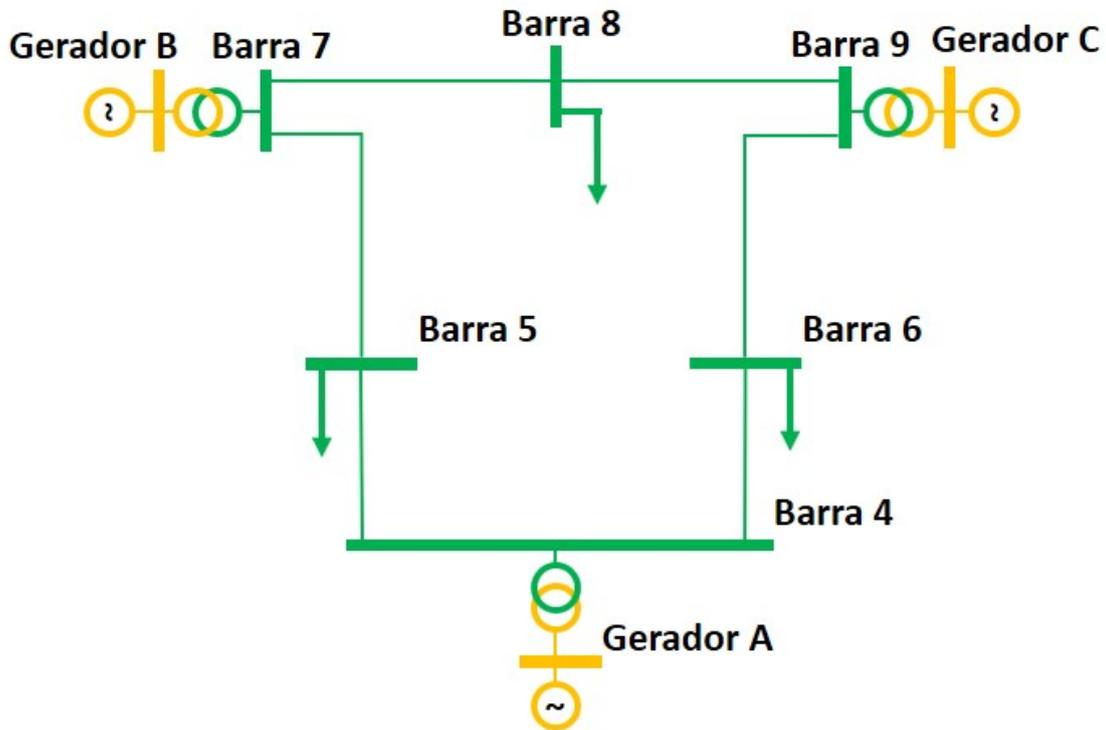


Figura 4.4: Sistema exemplo de 9 barras [60].

É importante destacar que as variações de geração dos grupos de geração é feita de tal forma que todos os geradores do grupo chegam à potência máxima ou mínima simultaneamente, sendo necessário conhecer a potência ativa gerada por cada um antes de calcular o fator de crescimento. Como o gerador que faz o papel de swing tem sua geração calculada após o término do processo iterativo, este não pode fazer parte de nenhum dos grupos de geração [4]. Por este motivo, foi adicionada uma barra conectada à barra 4 com uma pequena geração associada para assumir a função de swing. Os grupos de geração estão distribuídos da seguinte forma:

- Gerador A como grupo de geração 1.
- Gerador B como grupo de geração 2.
- Gerador C como grupo de geração 3.

A área monitorada é delimitada pelas barras 7, 9 e 4 e engloba toda a carga do sistema. A lista de contingências é composta por todas as perdas simples dentro da área monitorada e em todos os casos foi simulada uma falta monofásica em uma das

extremidades do ramo seguida do desligamento deste. Observa-se na Figura 4.5 o nomograma referente a G1xG2, em que foram avaliadas 12 direções cujo resultado foi:

- Direção 1 limitada pela contingência do ramo 4-6, destacada na cor amarela;
- Direções 2, 3, 4, 5 e 12 limitadas apenas pelo limite de geração, destacadas na cor verde;
- Direções 6, 7, 8 e 9 limitadas pela contingência do ramo 7-5, destacadas na cor vermelha;
- Direção 10 limitada pela contingência do ramo 9-6, destacada na cor azul;
- Direção 11 limitada pela contingência do ramo 9-8, destacada na cor branca.

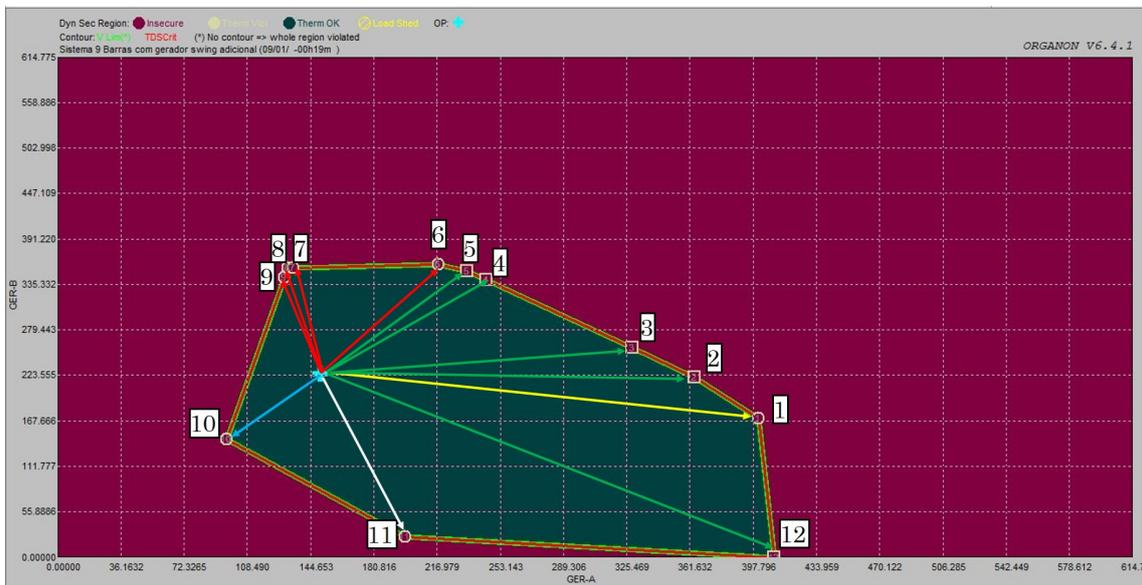


Figura 4.5: Região de segurança do sistema de 9 Barras: Nomograma G1 x G2.

Na Figura 4.6 estão os valores calculados do índice ID_{DOT2} de todas as contingências para cada ponto de operação da direção 1. Cada uma das seis linhas no gráfico representa a evolução do índice de uma contingência desde o ponto de operação original até o limite de segurança, distantes 256 MW um do outro. Por padrão, toda contingência que limita determinada direção será representada pela curva tracejada na cor vermelha.

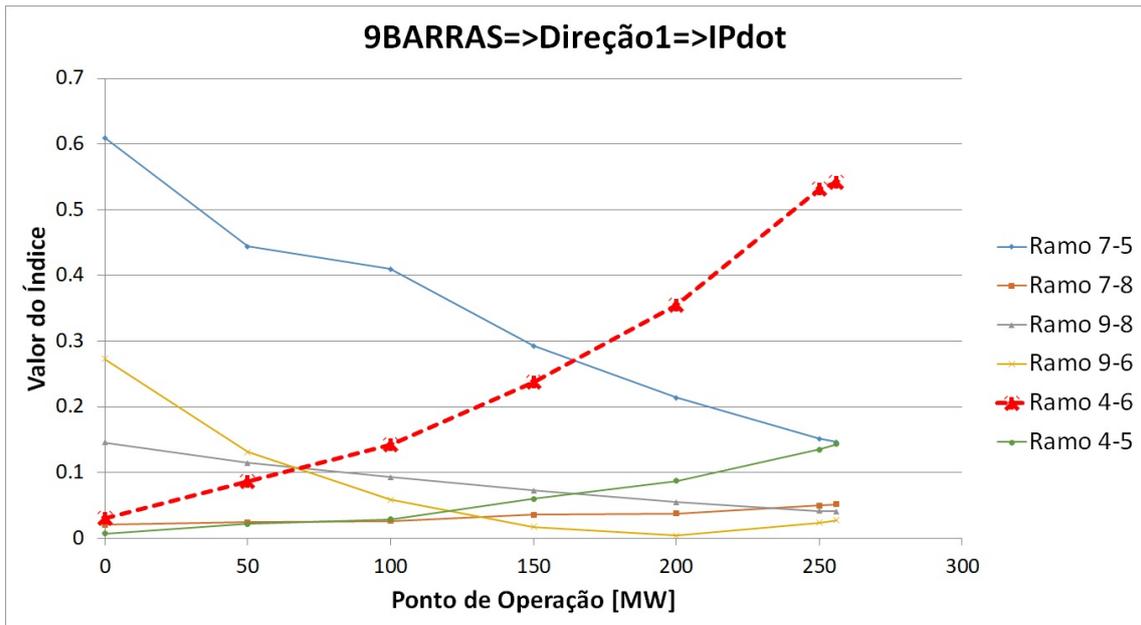


Figura 4.6: Evolução do valor do índice ID_{DOT2} de cada contingência na direção 1.

Percebe-se que o valor de ID_{DOT2} da contingência no Ramo 4-6, limitador da direção, apresentou crescimento ao longo de toda a direção, passando a ser a contingência com maior índice a partir do ponto de operação referente a 200 MW. A contingência do Ramo 7-5, em azul, apresentou o comportamento oposto, tendo seu valor reduzido monotonicamente até praticamente se igualar com o do Ramo 4-5. Estas evoluções dos índices são justificadas levando em conta que a direção 1 é aquela em que há elevação da geração do gerador A e redução da geração dos geradores B e C, sendo a redução do gerador C mais acentuada que a do gerador B. Os ramos 4-5 e 4-6 são aqueles que interligam o gerador A com o sistema e o desligamento destes ramos em cenário de alto despacho do gerador A causa a perda de sincronismo deste com os demais geradores, conforme ilustrado na Figura 4.7.

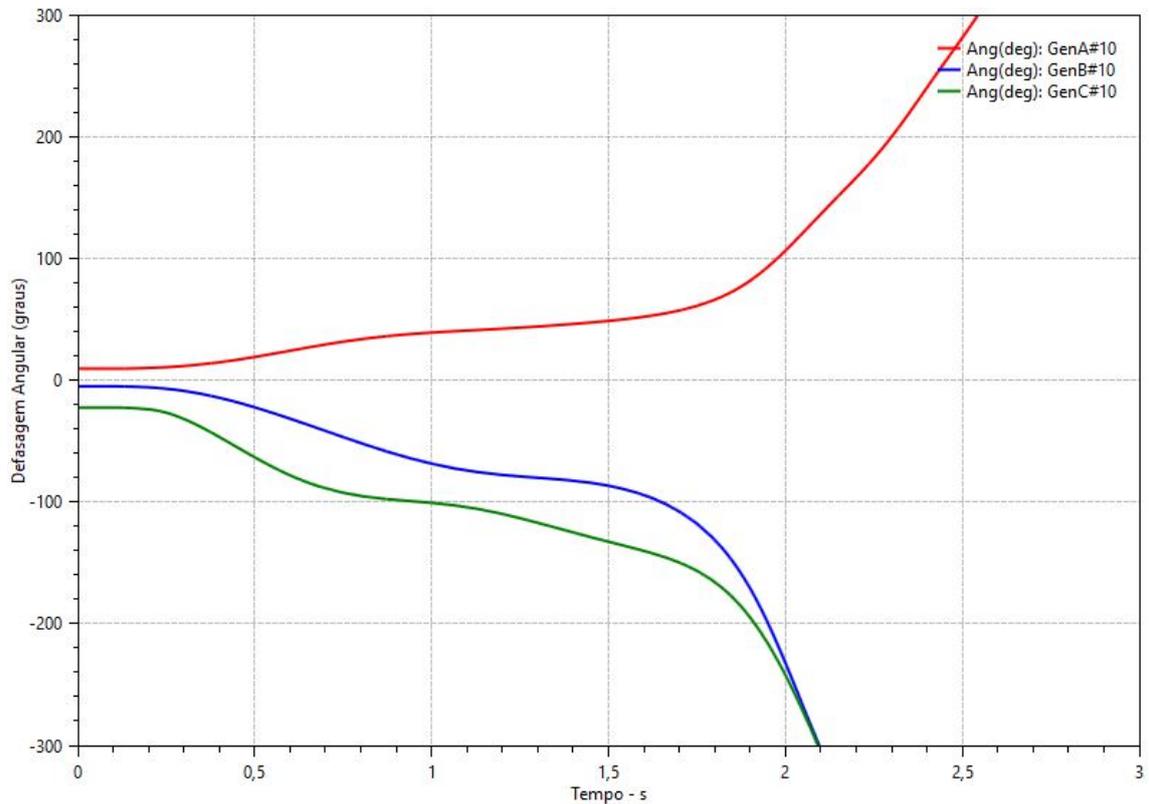


Figura 4.7: Ângulo dos geradores para a contingência do Ramo 4-6 na direção 1.

O aumento do índice associado ao Ramo 4-6 é maior pois este ramo possui impedância menor que a do Ramo 4-5, o que faz com que sua perda acarrete em ligação elétrica mais fraca entre o gerador A e o restante do sistema. A queda do índice calculado para a contingência do Ramo 7-5 se justifica pois este ramo é principal responsável pelo escoamento da geração de B e C para a carga na Barra 5, perdendo relevância a medida que a geração destas usinas diminui. O índice ID_{EN} apresentou comportamento similar à ID_{DOT2} , conforme Figura 4.8, enquanto que ID_{FREQ} de apresentou aumento acentuado nos valores associados ao Ramo 4-6 mas sem a redução no ramo 7-5, conforme Figura 4.9.

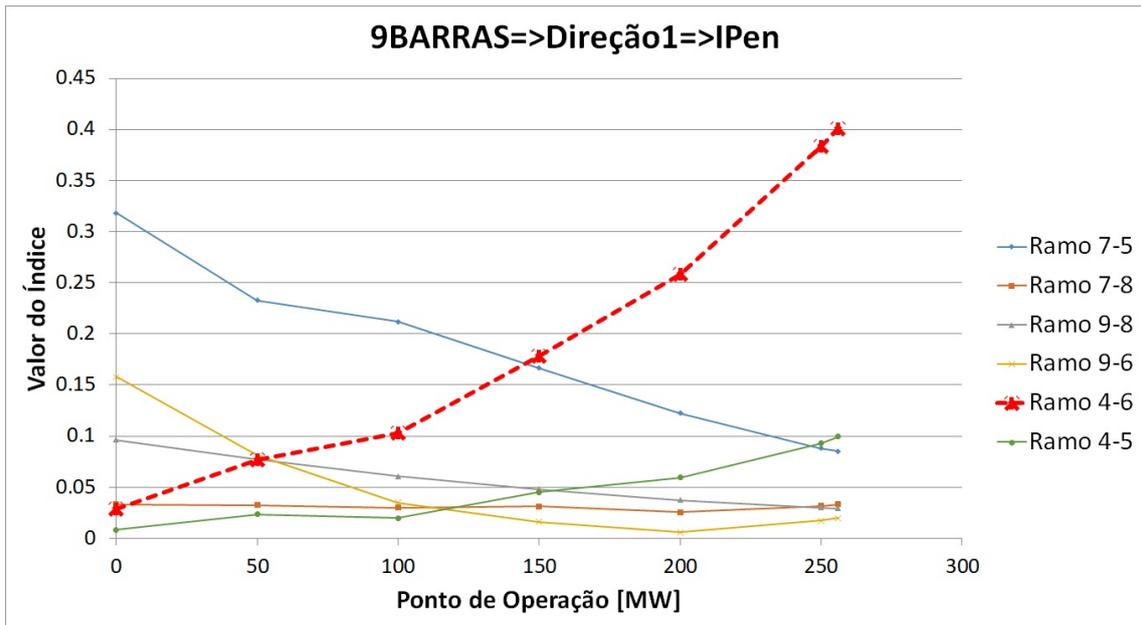


Figura 4.8: Evolução do valor do índice ID_{EN} de cada contingência na direção 1.

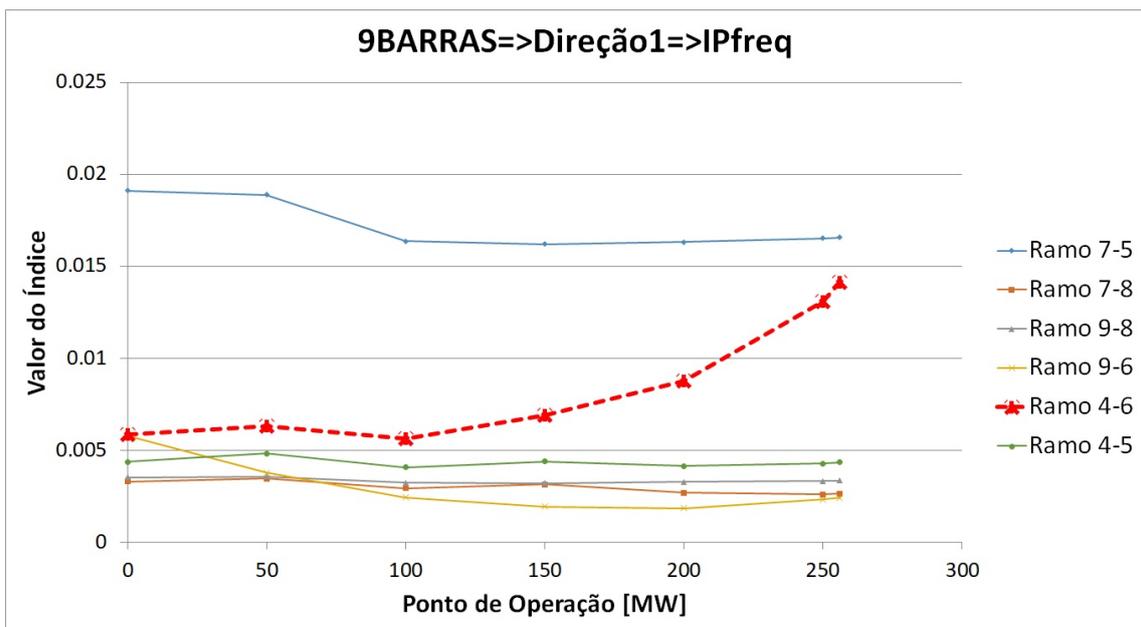


Figura 4.9: Evolução do valor do índice ID_{FREQ} de cada contingência na direção 1.

A contingência do Ramo 7-5 é limitante para as direções 6 à 9, sendo estas direções aquelas em que o gerador B eleva sua geração enquanto A e C reduzem. Nesta condição, os ramos 7-5 e 7-8 serão mais relevantes pois sua perda acarreta em redução da capacidade de transferência do gerador B com consequente instabilidade, conforme ilustrado na Figura 4.10.

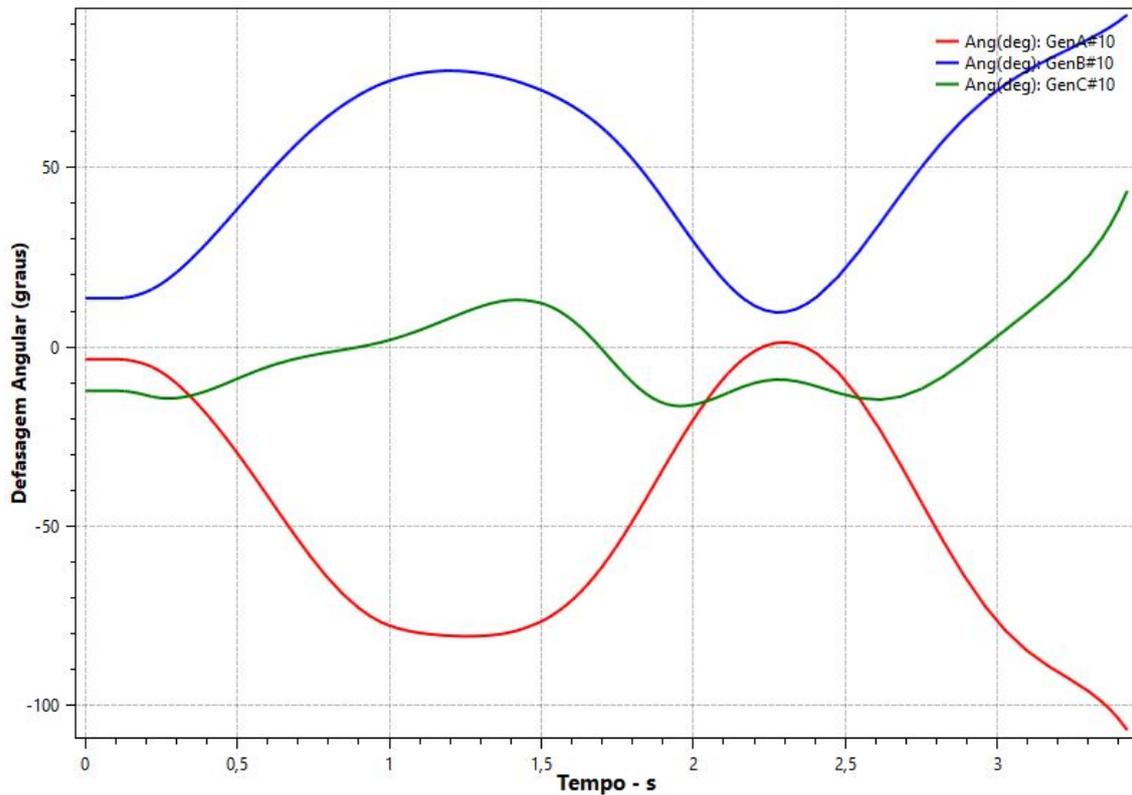


Figura 4.10: Ângulo dos geradores para a contingência do Ramo 7-5 na direção 8.

Os índices calculados para a direção 8 são os ilustrados nas Figuras 4.11, 4.12 e 4.13.

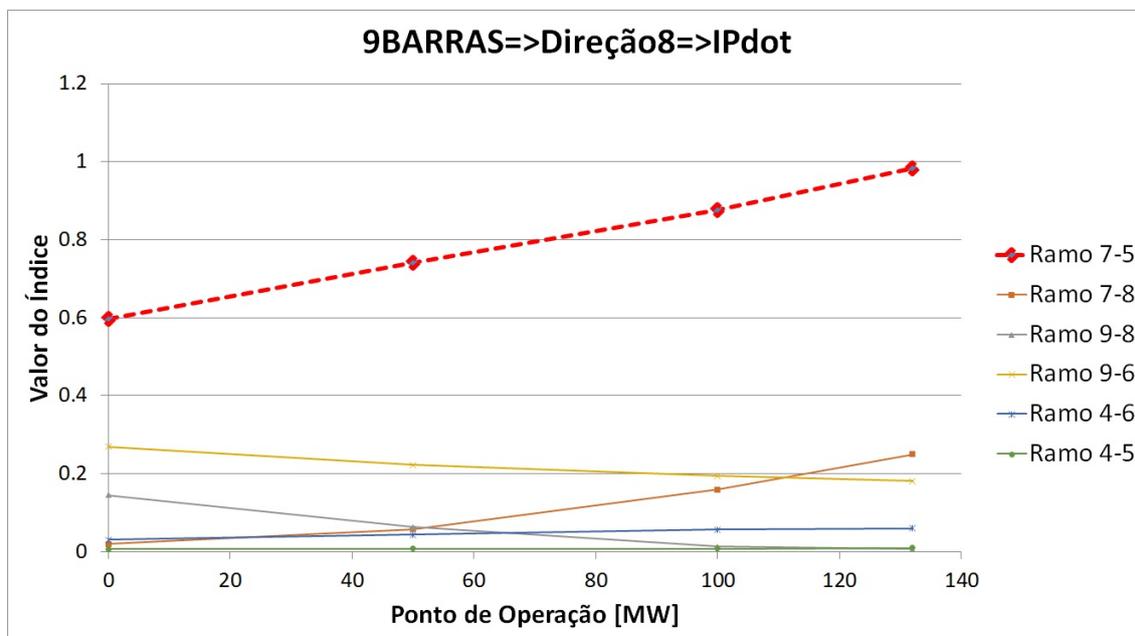


Figura 4.11: Evolução do valor do índice ID_{DOT2} de cada contingência na direção 8.

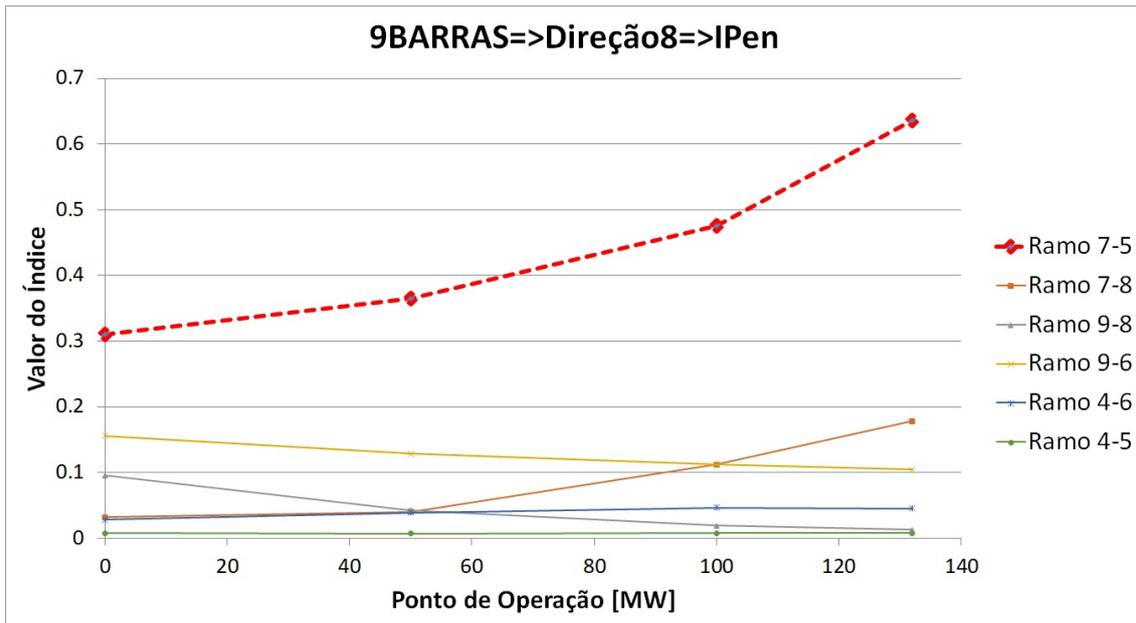


Figura 4.12: Evolução do valor do índice ID_{EN} de cada contingência na direção 8.

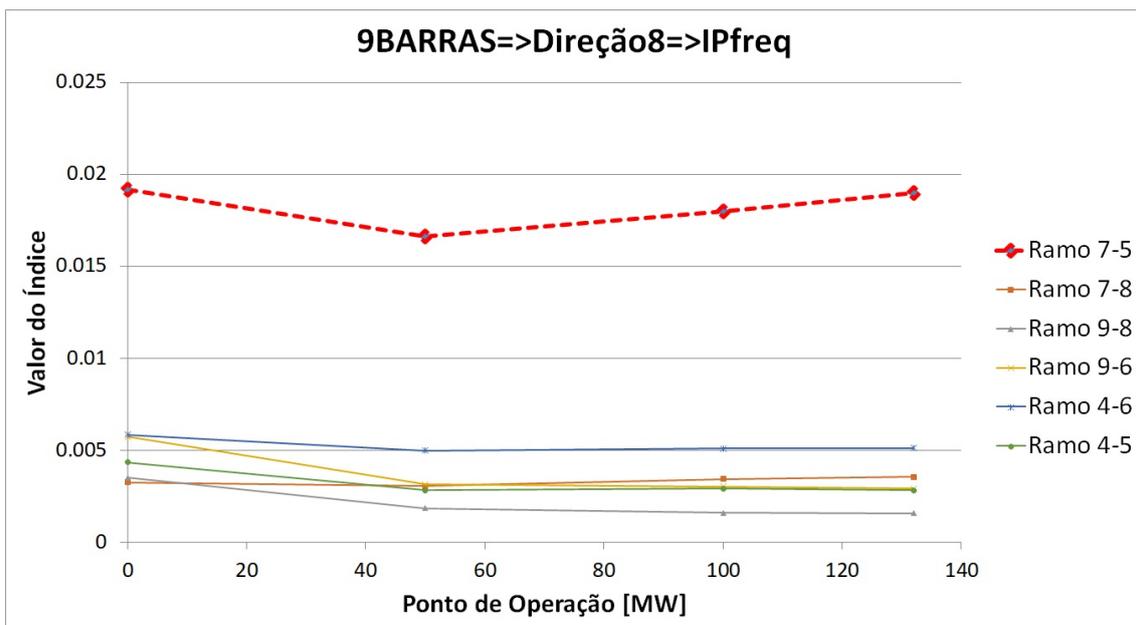


Figura 4.13: Evolução do valor do índice ID_{FREQ} de cada contingência na direção 8.

Análise semelhante pode ser feita para as direções 10 e 11. Em ambas ocorre elevação na geração do gerador C e redução nos geradores A e B e, portanto, os ramos 9-6 e 9-8 se tornam mais relevantes pois são responsáveis por escoar a geração do gerador C. A diferença entre as duas direções é que na direção 10 a redução na geração de A é mais acentuada, e neste cenário a contingência do Ramo 9-6 torna-se a limitadora da direção, enquanto que na direção 11 a redução na geração de B é mais acentuada, tornando a contingência do Ramo 9-8 a limitante. Os nomogramas que

contém o despacho do grupo de geração 3, formado pelo gerador C, estão ilustrados nas Figuras 4.14 e 4.15, com destaque para as direções analisadas.

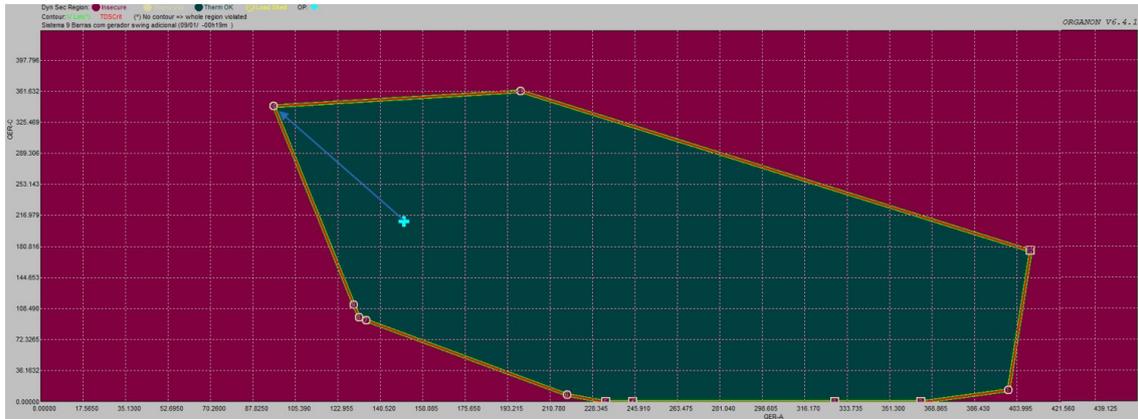


Figura 4.14: Região de segurança do sistema de 9 Barras: Nomograma G1 x G3. Destaque para a direção 10 em azul.

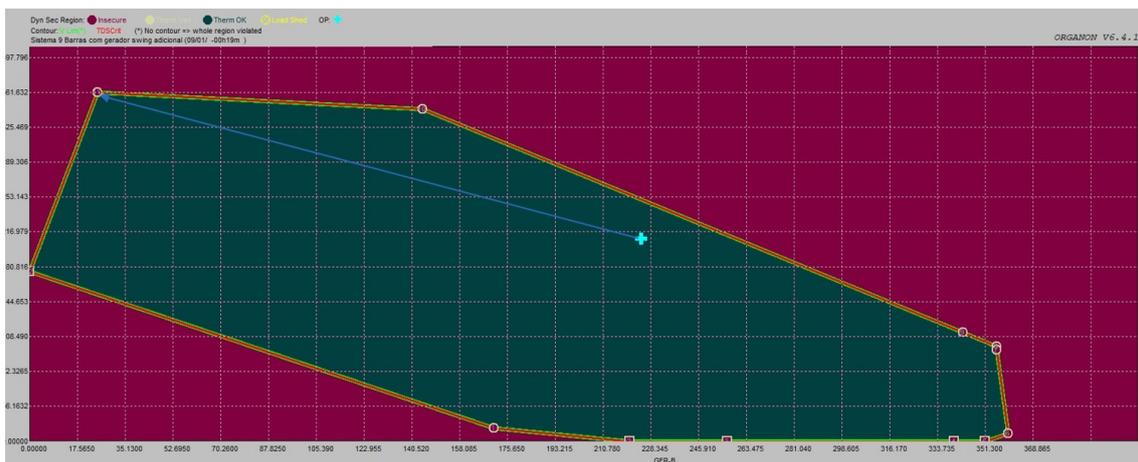


Figura 4.15: Região de segurança do sistema de 9 Barras: Nomograma G2 x G3. Destaque para a direção 11 em azul.

As Figuras 4.16, 4.17, 4.18, 4.19, 4.20 e 4.21 ilustram a evolução do índices para as direções 10 e 11. Nos seis casos, o comportamento foi similar ao detalhado para as direções anteriores.

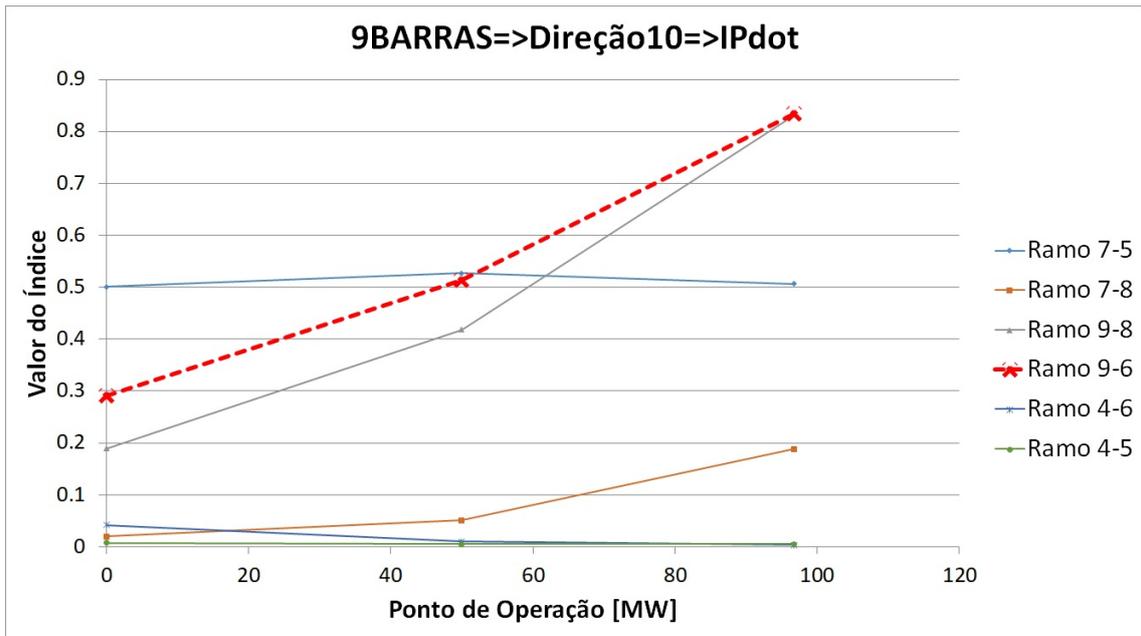


Figura 4.16: Evolução do valor do índice ID_{DOT2} de cada contingência na direção 10.

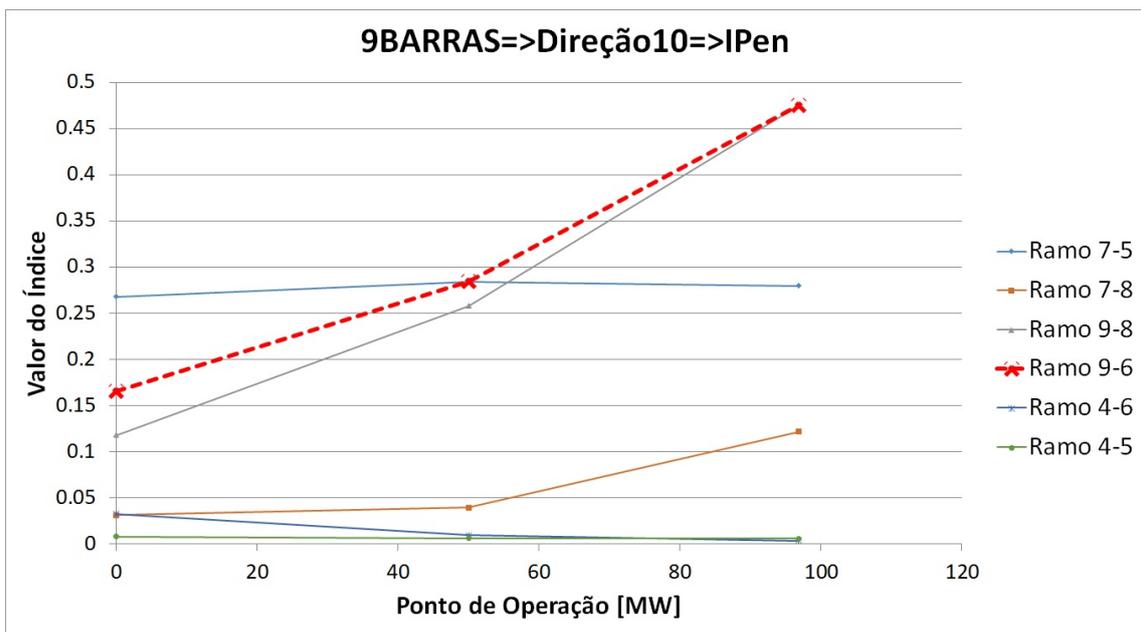


Figura 4.17: Evolução do valor do índice ID_{EN} de cada contingência na direção 10.

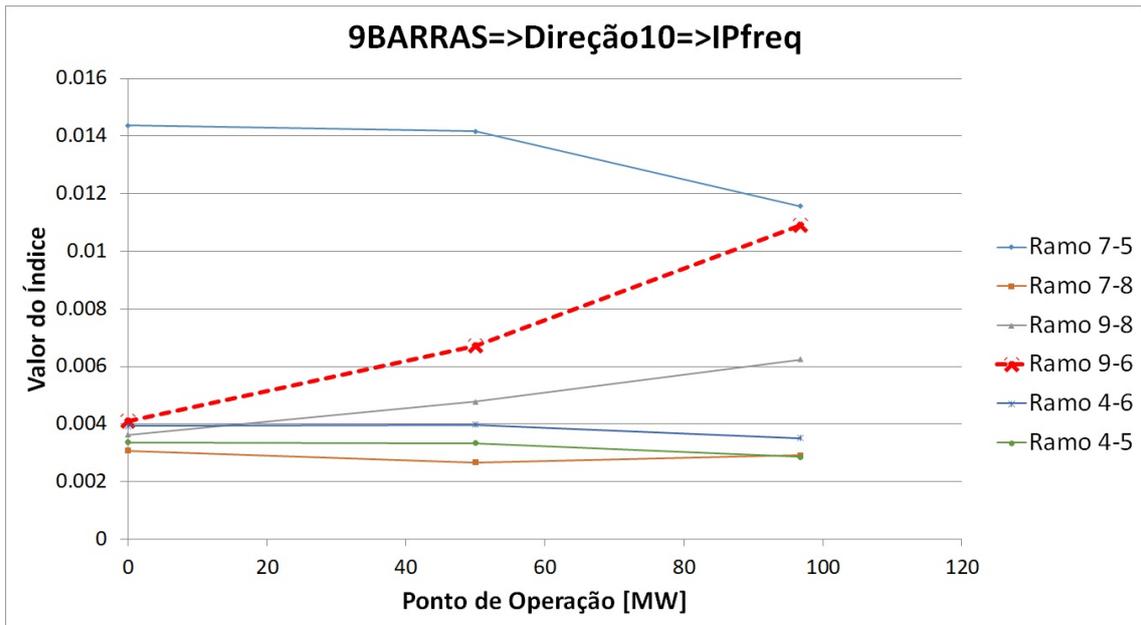


Figura 4.18: Evolução do valor do índice ID_{FREQ} de cada contingência na direção 10.

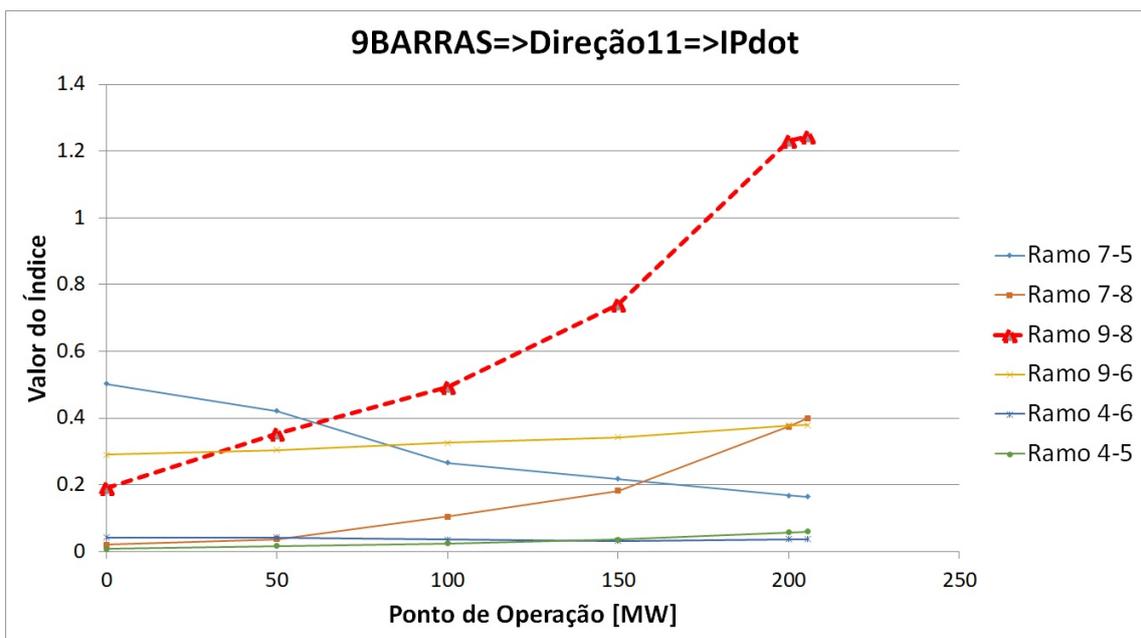


Figura 4.19: Evolução do valor do índice ID_{DOT2} de cada contingência na direção 11.

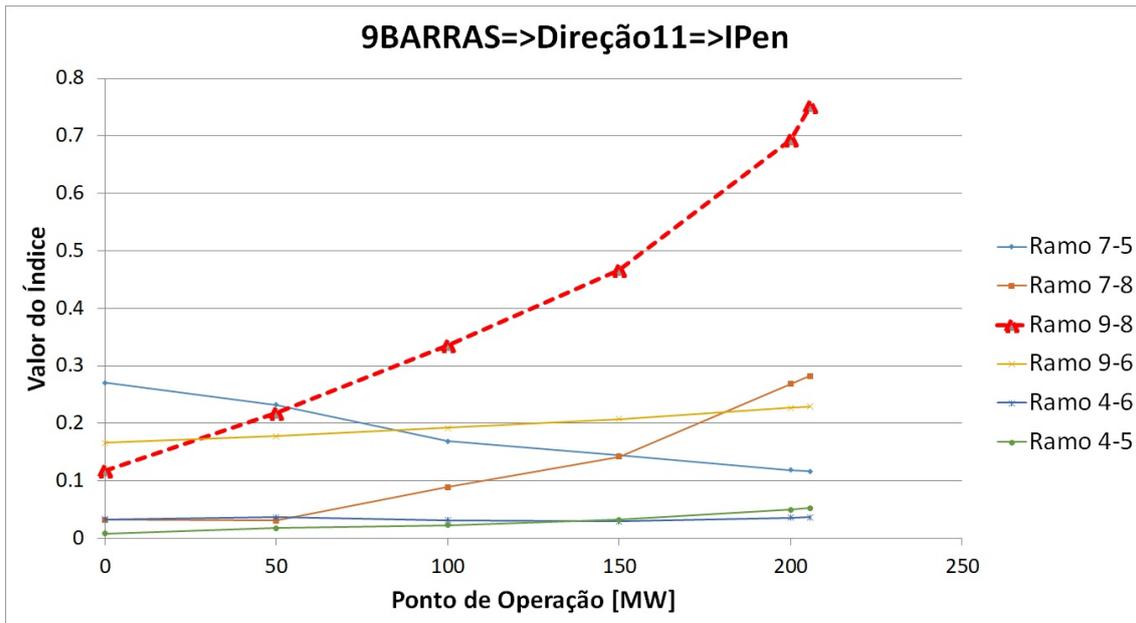


Figura 4.20: Evolução do valor do índice ID_{EN} de cada contingência na direção 11.

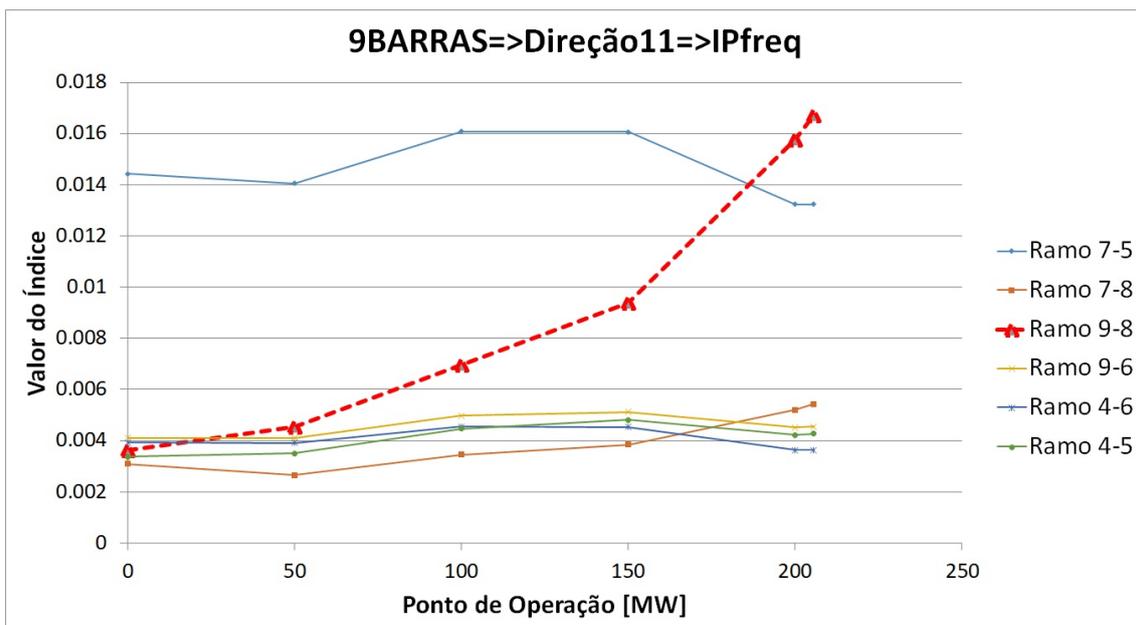


Figura 4.21: Evolução do valor do índice ID_{FREQ} de cada contingência na direção 11.

Os índices também apresentam variações para as direções em que a limitação é devida a limite máximo ou mínimo de geração, mas não há análise do comportamento visto que as contingências analisadas não acarretaram em instabilidade. Das análises feitas, percebe-se que há uma clara correlação entre o valor do índice e o impacto de uma contingência.

Os sistemas exemplo utilizados, ilustrados nas Figuras 4.1 e 4.4, foram selecionados por serem simples e facilitar a explicação do conceito e da forma

de analisar os resultados. Entretanto, a análise da evolução dos índices de uma contingência se torna mais complexa a medida que sistemas com mais equipamentos, geradores e contingências múltiplas são analisados. Posteriormente, o método será testado em sistemas de maior porte.

4.2.5 Critérios para Avaliação da Performance do Método Proposto

Alguns fatores devem ser considerados na avaliação dos métodos de seleção de contingências para garantir que estes atendem os requisitos necessários para aplicação em ambiente de operação em tempo real. Cinco critérios são propostos em [41], que são:

1. **Confiabilidade:** capacidade de identificar todos os casos instáveis. Em outras palavras, a razão entre o número de contingências instáveis obtidos pelo método de seleção e a quantidade real de contingências instáveis deve ser igual à 1;
2. **Eficiência:** alta taxa de remoção de contingências estáveis, ou seja, a razão entre o número de contingências removidas e o total de contingências estáveis deve ser 1;
3. **Aplicação em tempo-real:** a necessidade de avaliações fora do ambiente de tempo real ou ajustes nos parâmetros utilizados deve ser mínima mesmo diante das incertezas nas condições operativas do sistema;
4. **Velocidade:** a classificação das contingências deve ser feita de forma rápida;
5. **Robustez:** o método deve manter a performance mesmo diante das mudanças topológicas e operativas do sistema.

Já [10] considera três pontos como fundamentais ao se avaliar um método de seleção de contingências:

1. **Acurácia:** nenhuma contingência relevante deve ser descartada, ou seja, não deve haver a ocorrência de falsos negativos;
2. **Velocidade:** os resultados obtidos utilizando o método devem ser muito mais rápidos que a simulação completa no domínio do tempo de todas as contingências;
3. **Capacidade de Avaliação:** o número de contingências possíveis de serem avaliadas deve ser consideravelmente grande.

Percebe-se certa similaridade nas duas propostas acima. Ainda que utilizem definições e nomes diferentes, o foco da avaliação dos métodos de seleção está voltado para a capacidade de se identificar com alto grau de certeza as contingências que podem levar o sistema à instabilidade e na rapidez com que os resultados são obtidos. Neste trabalho, a avaliação do método evolutivo na seleção de contingências será feita considerando dois requisitos:

- **Acurácia:** é a capacidade do método manter a contingência limitante da direção avaliada na lista de contingências. Um método pouco acurado levará a remoção de uma contingência relevante da lista de contingências e, com isso, gerar uma região de segurança menos restritiva.
- **Velocidade:** é medida pelo tempo economizado com simulações no domínio do tempo ou seja, o aceleração do processamento. A obtenção mais rápida de informações a respeito da segurança dinâmica é o objetivo principal dos métodos de seleção de contingências.

Capítulo 5

Resultados para o Sistema Teste

5.1 Introdução

Neste capítulo, será avaliada a performance do método proposto que foi realizada no modelo de rede IEEE 39 barras, também conhecido como New England, com os geradores originais substituídos por geradores do sistema elétrico brasileiro. Inicialmente serão apresentados alguns aspectos deste modelo de rede, a seleção das áreas monitoradas, os grupos de geração definidos e a lista de contingências considerada.

Alguns parâmetros são mais preponderantes na delimitação da região de segurança conforme investigação realizada em [61]. Por este motivo, serão apresentados os diferentes cenários operativos considerados na avaliação da sensibilidade do método evolutivo proposto.

Também serão apresentados os parâmetros utilizados no método de seleção de contingências bem como os resultados obtidos em termos da acurácia e da aceleração do processamento.

5.2 Modelo New England

O sistema teste utilizado para avaliação do método proposto é o sistema New England, amplamente utilizado na literatura para estudos em nível de transmissão. Na referência [34] encontra-se o detalhamento das principais características desta rede elétrica, da área monitorada, dos grupos de geração e das contingências selecionadas para avaliação. A Figura 5.1 apresenta a rede e uma das áreas monitoradas, chamada Malha Central, e os grupos de geração selecionados. A lista de contingências possui 17 contingências simples e 9 contingências duplas, conforme Tabela 5.1.

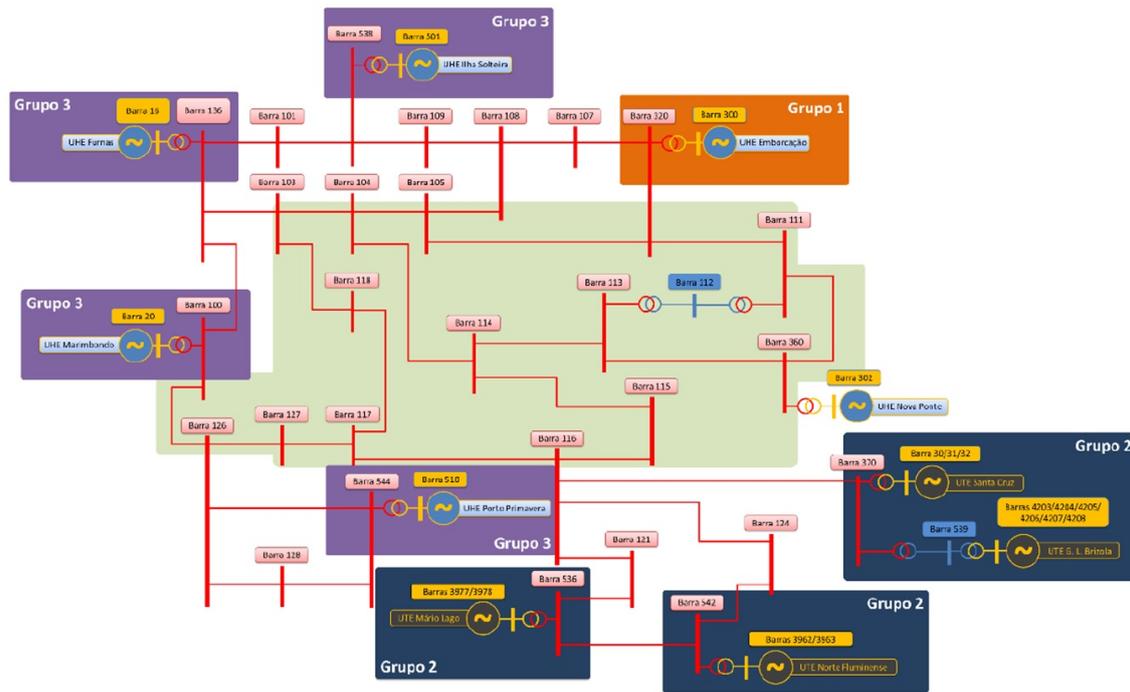


Figura 5.1: Área Monitorada: Malha Central [34].

Tabela 5.1: Lista de contingências utilizada nos casos da Malha Central.

nº da contingência	Ramos desligados	nº da contingência	Ramos desligados
1	100-126-C1	14	117-118-C1
2	103-104-C1	15	117-127-C1
3	103-118-C1	16	126-127-C1
4	104-105-C1	17	360-113-C1
5	104-114-C1	18	104-103 104-105
6	105-108-C1	19	105-108 105-320
7	105-320-C1	20	117-118 117-116
8	112-111-C1	21	114-104 114-115
9	112-113-C1	22	114-113 114-115
10	113-114-C1	23	113-114 114-360
11	114-115-C1	24	103-104 103-118
12	115-116-C1	25	117-116 117-127
13	116-117-C1	26	320-105 320-111

Devido ao porte do sistema New Englad ser relativamente grande, foi estabelecida uma segunda área monitorada, chamada de Malha Sul, ilustrada na Figura 5.2.

A lista de contingência utilizada na avaliação desta malha possui 9 contingências simples, conforme Tabela 5.2.

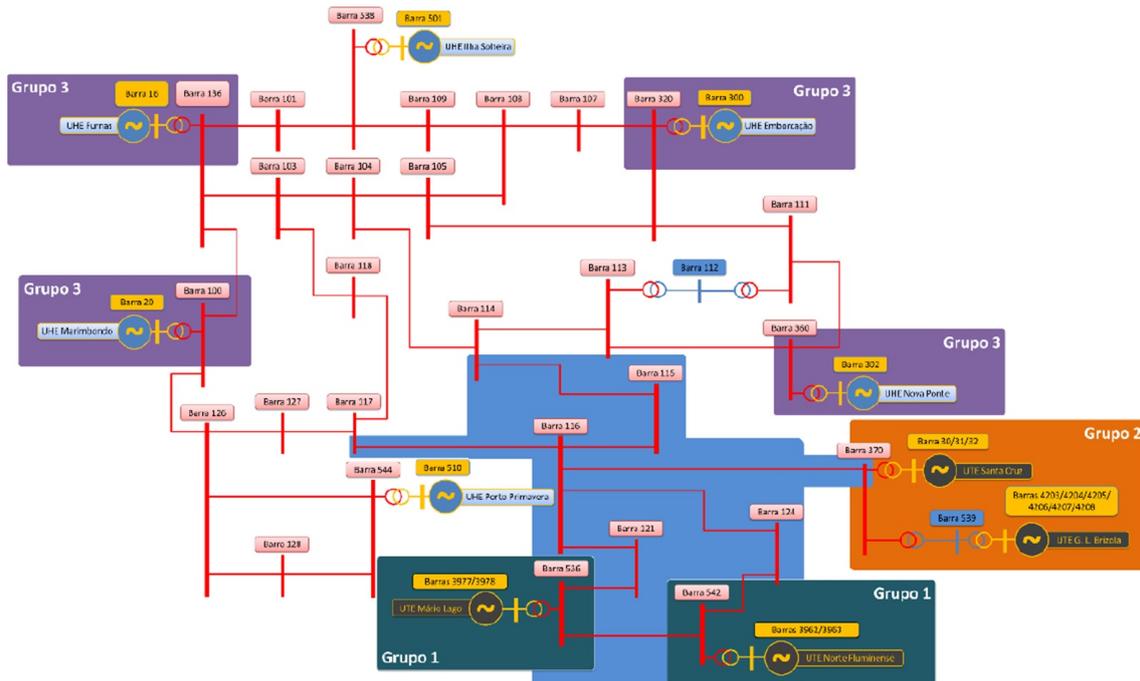


Figura 5.2: Área Monitorada: Malha Sul [34].

Tabela 5.2: Lista de contingências utilizada nos casos da Malha Sul.

n ^o da Contingência	Lista de Eventos
1	114-115-C1
2	115-116-C1
3	116-117-C1
4	116-121-C1
5	116-124-C1
6	116-370-C1
7	121-536-C1
8	536-542-C1
9	542-124-C1

Dentre as contingências avaliadas na Malha Sul, destaca-se a contingência n^o6, referente ao desligamento da LT 116 - 370. Esta contingência provoca o ilhamento das usinas do Grupo de Geração 2, separando a rede elétrica original em dois sistemas, sendo o menor deles denominado Ilha Sudeste. O ilhamento de sistemas pode ser analisado no âmbito da estabilidade de frequência e, portanto, com foco no balanço carga-geração de cada ilha formada após a perturbação.

Para o caso da separação da Ilha Sudeste, a importância da contingência n^o6 será tão maior quanto for o fluxo na LT 116-370. Este fluxo está diretamente relacionado com o desbalanço entre a carga e a geração da Ilha Sudeste e, por este motivo, a análise do comportamento da frequência permitirá quantificar a relevância da contingência n^o6.

Todas as simulações consistem na aplicação de uma falta simples em uma das barras do ramo por 100 ms seguido do desligamento dos ramos envolvidos. Para avaliar a performance do método proposto frente à mudança dos parâmetros que podem causar mudanças nos limites das regiões de segurança, foram utilizados cenários com diferentes modelos de carga, modelos de geradores e patamares de carga propostos em [34]. A Figura 5.3 ilustra estes cenários.

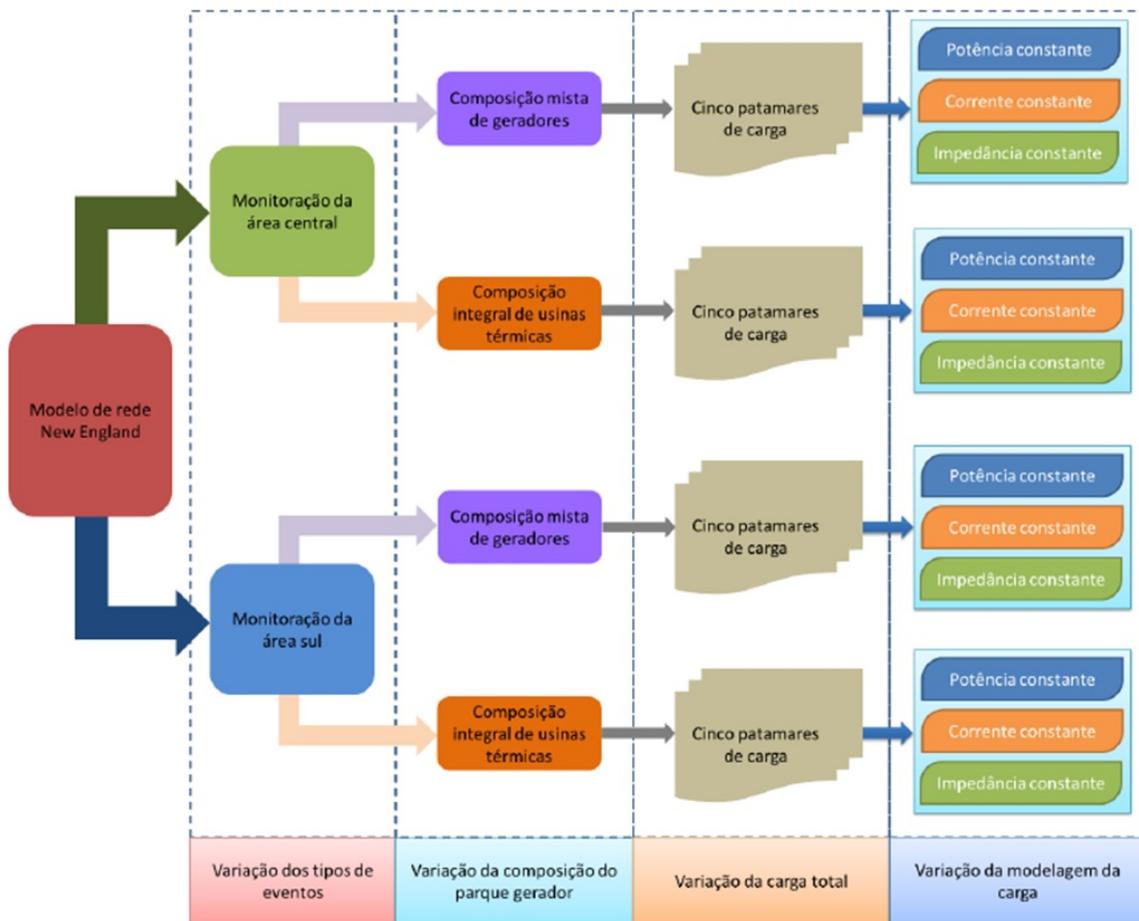


Figura 5.3: Cenários testados [34].

Um total de 30 regiões de segurança foram avaliadas para cada área monitorada. Foram utilizados 3 modelos de carga: 100% Z_{cte} , 100% I_{cte} e 100% P_{cte} . Além disso, foram utilizados 5 patamares de carga e duas composições do parque gerador: uma em que foram utilizados somente modelos de usinas termelétricas e outro em que foram utilizados tanto modelos de usinas hidrelétricas quanto de usinas termelétricas.

5.3 Parâmetros do Método Proposto Utilizados

Os parâmetros utilizados no método evolutivo de seleção de contingência para estes sistema foram:

- A seleção de candidatas para exclusão considera as contingências cujo índice pertencente ao segundo quartil, ou seja, as ultimas 50% da lista;
- A contingência será excluída se selecionada pelo menos três vezes consecutivas por todos os índices utilizados;
- O número mínimo de contingências na lista é de 20% do total original.

Além disso, a distância entre dois pontos de operação foi arbitrado em 200 MW, com o objetivo de verificar a acurácia do método nos casos em que o comportamento do índice não é monotônico. Ressalta-se que a distância entre dois pontos de operação avaliados pode variar dependendo do método de fluxo de potência continuado utilizado, o que deve ser levado em consideração ao ajustar os parâmetros descritos no Capítulo 4.

Os índices escolhidos foram o PI_{EN} e PI_{DOT2} , para a avaliação da estabilidade transitória, e o PI_{FREQ} para avaliar a performance do sistema frente à situações de ilhamento.

5.4 Resultados para o Modelo New England

5.4.1 Acurácia

Na avaliação da acurácia, partiu-se do princípio de que o método evolutivo deve manter a contingência limitadora de todas as direções, garantindo assim a obtenção dos mesmo limites das regiões de segurança que aqueles obtidos realizando as simulações de todas as contingências em todos os pontos de operação. Em todos os casos simulados, a contingência que limitou a região de segurança permaneceu na lista de contingências até o fim, atendendo ao critério de acurácia. Alguns casos particulares serão detalhados a seguir.

Região de segurança do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte}

Um exemplo de caso particular é o Malha Central, com parque gerador misto, no cenário de carga pesada com modelagem do tipo 100% P_{cte} , em que foram analisadas 20 direções. A região de segurança gerada foi delimitada da seguinte forma:

- Contingência n^o20 para 10 direções;

- Contingência n^o25 para 4 direções;
- Contingência n^o24 para 1 direção;
- Limite de geração para 5 direções.

A Figura 5.4 indica quais contingências ocasionaram a limitação da região de segurança.

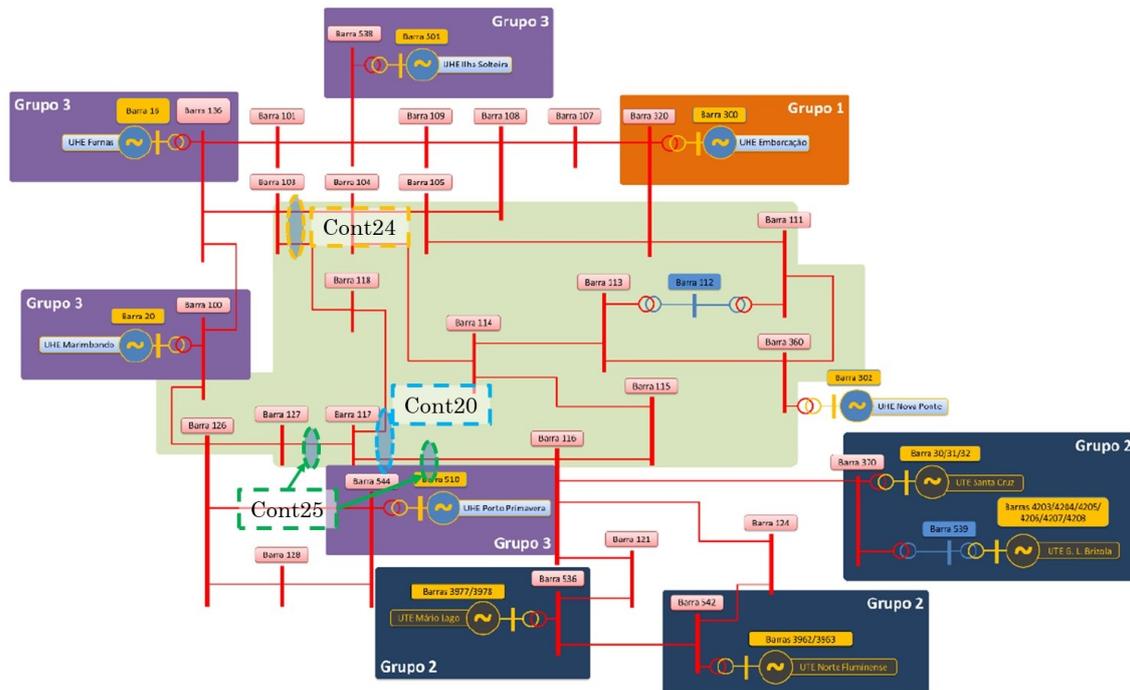


Figura 5.4: Detalhe das contingências que limitaram a região de segurança.

A direção 14 foi a única limitada pela contingência n^o24 e o resultado do método de seleção de contingências evolutivo para esta direção é o apresentado na Tabela 5.3. O resultado "Manter" indica que pelo menos um dos índices apresentou valores que justificaram a manutenção da contingência na lista e o resultado "X" significa que a contingência ficou consecutivamente entre as últimas da lista para os três índices e, portanto, não precisa ser simulada para o ponto de operação correspondente.

Tabela 5.3: Resultado para a Direção 14 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte} .

Contingência	Ponto de Operação [MW]					
	0	200	400	600	800	825.7
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
6	Manter	Manter	Manter	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
19	Manter	Manter	Manter	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
23	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	X	X	X

Percebe-se que a contingência n^o24 permaneceu na lista de contingências até o limite de segurança da direção 14, atendendo o critério de acurácia. Devido à esta ser a única direção limitada pela contingência n^o24, foi realizada uma investigação mais aprofundada desta região de segurança. Conforme ilustrado na Figura 5.5, a contingência n^o24 permaneceu na lista proposta para todas as direções exceto aquelas de 6 à 11.

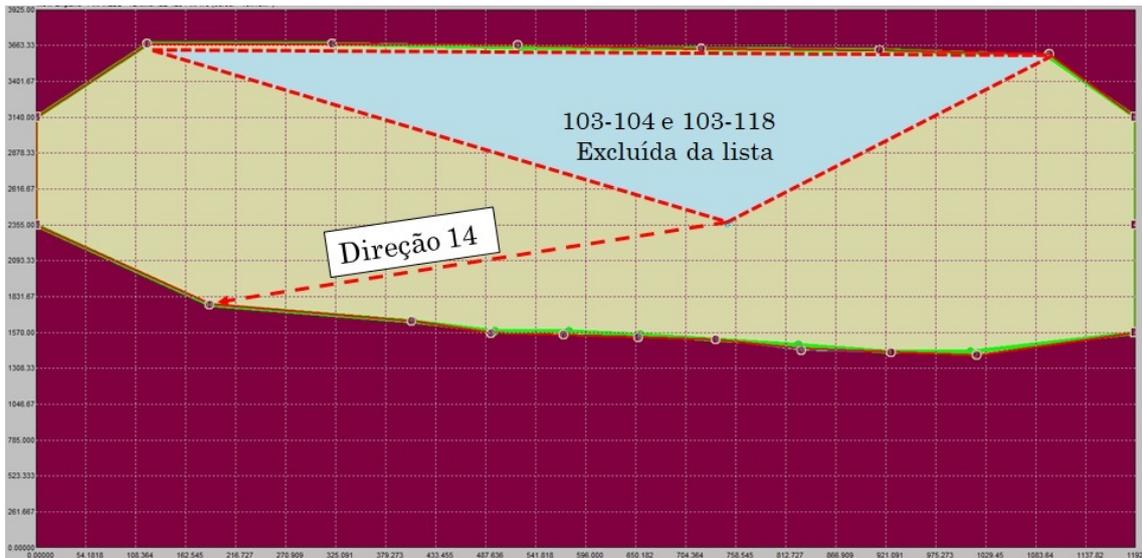


Figura 5.5: Região de Segurança para a Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte} .

A contingência n^o24 é composta pelo desligamento das LTs 103-104 e 103-108, que são uma das interligações entre as usinas do Grupo 3 e a Malha Central e, por isso, são crítica para cenários de elevada geração deste grupo. Por este motivo, foi elaborada a Tabela 5.4 contendo os despachos de todos os grupos de geração nos limites de segurança encontrados de cada direção. Percebe-se que a direção 14 é aquela que apresenta o maior valor de despacho do Grupo 3, conforme destacado na cor amarela. Percebe-se também que as direções de 6 à 11 são aquelas que apresentam baixos valores de geração do Grupo 3, o que justifica a exclusão da contingência n^o24 da lista.

Tabela 5.4: Limites da Região de Segurança Dinâmica Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte} .

Direção	Contingência	UG1 (MW)	UG2 (MW)	UG3 (MW)
14	24	188.3	1772.8	5264.9
15	20	407.1	1649.5	5169.3
16	20	493.2	1563.7	5169
17	25	572.5	1552.8	5100.7
18	20	653.1	1534.1	5038.8
19	20	737.4	1519.1	4969.4
20	25	830.3	1440.6	4955.1
1	20	927.3	1424.3	4874.4
13	Nenhuma	0	2355	4870.9
2	20	1020.4	1403.4	4802.1
3	Nenhuma	1192	1570	4463.9
12	Nenhuma	0	3140	4085.9
4	Nenhuma	1192	2355	3678.9
11	25	120.7	3676	3429.2
10	20	320.9	3675.5	3229.5
9	20	522.7	3664.8	3038.4
5	Nenhuma	1192	3140	2893.9
8	20	721.6	3640.8	2863.5
7	25	914.9	3630.7	2680.3
6	20	1098.6	3598	2529.4

Para a Direção 14, observou-se que no limite da região de segurança, as contingências n^o20 e n^o25 eram apenas marginalmente estáveis. A remoção da contingência n^o24 fez com que a nova limitação fosse ocasionada pela contingência n^o20, com pequeno ganho na geração do Grupo 3.

Analisando a evolução dos índices das contingências na direção 14, é possível observar a evolução da contingência n^o24. A Figura 5.6 apresenta os resultados da evolução do índice ID_{DOT2} das 26 contingências para a direção 14, estando a contingência n^o24 destacada pela linha vermelha tracejada.

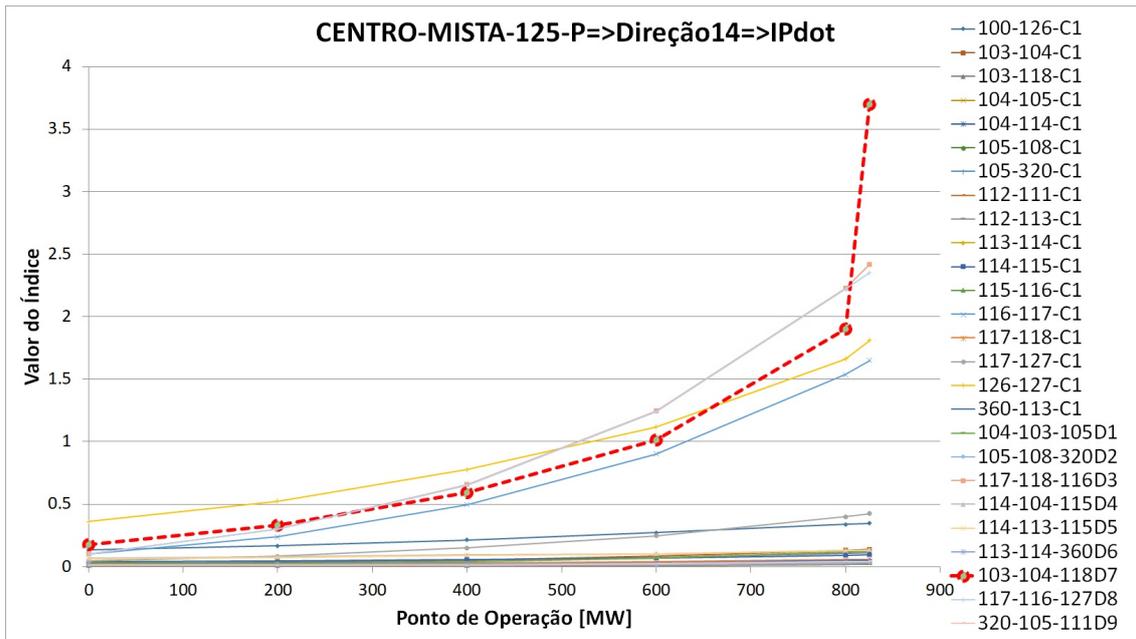


Figura 5.6: Evolução do ID_{DOT2} para a direção 14.

Nota-se que contingência n°24 apresentou uma evolução considerável no valor de ID_{DOT2} sendo a que apresentou o maior valor no limite da região de segurança. Nota-se também que as contingências n°20 e n°25, que são marginalmente estáveis no limite da região de segurança, apresentaram valores próximos da contingência n°24.

As Figuras 5.7 e 5.8 mostram a evolução dos índices ID_{EN} e ID_{FREQ}. O ID_{EN} apresentou evolução similar ao ID_{DOT2}, diferente do índice ID_{FREQ} que, apesar de ter destacado a contingência n°24, não a colocou como primeira da lista em nenhum ponto de operação.

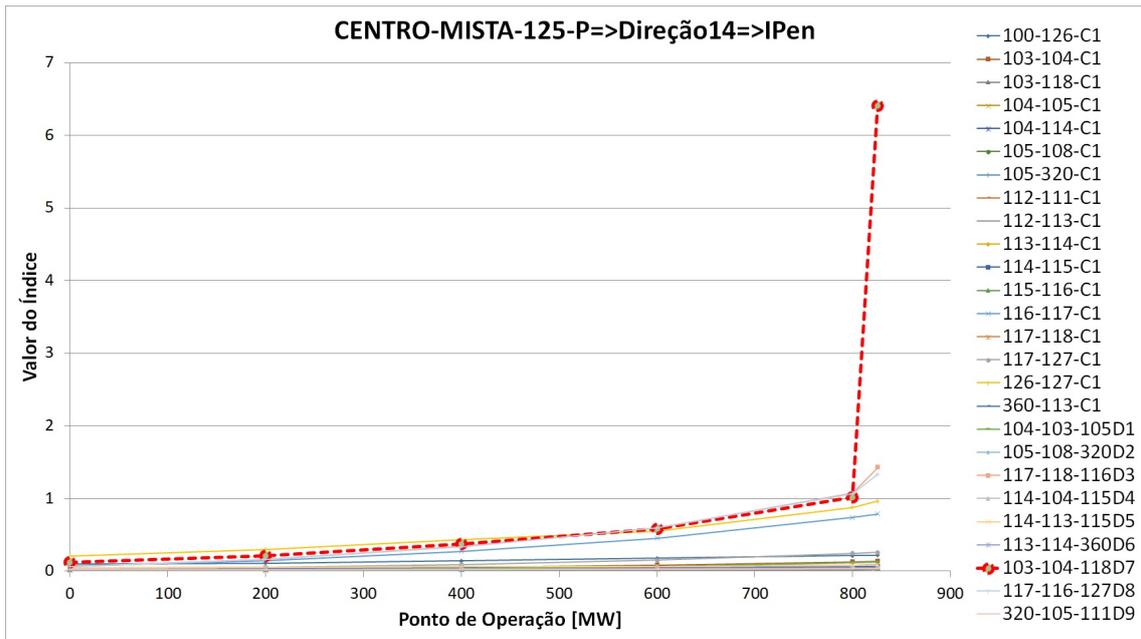


Figura 5.7: Evolução do ID_{EN} para a direção 14.

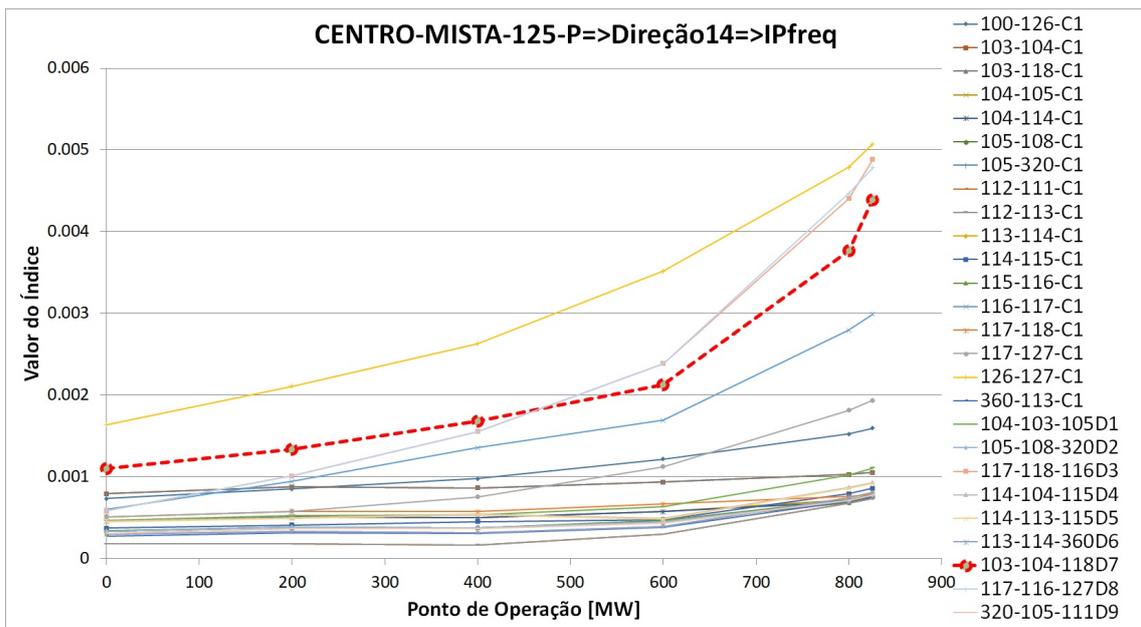


Figura 5.8: Evolução do ID_{FREQ} para a direção 14.

A análise para a direção 6, contrária à direção 14, mostra que a mesma contingência traz pouco impacto quando a geração do grupo 3 é reduzida, conforme observa-se pela linha tracejada em preto na Figura 5.9, ao passo que a contingência n^o20 representada pela linha vermelha tracejada torna-se a limitadora da direção. Neste contexto, a contingência n^o24 é uma forte candidata à ser excluída da lista de contingências.

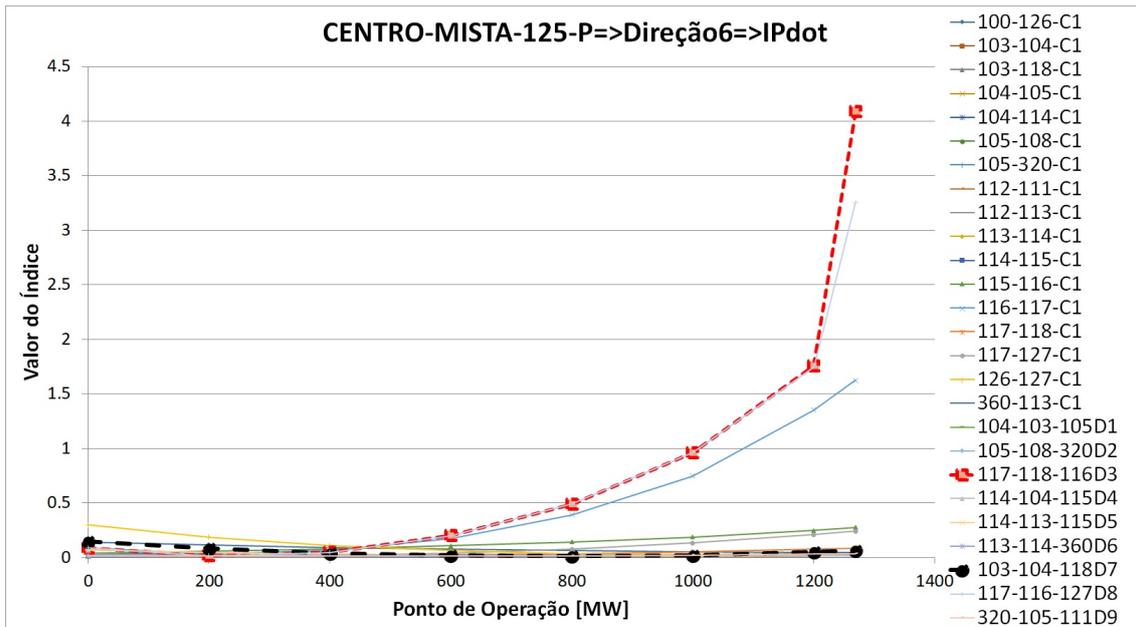


Figura 5.9: Evolução do índice ID_{DOT2} para direção 6.

Os demais índices apresentaram comportamento similar, conforme ilustrado nas Figura 5.10 e 5.11.

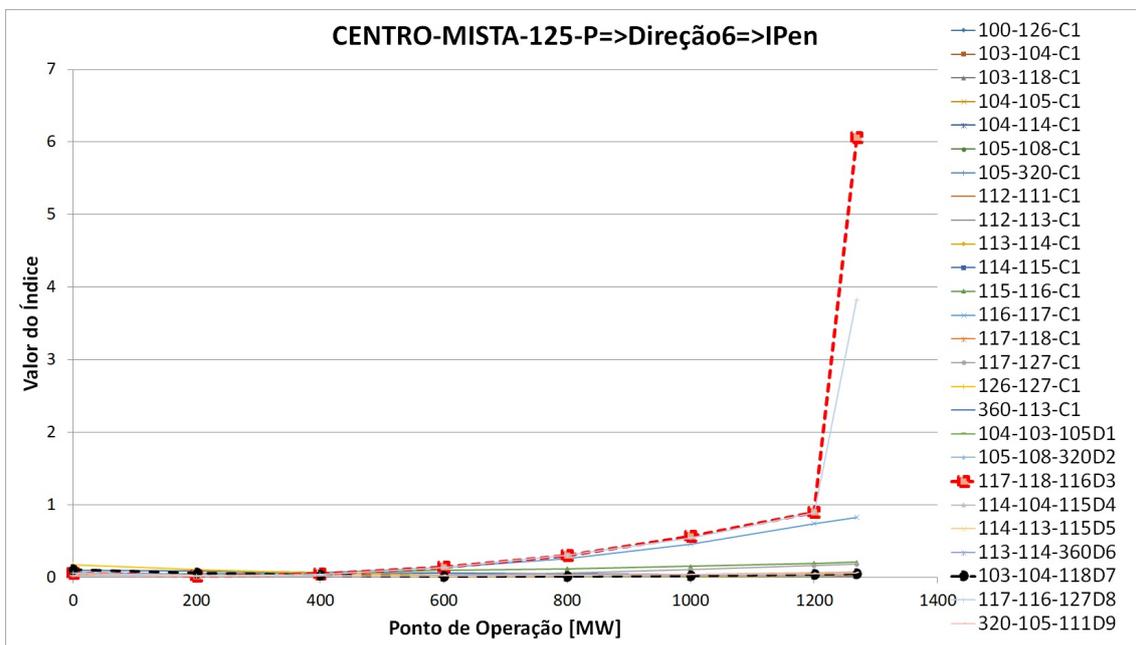


Figura 5.10: Evolução do índice ID_{EN} para direção 6.

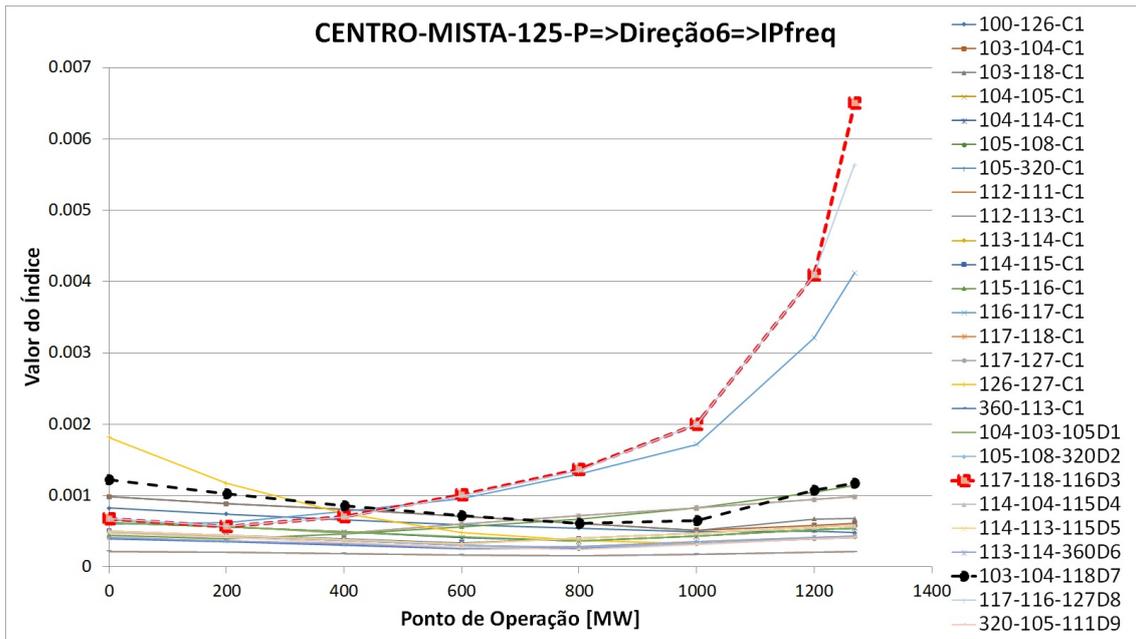


Figura 5.11: Evolução do índice ID_{FREQ} para direção 6.

Nesta direção, a contingência n^o24 foi removida da lista somente nos últimos passos devido aos valores apresentados para o índice ID_{FREQ} . Na Tabela 5.5 é possível observar a evolução da lista proposta para a direção6, onde a contingência n^o20, destacada em vermelho, foi mantida durante todo processo e a n^o24, em cinza, foi removida.

Tabela 5.5: Resultado para a Direção 6 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte} .

Contingência	Ponto de Operação [MW]							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1268.9
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
23	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X

O comportamento do índice da contingência n^o24 para a direção 15, adjacente à direção 14, indica que mesmo tendo relevância visível, esta contingência poderia ser excluída da lista em determinado momento. Conforme observa-se na Figura 5.12, a medida que a distância entre o ponto de operação original e os pontos de operação na vizinhança aumenta, a disparidade entre a contingência n^o24, na cor preta, e a n^o20, na cor vermelha, também cresce.

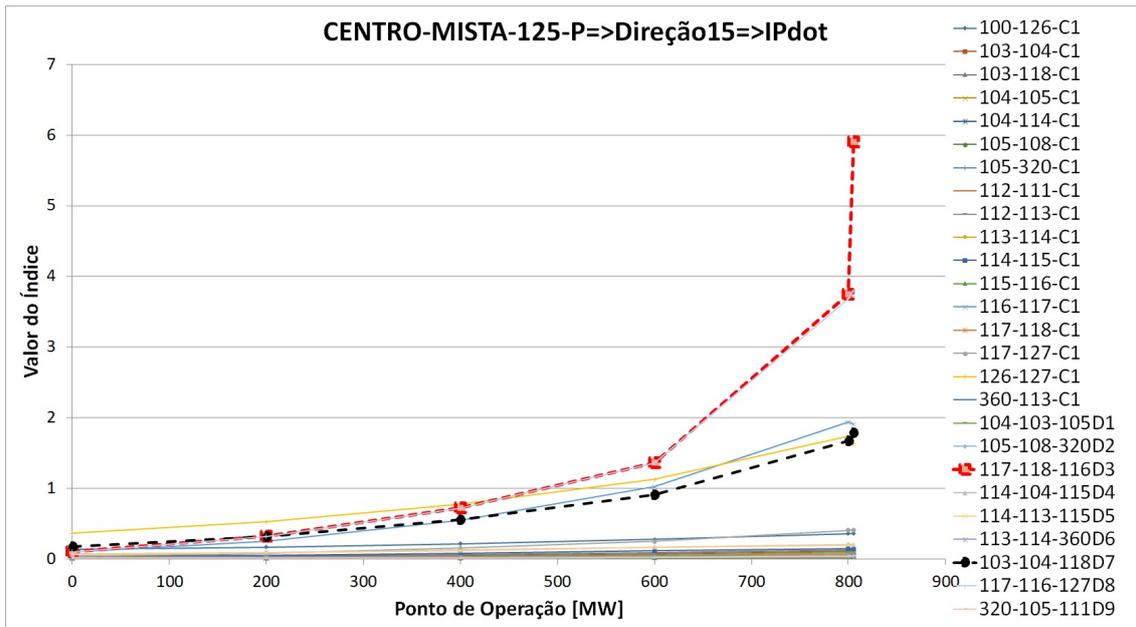


Figura 5.12: Evolução do índice ID_{DOT2} para direção 15.

Ainda assim, a contingência n^o24 aparece entre as primeiras da lista para o ID_{DOT2} e, principalmente, para o ID_{FREQ} , conforme Figura 5.13. Por este motivo, a contingência n^o24 permanece na lista durante todo o processo, conforme resultados apresentados na Tabela 5.6

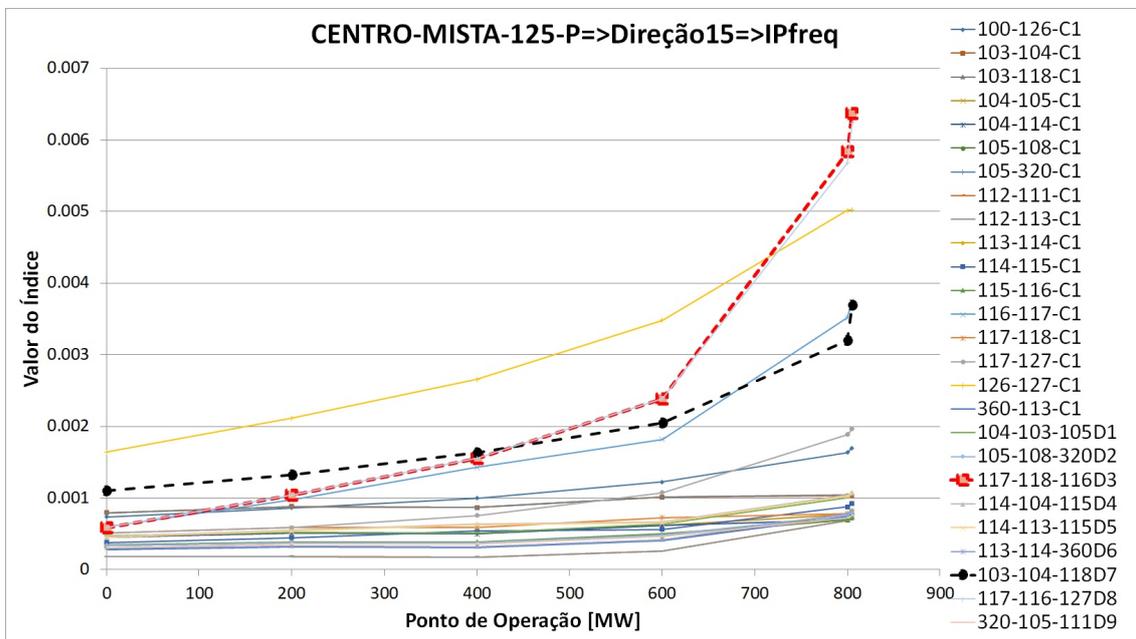


Figura 5.13: Evolução do índice ID_{FREQ} para direção 15.

Tabela 5.6: Resultado para a Direção 15 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte} .

Contingência	Ponto de Operação [MW]					
	0	200	400	600	800	805.1
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
4	Manter	Manter	Manter	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
19	Manter	Manter	Manter	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
23	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	X	X	X

Resultados para diferentes modelos de carga

A modelagem da carga foi um dos fatores que causou a maior diferença nas regiões de segurança [61], sendo capaz de alterar o resultado dos limites das direções e das contingências limitantes de cada direção. A seguir serão apresentados os resultados para um mesmo parque gerador e patamar de carga, alterando-se somente a modelagem da carga.

Algumas diferenças foram observadas entre os casos, tal como a distância entre o ponto de operação inicial e os limites de segurança que foram aumentando progressivamente para os casos $100\%P_{cte}$, $100\%I_{cte}$, $100\%Z_{cte}$ tendo um reflexo na aceleração do processamento que será detalhada adiante. Um ponto relevante observado foi que a contingência limitadora da direção 20 foi diferente em cada um dos casos.

A direção 20 foi limitada pela contingência n°20 no caso 100%P_{cte}, pela contingência n°25 no caso 100%I_{cte} e pela contingência n°13 no caso 100%Z_{cte}. As contingências citadas permaneceram nas listas de contingências para os três casos conforme Tabelas 5.7, 5.8 e 5.9.

Tabela 5.7: Resultado para a Direção 20 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Nominal 100% P_{cte}.

Contingência	Ponto de Operação [MW]					
	0	200	400	600	800	844
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
4	Manter	Manter	Manter	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
18	Manter	Manter	Manter	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
23	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X

Tabela 5.8: Resultado para a Direção 20 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Nominal 100% I_{cte} .

Contingência	Ponto de Operação [MW]					
	0	200	400	600	800	989
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
12	Manter	Manter	Manter	X	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
17	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
23	Manter	Manter	Manter	X	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X

Tabela 5.9: Resultado para a Direção 20 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Nominal 100% Z_{cte} .

Contingência	Ponto de Operação [MW]							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1316.6
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
17	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
23	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X

Conforme observa-se na última coluna de cada tabela, a mudança dos modelos fez com que os limites das direções na região de segurança se tornassem progressivamente maiores, com destaque para o caso do modelo de carga 100% Z_{cte} que apresentou o maior limite. A possibilidade de se avaliar mais pontos de operação permitiu que o número acumulado de contingências eliminadas no limite de segurança fosse 21 para este modelo de carga, fazendo com que a lista chegasse próximo o limite mínimo estabelecido, o que não ocorreu para os casos 100% P_{cte} e 100% I_{cte} .

Para os mesmos casos, nota-se que o número de contingências eliminadas a partir do quarto ponto de operação foi diferente. O caso 100% P_{cte} foi o que apresentou a maior eliminação de contingências, um total de 7, enquanto que no caso 100% Z_{cte} foram eliminadas 6 e no caso 100% I_{cte} foram eliminadas 5. Percebe-se que apesar de haver diferenças no número de contingências eliminadas, este não necessariamente possui um padrão associado ao tipo de modelo de carga considerado. Este ponto também é observado ao se comparar o número de eliminações acumuladas até o sexto ponto de operação destes casos. O caso do modelo de carga 100% Z_{cte} apresentou o menor número de exclusões, um total de 16, enquanto que os modelos

100% I_{cte} e 100% P_{cte} acumularam 18 eliminações. Destaca-se que o ganho nos limites de segurança associados à cada modelo de carga impactam significativamente no número de contingências eliminadas.

Resultados para diferentes composições do parque gerador

Conforme relatado em [34], a alteração na modelagem do parque gerador apresentou pequena mudança nos limites de segurança dinâmicos. Ainda assim, foi verificado se as diferentes composições no parque gerador poderiam resultar em mudanças perceptíveis no processo de eliminação de contingências.

As Tabelas 5.10 e 5.11 apresentam a lista proposta para direção 8 de dois casos da malha central com patamar de carga nominal 100% P_{cte} diferentes apenas nos modelos de máquina utilizados para representar os geradores. As contingências limitantes de cada caso foram diferentes, entretanto a diferença de limite de segurança não foi considerável conforme observa-se na última coluna das tabelas.

Tabela 5.10: Resultado para a Direção 20 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Nominal 100% P_{cte} .

Contingência	Ponto de Operação [MW]							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1201
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
23	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X

Tabela 5.11: Resultado para a Direção 8 do caso Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Nominal 100% P_{cte} .

Contingência	Ponto de Operação [MW]							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1281
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
4	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
22	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
23	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X

As duas listas propostas foram idênticas no limite da região de segurança, apesar de serem limitadas por contingências diferentes. Entretanto, o número de contingências excluídas durante o processo não foi igual: no ponto de operação distante 600 MW do ponto inicial, 5 contingências haviam sido descartadas para o caso do parque gerador misto contra 4 contingências eliminadas no caso do parque gerador térmico. Esta vantagem inicial do caso do parque gerador misto se inverteu no ponto de operação seguinte, em que um acumulado de 6 contingências haviam sido removidas da lista para este parque enquanto que um total de 8 havia sido retirada no caso do parque gerador térmico. Apesar de a evolução da lista de contingência ser similar para os dois casos, é interessante que a exclusão das contingências aconteça o quanto antes para que ocorra o ganho de tempo ao se evitar a simulação no domínio do tempo nos pontos de operação seguintes.

Casos de Ilhamento na Malha Sul

A análise da Malha Sul mostrou que a contingência n^o6 provoca a separação do sistema em duas ilhas e é responsável por boa parte das limitações nas regiões de segurança analisadas. Por este motivo, é importante que algum dos índices selecionados seja capaz de capturar os problemas de estabilidade de frequência gerados por esta contingência.

Foram analisadas 20 direções para o caso da Malha Sul, Parque gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte} , e as limitações foram:

- Contingência n^o6 para 12 direções;
- Contingência n^o7 para 4 direções;
- Contingência n^o3 para 3 direções;
- Limite de geração para 1 direção.

A região de segurança gerada para este caso, ilustrada na Figura 5.14, possui a maioria dos limites associados à contingência n^o6, que provoca ilhamento formando a Ilha Sudeste.

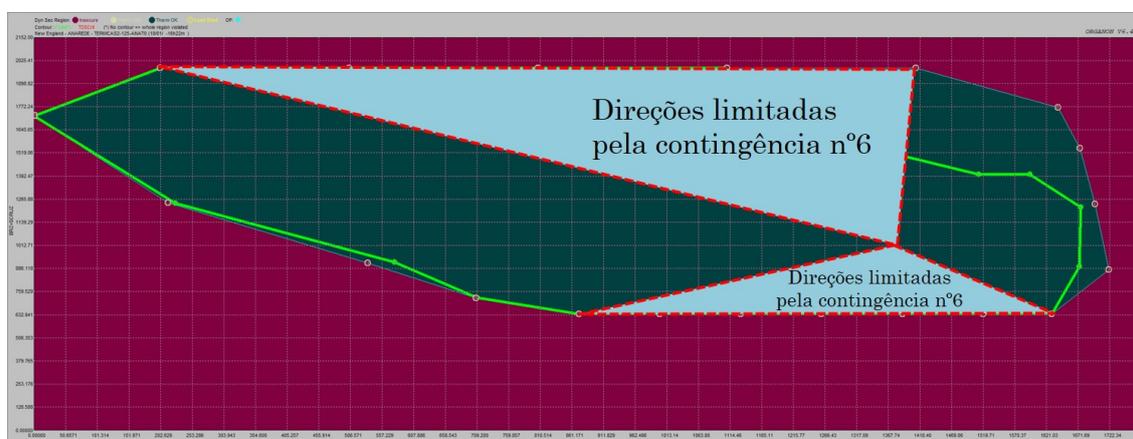


Figura 5.14: Região de segurança para a Malha Sul no caso Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte} . Destaque para as direções limitadas pela contingência que provoca ilhamento.

As direções em destaque na figura estão associadas ao despacho dos geradores do Grupo 2, interno à Ilha Sudeste. Em cenários de elevada geração neste grupo, há um grande fluxo na LT 116-370, ou seja, a Ilha Sudeste está exportando o excedente de geração. Nesta condição, a geração das usinas do Grupo 2 deve ficar limitada à 1980 MW, caso contrário ocorrerá um desvio de frequência que viola os critérios de operação que, no caso, foi estabelecido como 66 Hz. Na Figura 5.15 está apresentado o comportamento da frequência na Ilha Sudeste frente à contingência n^o6 para 3

casos na direção 11: o caso no ponto de operação inicial, na cor azul, o caso no limite da estabilidade, em vermelho, e para um caso instável, na cor verde.

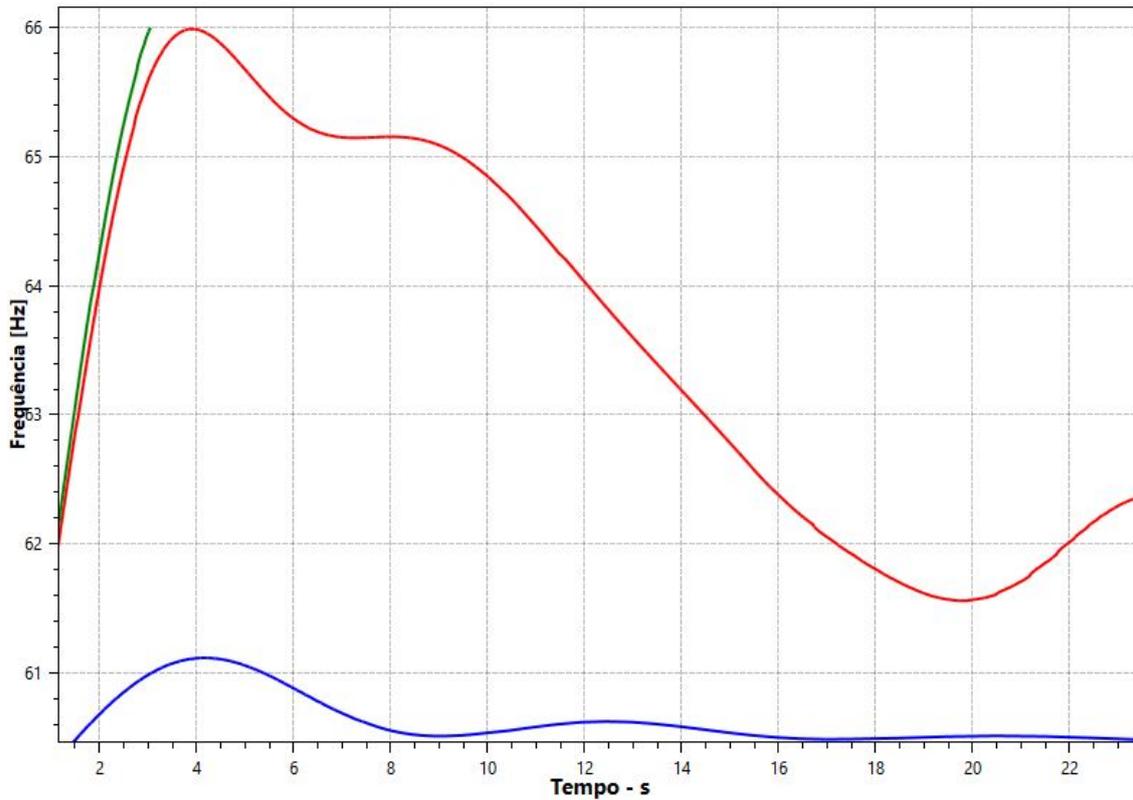


Figura 5.15: Valores de frequência na Ilha Sudeste para a contingência n°6 em 3 cenários ao longo da direção 11.

Para as direções em que ocorre a redução na geração das usinas do Grupo 2, o limite mínimo deste grupo é de 645 MW. Valor inferiores à este acarretam na violação do critério de subfrequência, conforme observa-se nas simulações realizadas para a direção 2 apresentados na Figura 5.16. Observa-se resultados análogos ao da direção 11, porém no sentido da subfrequência, com violação do critério de frequência mínima de 55,8 Hz no ponto de operação em que o despacho do grupo 2 é inferior à 645 MW.

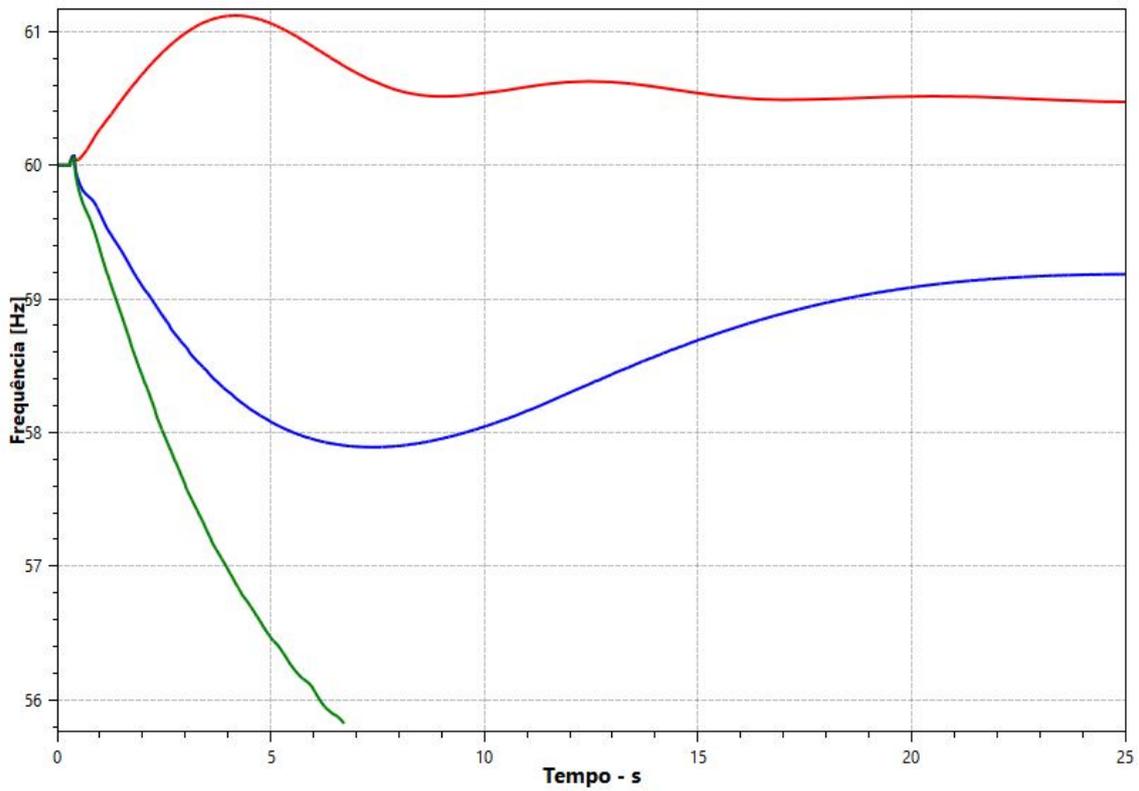


Figura 5.16: Valores de frequência na Ilha Sudeste para a contingência nº6 em 3 cenários ao longo da direção 2.

Os casos em que a geração do grupo 2 é reduzida apresentam uma característica particular que pode ser percebida ao analisar o cálculo dos índices para a direção 2, apresentados nas Figuras 5.17, 5.18 e 5.19.

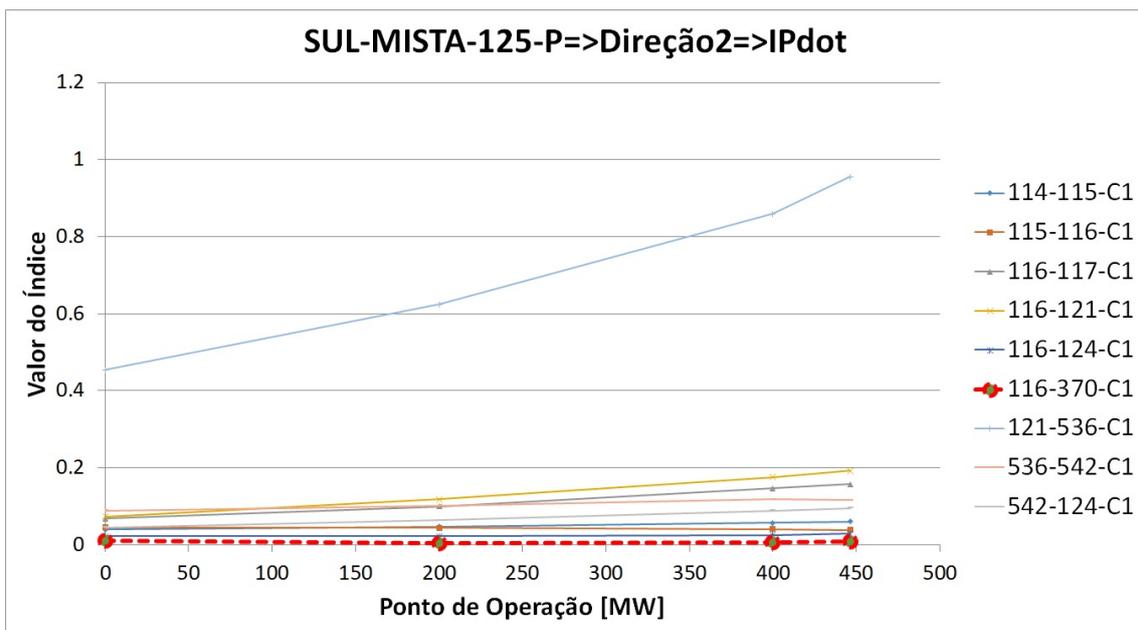


Figura 5.17: Evolução do índice ID_{DOT2} para direção 2.

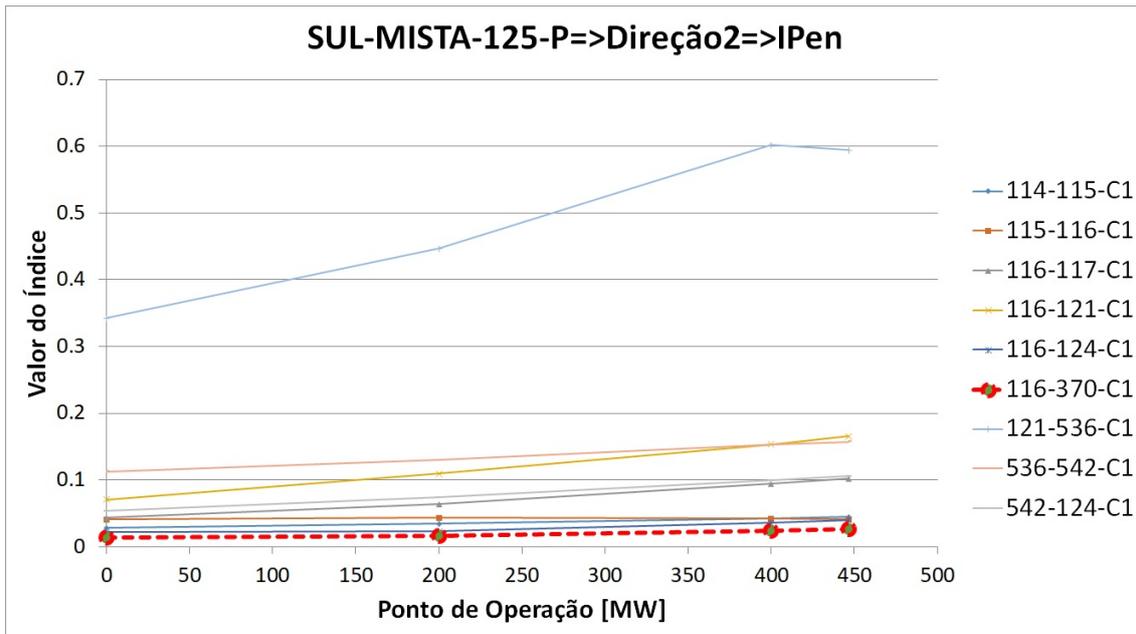


Figura 5.18: Evolução do índice ID_{EN} para direção 2.

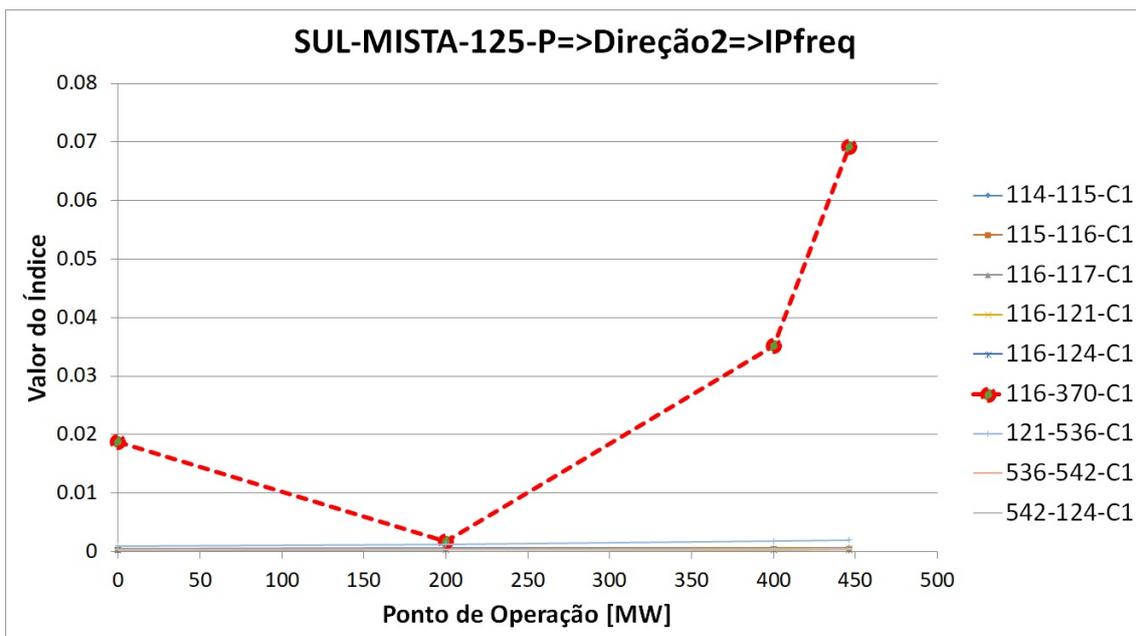


Figura 5.19: Evolução do índice ID_{FREQ} para direção 2.

Analisando a relevância da perturbação somente por ID_{DOT2} e ID_{EN}, percebe-se que a contingência n^o6 seria excluída da lista pois os valores obtidos a faz ficar no final da lista. Entretanto, dado que o tipo de instabilidade observada neste caso é de frequência, o uso do ID_{FREQ} se mostrou adequado para capturar o problema. De fato, o comportamento da defasagem angular de um gerador da Ilha Sudeste não indica a ocorrência instabilidade angular, conforme resultados da Figura 5.20 onde está apresentado o comportamento do ângulo de um gerador do grupo 2 frente à

contingência n^o6 em 3 casos: o ponto de operação inicial, na cor vermelha, o caso no limite da estabilidade, em azul, e para um caso instável, na cor verde.

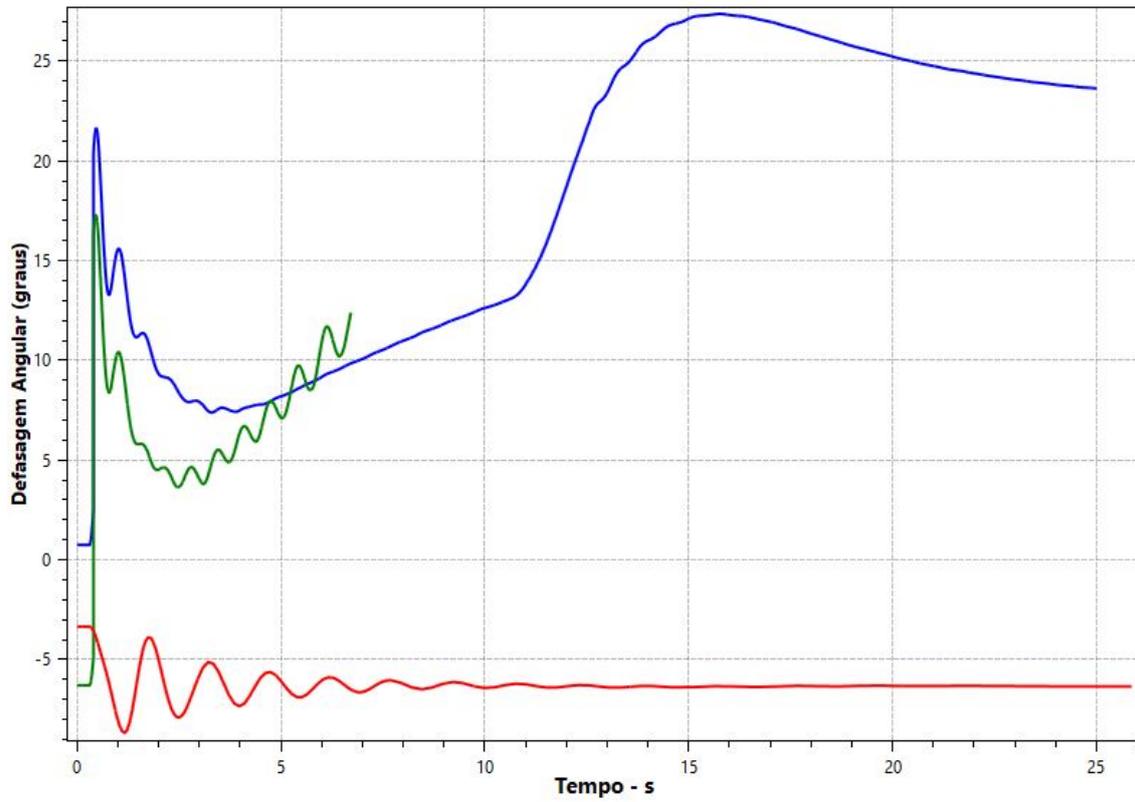


Figura 5.20: Valores de defasagem angular em gerador da Ilha Sudeste para a contingência n^o6 em 3 cenários ao longo da direção 02.

A lista proposta pra a direção 2 é a apresentada na Tabela 5.12. Destaca-se a manutenção da contingência n^o6 na lista exclusivamente pelo resultado do ID_{FREQ} e que, neste caso, poucas contingências foram excluídas da lista por motivos que serão detalhados posteriormente.

Tabela 5.12: Resultado para a Direção 2 do caso Malha Sul, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% P_{cte} .

Contingência	Ponto de Operação [MW]			
	0	200	400	446.4
1	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter
4	Manter	Manter	Manter	Manter
5	Manter	Manter	Manter	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter
7	Manter	Manter	Manter	Manter
8	Manter	Manter	Manter	Manter
9	Manter	Manter	Manter	Manter

Os valores obtidos para ID_{DOT2} e ID_{EN} para as direções associadas à instabilidade de frequência foram relativamente pequenos se comparados com os demais casos, reforçando a necessidade de escolher apropriadamente um índice que espelhe o fenômeno que irá resultar em violação de critério operativo.

Para as direções 3 à 6, o limite ocorre com a contingência n^o7, referente à LT 121-356, uma das responsáveis por escoar a geração de parte das usinas no Grupo 1. Em cenários de elevada geração do Grupo 1, a contingência citada acarreta em perda de sincronismo pelos geradores associados. Neste caso, a instabilidade é angular e não mais de frequência, conforme Figuras 5.21 e 5.22 que apresentam os seguintes casos: o ponto de operação inicial, na cor azul, o caso no limite da estabilidade, em vermelho, e para um caso instável, na cor verde.

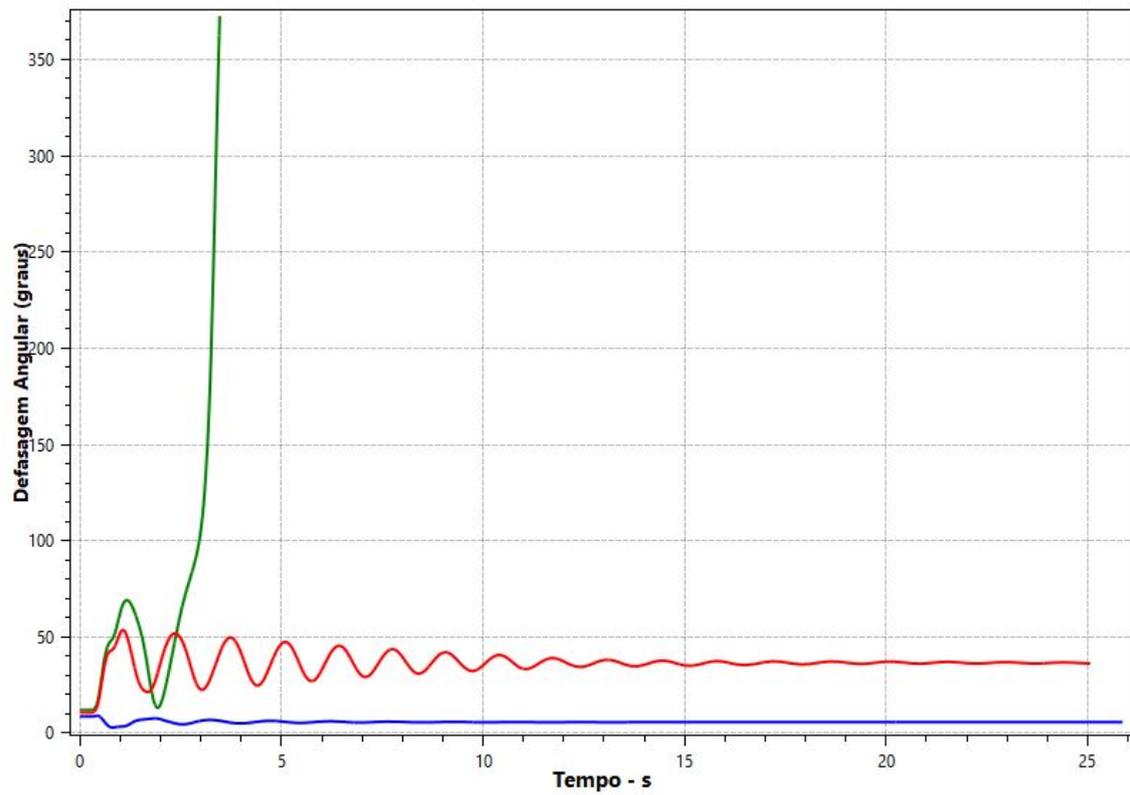


Figura 5.21: Valores de defasagem angular em gerador do Grupo 2 para a contingência n^o7 em 3 cenários ao longo da direção 04.

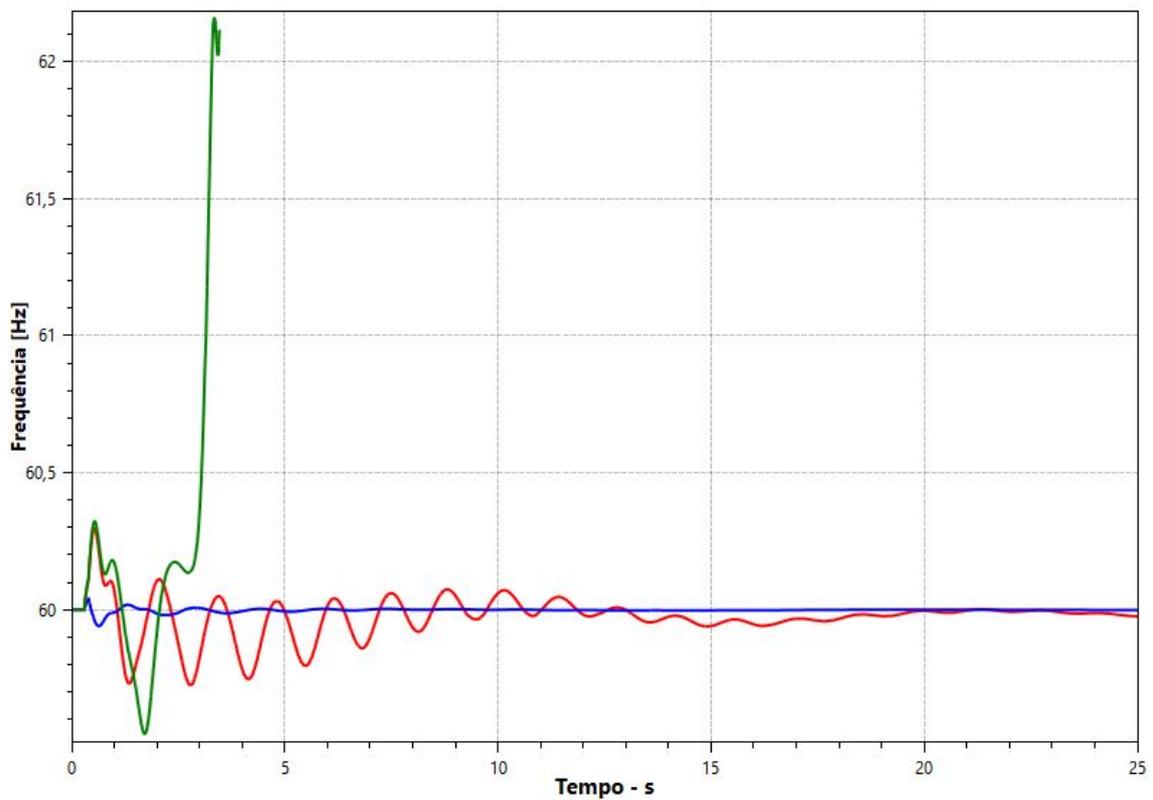


Figura 5.22: Valores de frequência em gerador do Grupo 2 para a contingência n^o7 em 3 cenários ao longo da direção 04.

Após análise das outras 58 regiões de segurança, não foi constatada correlação entre a acurácia do método e os parâmetros que impactam no formato da região de segurança.

5.4.2 Aceleração do Processamento

A consequência de se reduzir a lista de contingências é prover a redução do custo computacional associado às simulações no domínio do tempo, que no caso da avaliação da região de segurança se reflete na aceleração do processo de obtenção desta. Para avaliar o ganho trazido pelo uso do método evolutivo de seleção de contingências, foram obtidos os tempos de processamento em segundos de cada simulação no domínio do tempo das contingências em cada ponto de operação avaliado. Os tempos de processamento foram obtidos utilizando um computador com processador Intel Core i7-3537U 2.0 HGz com 8 GB de memória RAM.

A Tabela 5.13 a apresenta estes tempos para uma das direções avaliadas em um dos casos da Malha Central. O primeiro valor da tabela, de 0,1797 segundos, é o tempo gasto na simulação da contingência nº1 no ponto de operação inicial. A simulação da mesma contingência no ponto de operação distante 200 MW do ponto original levou 0,2031 segundos.

Tabela 5.13: Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a Direção 5, no caso da Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Pesada 100% P_{cte} .

Contingência	Ponto de Operação [MW]								
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1414.2
1	0.1797	0.2031	0.1953	0.1875	0.2109	0.1641	0.2109	0.2266	0.1719
2	0.1875	0.2266	0.1875	0.1875	0.1875	0.1797	0.2031	0.2031	0.2188
3	0.2031	0.1875	0.1719	0.1719	0.1797	0.1875	0.1797	0.2031	0.25
4	0.1797	0.1797	0.1875	0.1641	0.1562	0.1719	0.1719	0.1797	0.1875
5	0.1797	0.1797	0.1641	0.1562	0.1562	0.1719	0.1562	0.2188	0.2578
6	0.1719	0.2656	0.1719	0.1641	0.1641	0.1719	0.1562	0.1719	0.2188
7	0.1797	0.25	0.1797	0.1719	0.1562	0.1562	0.1719	0.1641	0.1953
8	0.1719	0.1797	0.1406	0.1562	0.1562	0.1484	0.1875	0.1484	0.1875
9	0.1484	0.2031	0.1406	0.1484	0.1406	0.1484	0.1562	0.1641	0.1797
10	0.1953	0.1797	0.1641	0.1719	0.1562	0.1953	0.2109	0.1875	0.1797
11	0.2109	0.1797	0.1797	0.1719	0.1953	0.2266	0.2188	0.2188	0.2266
12	0.2031	0.2344	0.2109	0.2031	0.25	0.2344	0.25	0.2734	0.4062
13	0.2734	0.2266	0.2109	0.2188	0.2656	0.25	0.2812	0.5078	0.8516
14	0.1797	0.2109	0.1641	0.1797	0.1875	0.1875	0.1953	0.2578	0.2188
15	0.2344	0.1875	0.1875	0.1875	0.1719	0.1875	0.2109	0.2109	0.2422
16	0.2109	0.2109	0.1953	0.1875	0.2031	0.2031	0.2109	0.1875	0.2188
17	0.1797	0.1719	0.2031	0.1641	0.2031	0.1484	0.1562	0.1719	0.1953
18	0.2031	0.2422	0.2422	0.1797	0.2188	0.1875	0.1953	0.1875	0.2266
19	0.1875	0.1719	0.2812	0.1875	0.1719	0.1719	0.2109	0.1719	0.2266
20	0.2344	0.2031	0.1875	0.2891	0.2188	0.2422	0.3203	0.4766	0.6562
21	0.2266	0.1875	0.1797	0.1875	0.1719	0.2031	0.2812	0.2266	0.2188
22	0.2109	0.1953	0.1797	0.1875	0.1875	0.1875	0.1953	0.2188	0.2266
23	0.2031	0.1797	0.1719	0.1562	0.1797	0.1641	0.1562	0.1875	0.1953
24	0.2266	0.2344	0.1797	0.1875	0.1719	0.1797	0.2109	0.2109	0.2188
25	0.2344	0.2266	0.2109	0.2109	0.2188	0.2422	0.2969	0.5078	0.6328
26	0.1875	0.1953	0.1797	0.1719	0.2266	0.1719	0.1797	0.2266	0.1875

O resultado da lista proposta a cada ponto de operação avaliado permite calcular a redução do tempo de processamento das simulação no domínio do tempo para direção. A lista proposta é a apresentada na Tabela 5.14.

Tabela 5.14: Lista de Contingência proposta para a Direção 5, no caso da Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Pesada 100% P_{cte} .

Contingência	Ponto de Operação [MW]								
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1414.2
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
22	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
23	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X

O número de simulações no domínio do tempo sem o uso do método proposto foi de 234, que reduziria para 146 com o uso da lista proposta a cada ponto de operação utilizando o método evolutivo. O tempo de processamento total para esta direção foi de 48,602 segundos, que reduziriam para 31,75 caso fosse utilizado o método proposto, ou seja, uma redução de aproximadamente 34%. Destaca-se que o tempo gasto com cálculo dos índices e exclusão de contingências está contemplado no valor reduzido final.

O caso citado apresentou um resultado que figura entre os melhores dentre os avaliados. Outras direções, por apresentarem características como número reduzido de pontos de operação avaliados ou baixo crescimento dos valores dos índices, apresentaram menor aceleração do processamento. A Tabela 5.15 ilustram o resultado da direção 7 para a mesma região de segurança que a anterior.

Tabela 5.15: Lista de Contingência Proposta e Tempo de Processamento para a Direção 7, no caso da Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Pesada 100% P_{cte} .

Contingência	Ponto de Operação [MW]					Ponto de Operação [MW]				
	0	200	400	600	725.6	0	200	400	600	725.6
1	0.199	0.287	0.232	0.29	0.3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	0.241	0.3	0.264	0.23	0.21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
3	0.19	0.227	0.232	0.28	0.259	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
4	0.187	0.221	0.245	0.23	0.21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
5	0.2	0.22	0.216	0.21	0.22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
6	0.17	0.27	0.216	0.25	0.2	Manter	Manter	Manter	Manter	X
7	0.2	0.26	0.194	0.23	0.2	Manter	Manter	Manter	Manter	X
8	0.189	0.241	0.147	0.18	0.177	Manter	Manter	Manter	X	X
9	0.18	0.252	0.156	0.179	0.21	Manter	Manter	Manter	X	X
10	0.241	0.306	0.19	0.21	0.27	Manter	Manter	Manter	X	X
11	0.224	0.356	0.21	0.24	0.386	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
12	0.224	0.291	0.2	0.249	0.229	Manter	Manter	Manter	Manter	X
13	0.35	0.424	0.278	0.47	0.84	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	0.25	0.28	0.22	0.304	0.28	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
15	0.221	0.35	0.341	0.309	0.3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	0.23	0.534	0.346	0.477	0.55	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
17	0.18	0.231	0.19	0.2	0.22	Manter	Manter	Manter	Manter	X
18	0.199	0.268	0.267	0.241	0.22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
19	0.19	0.22	0.269	0.23	0.23	Manter	Manter	Manter	X	X
20	0.22	0.239	0.349	0.519	0.884	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	0.21	0.211	0.24	0.253	0.27	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
22	0.2	0.209	0.24	0.27	0.269	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
23	0.187	0.26	0.19	0.22	0.259	Manter	Manter	Manter	X	X
24	0.2	0.24	0.31	0.4	0.83	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
25	0.22	0.23	0.298	0.56	0.88	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	0.179	0.188	0.21	0.23	0.216	Manter	Manter	Manter	Manter	X

O total de tempo de processamento das 130 simulações foi de 35.426 segundos. O uso do método proposto resultaria na realização de 115 simulações, acarretando em redução no tempo de processamento de 9,12%.

A Tabela 5.16 apresenta a redução do tempo de processamento das simulações no domínio do tempo nos casos da Malha Central com parque gerador misto. Cada valor desta tabela representa a redução do tempo de processamento de todas as direções de uma determinada região de segurança. O tempo total apresentou redução considerável para alguns casos, com valores que variam de 10% à 32%.

Tabela 5.16: Redução de tempo de processamento para os casos da Malha Central com parque gerador misto.

Malha Central - Parque Gerador Misto			
Patamar de Carga	Modelo de Carga		
	100% Zcte	100% Icte	100% Pcte
Mínima	10.7%	10.9%	10.2%
Leve	26.6%	26.8%	24.7%
Média	31.9%	32.9%	26.7%
Nominal	28.8%	23.4%	20.6%
Pesada	32.7%	20.2%	24.5%

Os tempos em segundos gastos com processamento das simulações para o caso com e sem o método evolutivo estão descritos nas Tabelas 5.17 e 5.18.

Tabela 5.17: Tempo de processamento original para os casos da Malha Central com parque gerador misto.

Malha Central - Parque Gerador Misto			
Tempo de Processamento Original			
Patamar de Carga	Modelo de Carga		
	100% Zcte	100% Icte	100% Pcte
Mínima	166.0	163.0	168.0
Leve	261.0	367.0	294.0
Média	283.5	270.0	236.0
Nominal	157.6	143.0	132.4
Pesada	725.2	649.0	250.0

Tabela 5.18: Tempo de processamento com o uso do método proposto para os casos da Malha Central com parque gerador misto.

Malha Central - Parque Gerador Misto			
Tempo de Processamento com Método Proposto			
Patamar de Carga	Modelo de Carga		
	100% Zcte	100% Icte	100% Pcte
Mínima	148.2	145.3	150.9
Leve	191.5	268.5	221.2
Média	193.0	181.3	173.0
Nominal	112.2	109.5	105.2
Pesada	488.2	518.1	188.8

Conforme resultados da Tabela 5.19, a redução do tempo de processamento das simulações no domínio do tempo para os casos da Malha Central com parque gerador térmico apresentou valores entre 5% e 30%.

Tabela 5.19: Redução de tempo de processamento para os casos da Malha Central com parque gerador térmico.

Malha Central - Parque Gerador Térmico			
Patamar de Carga	Modelo de Carga		
	100% Zcte	100% Icte	100% Pcte
Mínima	7.8%	7.6%	5.1%
Leve	20.1%	18.1%	17.9%
Média	30.6%	23.1%	18.9%
Nominal	26.5%	21.3%	21.1%
Pesada	24.9%	21.4%	18.3%

Conforme mencionado durante a avaliação da acurácia, os diferentes modelos de carga permitiram avaliar mais pontos de operação e, dessa forma, foi possível eliminar mais contingências trazendo maior ganho devido à redução no número de simulações no domínio do tempo. Além disso, a mudança na composição do parque gerador acarretou em resultados diferentes principalmente para os casos em que o parque gerador misto obteve limites de segurança maiores que o parque gerador térmico.

Os resultados obtidos para os casos da Malha Sul estão apresentadas nas Tabelas 5.20 e 5.21.

Tabela 5.20: Redução de tempo de processamento para os casos da Malha Sul com parque gerador térmico.

Malha Sul- Parque Gerador Térmico			
Patamar de Carga	Modelo de Carga		
	100% Zcte	100% Icte	100% Pcte
Mínima	2.4%	2.4%	1.7%
Leve	5.2%	5.6%	5.7%
Média	6.3%	6.0%	5.7%
Nominal	10.9%	9.0%	7.7%
Pesada	16.1%	13.4%	11.8%

Tabela 5.21: Redução de tempo de processamento para os casos da Malha Central com parque gerador misto.

Malha Sul- Parque Gerador Misto			
Patamar de Carga	Modelo de Carga		
	100% Zcte	100% Icte	100% Pcte
Mínima	0.3%	0.2%	0.8%
Leve	2.6%	2.4%	3.1%
Média	3.8%	3.7%	3.2%
Nominal	7.3%	5.8%	5.9%
Pesada	11.2%	9.5%	8.5%

A diferença nos resultados das reduções de tempo processamento das simulações entre os casos da Malha Sul e da Malha Central é devido à dois fatores principais. O primeiro é o tamanho da lista de contingências, que contribui para a exclusão de um número maior de contingências nos casos associados à Malha Central. O segundo fator é a distância entre o ponto de operação inicial e o limite de segurança e, portanto, o número de pontos de operação avaliados na vizinhança. Quanto maior for o número de pontos avaliados em uma mesma direção, mais valores de índices serão calculados e mais contingências poderão ser excluídas da lista.

5.4.3 Sensibilidade do Método aos Parâmetros Definidos pelo Usuário

Conforme detalhado no Capítulo 4, os ajustes a serem utilizados são dependentes do sistema analisado e devem ser escolhidos com cautela. Os resultados de aceleração de processamento serão melhores à medida que os parâmetros do método evolutivo forem mais restritivo, ou seja, permitirem a exclusão de contingências em pontos de operação próximo ao inicial, considerarem um grupo grande de contingências como candidatas à exclusão ou permitir uma lista com valor mínimo reduzido. Por outro lado, valores muito restritivos podem levar à exclusão da contingência limitante, fazendo com que a região de segurança gerada tenha limites incorretos. Via de regra, os parâmetros devem ser escolhidos de forma a serem os mais restritivos possíveis sem que acarretem em exclusão da contingência limitadora.

Os parâmetros utilizados na avaliação cada uma das 60 regiões de segurança se mostraram adequados pois em todos os casos analisados a contingência limitadora da direção permaneceu dentro da lista e houve aceleração no processamento da região segurança. Ainda sim, cumpre-se destacar que a definição destes valores tem impacto direto na performance do método proposto, tanto do ponto de vista de acurácia quanto de processamento.

Por estes motivos, é importante uma análise dos valores dos parâmetros a fim de se obter uma sensibilidade da relação entre estes e a performance do método. Desta forma, será possível indicar alguns valores iniciais que servirão base para uma primeira avaliação. A seguir serão apresentados alguns resultados obtidos durante o avaliação dos parâmetros citados.

Número de Seleções Consecutivas para Exclusão

Este parâmetro define o número de vezes que uma contingência deve ser selecionada como candidata à exclusão para que sua remoção da lista de contingência de fato ocorra. Quanto maior for este valor, mais próximo se estará do limite de segurança da direção o que fará com que os índices calculados para as contingências

relevantes fiquem maiores e garanta a manutenção da contingência limitadora na lista.

Alguns resultados de evolução da lista de contingências para o casos em que exclusão ocorrerá com duas seleções consecutivas ou com três seleções consecutivas estão apresentados nas Tabelas 5.22 e 5.23, respectivamente.

Tabela 5.22: Resultado para a Direção 12 do caso Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Nominal 100% P_{cte} com o parâmetro referente ao número de seleções para exclusão igual à 2.

Contingência	Ponto de Operação [MW]									
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1415.1	
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
4	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
8	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
11	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
15	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
21	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
22	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
23	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
25	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X

Tabela 5.23: Resultado para a Direção 12 do caso Malha Central, Parque Gerador Térmico, Carga Nominal 100% P_{cte} com o parâmetro referente ao número de seleções para exclusão igual à 3.

Contingência	Ponto de Operação [MW]								
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1415.1
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
4	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
22	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
23	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X

Percebe-se que o uso de um valor mais baixo acarretou na exclusão da contingência limitante da direção prematuramente, violando o critério de acurácia. A execução da região de segurança considerando a lista proposta sem a contingência limitadora mostrou que o novo limite de segurança para a direção 12 foi de 1422 MW para a contingência n°13. Ainda que este valor esteja muito próximo dos 1415 MW obtidos com a contingência n°20, este tipo de resultado não é permitido.

Conforme indicado na etapa de apresentação do método, o valor deste parâmetro deve levar em conta as distâncias entre os pontos de operação simulados. Quanto maiores forem estas, mais os índices de desempenho se destacarão e a exclusão poderá ser realizada com um menor número de passos. Por este motivo, sugere-se o uso do valor inicial igual a 3 para este parâmetro para fins de teste em um novo sistema.

Percentual de Contingências a Serem Excluídas Por Ponto de Operação

Tal qual o parâmetro anterior, o percentual de contingências a serem excluídas por ponto de operação deve ser escolhido para cada caso. De fato, este parâmetro e o anterior devem se avaliados pensando em sua sinergia pois a flexibilização de um permite o aumento no rigor do outro.

Para ilustrar o impacto deste parâmetro, o método foi aplicado considerando que a cada ponto de operação seria selecionado o 2º quartil para exclusão, cujo resultado consta na Tabela 5.24, e considerando o uso do 80º percentil, conforme resultados na Tabela 5.25.

Tabela 5.24: Resultado para a Direção 5 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% Z_{cte} para 2º Quartil.

Contingência	Ponto de Operação [MW]									
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1677.8
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
17	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
22	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
23	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X

Tabela 5.25: Resultado para a Direção 5 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% Z_{cte} para 80^o Percentil.

Contingência	Ponto de Operação [MW]									
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1677.8
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
4	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
17	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
18	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
21	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
22	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
23	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
25	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
26	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X

De forma similar ao parâmetro anterior, o uso de um valor muito rigoroso acarretou na exclusão da contingência limitadora da região de segurança, aumentando o limite de segurança de 1412 MW para 1436 MW. Os testes realizados no modelo de Rede New England mostraram que valores até o 70^o percentil atendem o critério de acurácia proposto. Sugere-se, ao iniciar a análise de uma nova rede elétrica, o uso do 2^o quartil como valor inicial de referência.

Número Mínimo de Contingências na Lista

Este parâmetro representa o percentual de eventos que devem permanecer na lista de contingências em relação ao valor original. O impacto deste parâmetro ocorre quando um percentual alto de contingências é excluído da lista, fazendo com que esta se reduza rapidamente antes de alcançar o limite da direção. Nesta situação é interessante limitar o tamanho final da lista de contingências para um valor proporcional ao tamanho inicial, evitando que a contingência limitante seja removida da lista em casos que apresentem pequena diferença nos índices das contingências

mais relevantes.

Durante a avaliação dos casos, constatou-se que limitar o tamanho final da lista de contingências em até 20% do seu valor inicial foi satisfatório para todos os casos, o que para o caso da Malha Central representou a eliminação de até 21 contingências. O uso de valores inferiores a 12% acarretou na remoção da contingência limitadora da direção para alguns casos, tal resultado pode ser observado na Tabela 5.26.

Tabela 5.26: Resultado para a Direção 7 do caso Malha Central, Parque Gerador Misto, Carga Pesada 100% Z_{cte} para lista mínima igual à 12% da original.

Contingência	Ponto de Operação [MW]								
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1412
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
17	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
23	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X

Valores da ordem de 30% do tamanho inicial da lista de contingências se mostraram satisfatórios para uma análise preliminar, sendo o uso deste valor sugerido ao se iniciar a avaliação do uso de método em uma nova área.

Capítulo 6

Resultados para o Sistema Elétrico Brasileiro

6.1 Introdução

A fim de constatar a aplicabilidade do método evolutivo em sistemas reais de grande porte, foram realizados testes usando o modelo do Sistema Elétrico Brasileiro. A principal vantagem deste tipo de teste é a obtenção de resultados mais realistas e que, devido ao tamanho da rede elétrica evolvida, está sujeito à ocorrência de uma maior quantidade de fenômenos.

A avaliação tanto dos resultados das regiões de segurança quando do método proposto acaba por se tornar também mais complexa e, portanto, mais próxima do que viria a ocorrer quando do uso do método proposto por equipes de operação de centros de controle.

Após análise prévia, definiu-se os seguintes valores para os parâmetros utilizados no método evolutivo de seleção de contingência:

- A seleção de candidatas para exclusão considera as contingências com índice com valor pertencente ao primeiro quartil, ou seja, as últimas 25% da lista;
- A contingência será excluída se selecionada pelo menos duas vezes consecutivas por todos os índices utilizados;
- O número mínimo de contingências na lista é de 30% do total original.

6.2 Modelo do Sistema Elétrico Brasileiro

O modelo do sistema elétrico brasileiro utilizado nos estudos de planejamento do ONS possui 6.774 barras e 9.743 ramos. Devido ao tamanho e à complexidade

deste sistema, as equipes de operação estabeleceram diversas áreas monitoradas das quais três foram utilizadas na avaliação da performance do método proposto.

Rede Elétrica da Área Norte de Minas Gerais

A primeira área monitorada selecionada é a chamada Área Norte de Minas Gerais, cujos principais equipamentos e fronteiras estão representados no diagrama simplificado da Figura 6.1. A lista de contingência utilizada, apresentada pela Tabela 6.1, possui 19 contingências simples e uma contingência múltipla.

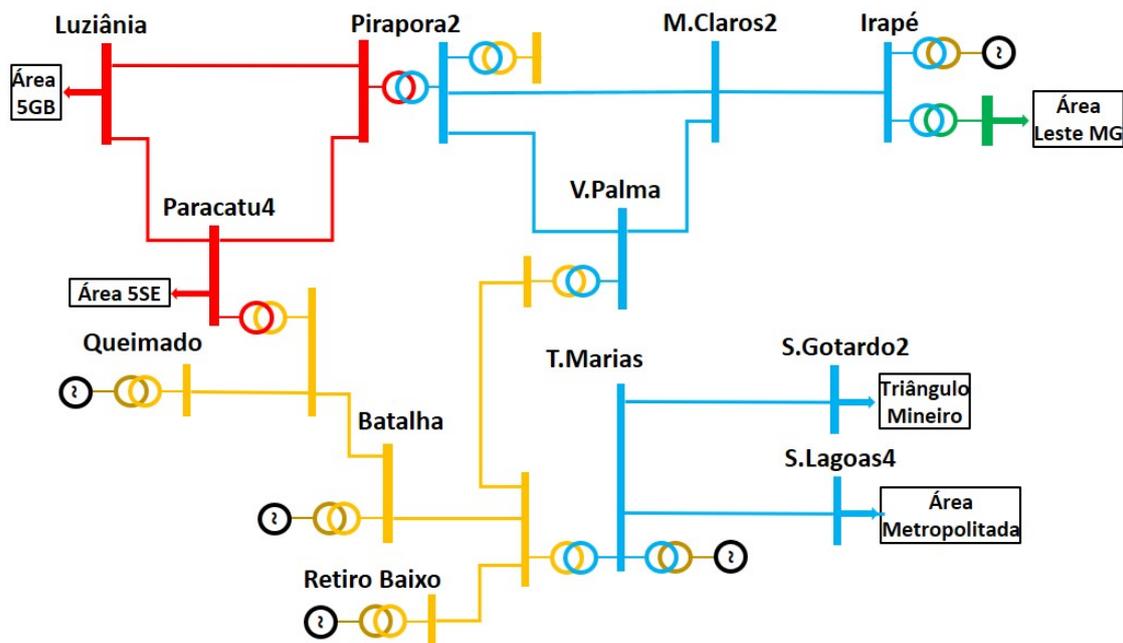


Figura 6.1: Área Monitorada Norte de Minas Gerais.

Tabela 6.1: Lista de contingências utilizada nos casos da Área Norte de Minas Gerais.

nº	Ramo Desligado	nº	Ramo Desligado
1	LT Irape-Aracuai 230k	11	TR1 Irape 345 kV
2	TR4 MClaros2 345 kV	12	TR2 Irape 345 kV
3	TR5 MClaros2 345 kV	13	LT MClaros2-Pirapora2 345 kV
4	TR6 MClaros2 345 kV	14	LT Irape-MClaros2 345 kV
5	TR1 TresMarias 345 kV	15	LT TresMarias-Vpalma 345 kV
6	TR2 TresMarias 345 kV	16	LT TresMarias-Sgotard 345 kV
7	TRs TresMarias 289 kV	17	TR1 Pirapora2 500 kV
8	TR1 VPalma 345 kV	18	TR2 Pirapora2 500 kV
9	TR2 VPalma 345 kV	19	LT Pirapora2-Luziania 500 kV
10	TR3 VPalma 345 kV	20	LT Paracatu4-Luziania 500 kV

Os Grupos de Geração utilizados estão divididos da seguinte forma:

- Grupo 1: Composto pelas usinas localizadas na área monitorada e na área Leste de Minas Gerais. Esse grupo será chamado de Minas Interno;
- Grupo 2: Composto pelas usinas localizadas nas áreas 5SE e Triângulo Mineiro. Este grupo será chamado de Minas Externo;
- Grupo 3: Composto pelas usinas conectadas na rede de 440 kV do estado de São Paulo. Este grupo será chamado de SP.

Duas contingências merecem destaque na avaliação de segurança dinâmica desta área. A primeira delas é a perda da LT 345 kV Montes Claros 2 / Irapé. Esta contingência resulta em perda de sincronismo das unidades geradoras da UHE Irapé quando de elevado despacho visto que a interligação com a área Leste de Minas Gerais é eletricamente fraca.

A segunda contingência é a perda da LT 500 kV Luziânia / Pirapora 2 quando da indisponibilidade da LT 500 kV Paracatu 4 / Pirapora 2 e da LT 345 kV Três Marias / São Gotardo 2, em destaque na Figura 6.2.

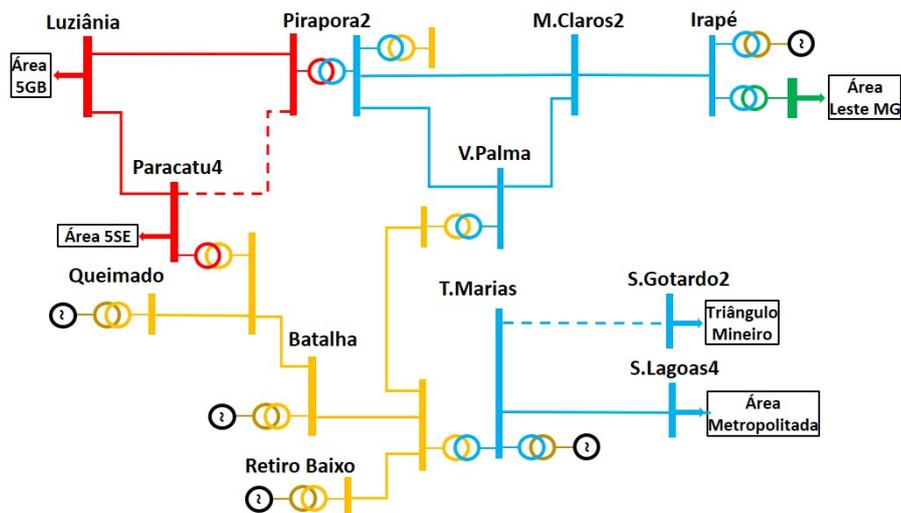


Figura 6.2: Área Monitorada Norte de Minas Gerais: Rede Alterada.

A rede alterada pela indisponibilidade das duas linhas de transmissão eleva a importância da LT 500 kV Luziânia / Pirapora 2 como interligação com as usinas do Grupo 2 acarretando em perda de sincronismo das unidades geradoras da UHE Irapé em cenário de geração reduzida devido backswing, fenômeno detalhado em [62].

Rede Elétrica da Área Leste de Minas Gerais

Uma segunda área monitorada selecionada é a Área Leste de Minas Gerais, cujos principais equipamentos e fronteiras estão representados no diagrama simplificado da

Figura 6.3. A lista de contingência utilizada, apresentada pela Tabela 6.2, utilizada possui 20 contingências simples e 4 contingências duplas.

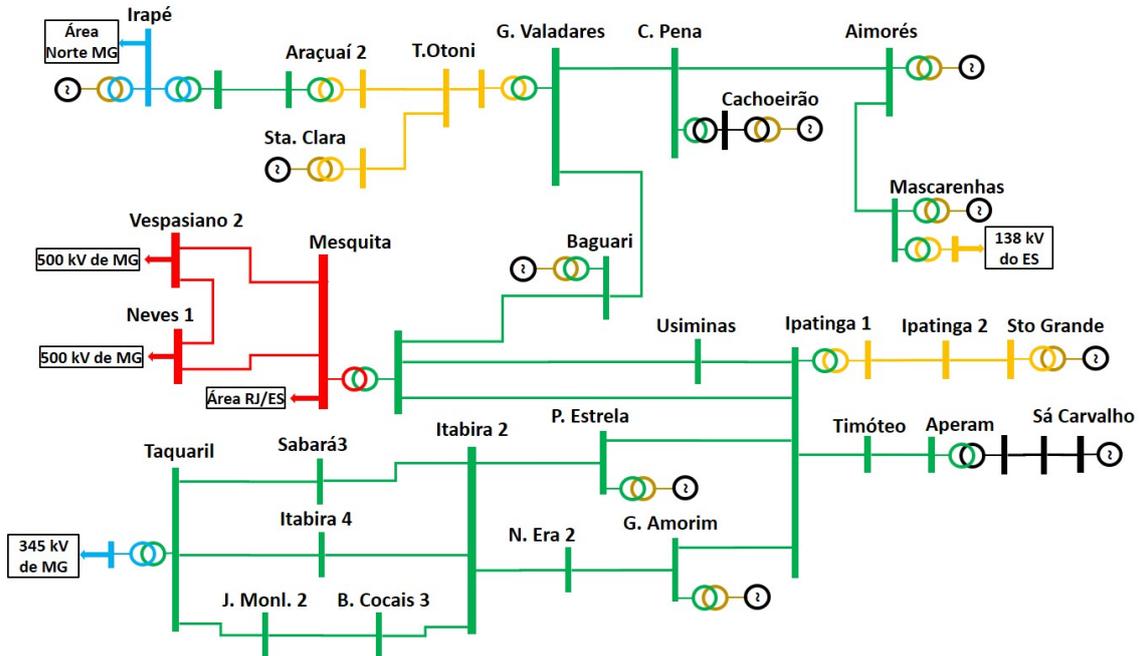


Figura 6.3: Área Monitorada Leste de Minas Gerais.

Tabela 6.2: Lista de contingências utilizada nos casos da Área Leste de Minas Gerais.

nº	Ramos Desligados	nº	Ramos Desligados
1	MESQ_VALA	13	IPAT_PORT
2	MESQ_BAGU	14	ITAB_JMON
3	VALA_BAGU	15	ITAB_PORT
4	AIMO_CPEN	16	ITAB_SAB3
5	GVAL_CPEN	17	ITAB_TAQU
6	BCO3_JMON	18	SAB3_TAQU
7	BCO3_TAQU	19	ITAB2_ITAB4
8	GUIL_ITAB	20	ACU_IRAP
9	IPAT_MESQ	21	TR 230/161 Ipat1
10	IPAT_MESQ2	22	MESQ-Vesp-Neves1
11	IPAT_USIM	23	Aimores-Masc-C1eC2
12	MESQ_USIM	24	VALA_BAGU_MESQ

Os Grupos de Geração utilizados estão divididos da seguinte forma:

- Grupo 1: Composto pelas usinas localizadas na área Leste de Minas Gerais. Esse grupo será chamado de Minas Interno;
- Grupo 2: Composto por usinas localizadas nas áreas 5SE e Triângulo Mineiro. Este grupo será chamado de Minas Externo;

- Grupo 3: Composto por usinas conectadas na rede de 440 kV do estado de São Paulo. Este grupo será chamado de SP.

Devido à capacidade de geração instalada interna à área monitoriada ser relativamente pequena, foi adotado um passo fixo de 100 MW entre dois pontos de operação consecutivos para possibilitar uma melhor avaliação da progressão dos índices.

A contingência que se destaca na avaliação de segurança dinâmica desta área é a contingência n^o21, referente ao desligamento do TR1 230/161 kV da SE Ipatinga 1. Esta contingência leva ao ilhamento de uma das usinas do Grupo 1, a UHE Salto Grande, e, desta forma, problemas associados ao balanço entre carga e geração podem acarretar em instabilidade de frequência na ilha formada por esta usina.

Rede Elétrica da Área 440/230 kV de São Paulo

A segunda área monitorada selecionada é a chamada Área 440/230 kV de São Paulo, que por possuir uma grande quantidade de barras e ramos será apresentada em duas figuras. A Figura 6.4 ilustra os principais equipamentos de 230 kV da área monitorada e a Figura 6.5 ilustra os de 440 kV.

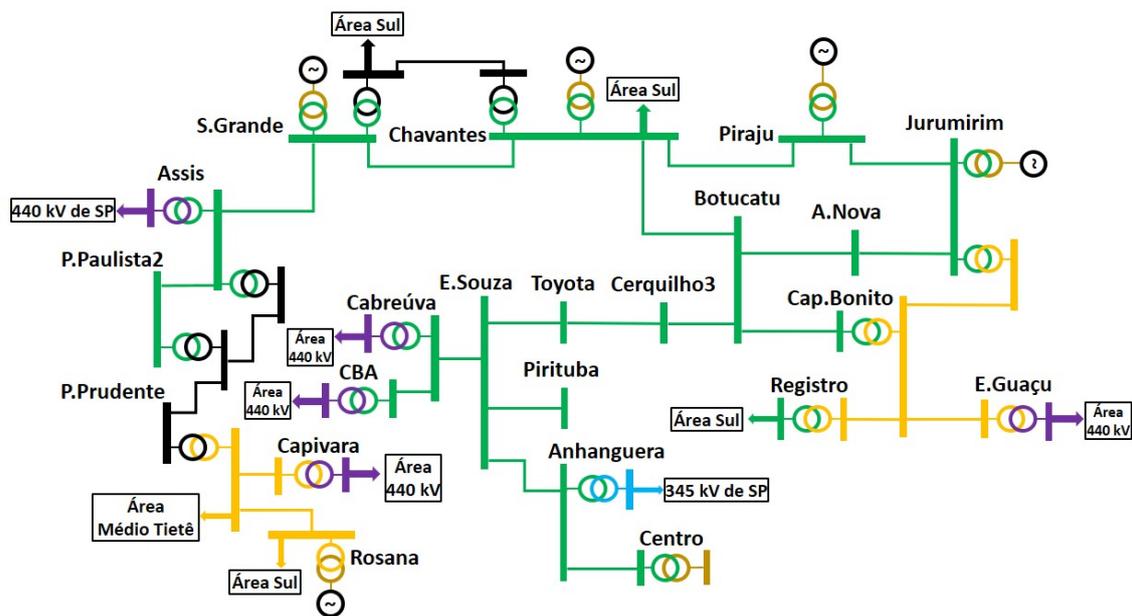


Figura 6.4: Área Monitorada 440/230 kV de São Paulo: detalhe para os equipamentos de 230 kV.

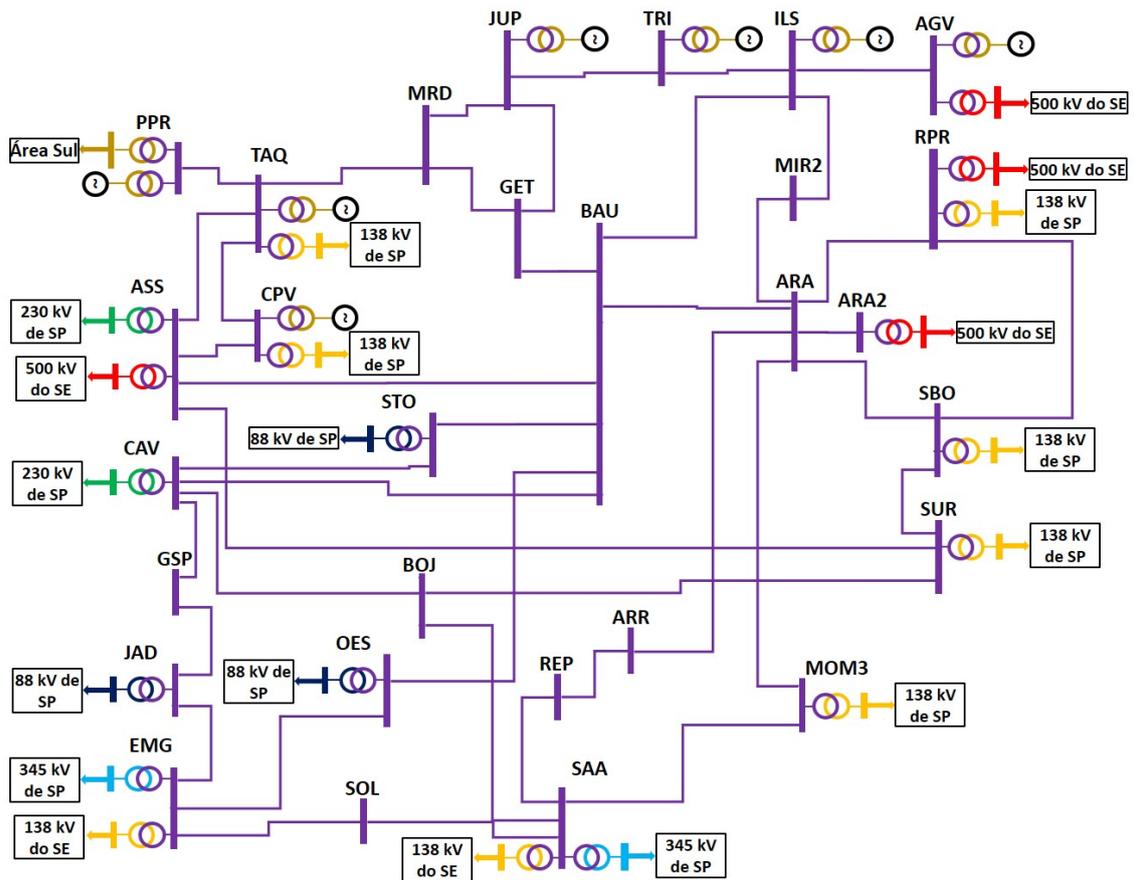


Figura 6.5: Área Monitorada 440/230 kV de São Paulo: detalhe para os equipamentos de 440 kV.

A lista de contingência utilizada, apresentada pela Tabela 6.3, possui 21 contingências, das quais 9 são simples e 12 são duplas.

Tabela 6.3: Lista de contingências utilizada nos casos da Área 440/230 kV de São Paulo.

nº	Ramos Desligados	nº	Ramos Desligados
1	LT Assis-StoGrande 230 kV LT Assis-Chavantes 230 kV	12	TR1 StoAngelo 440/345 kV
2	LT Jurumirim-ANova 230 kV LT Jurumirim-Piraju 230 kV	13	TR9 TresIrmãos 440/138 kV
3	TRs StoGrande 230/88 kV	14	LT ISolteira-Bauru C1 e C2 440 kV
4	LT Anhaguera-ESouza C1 e C2 230 kV	15	LT ISolteira-Mirassol C1 e C2 440 kV
5	LT Botucatu-CapBonito 230 kV	16	LT StoAngelo-Replan 440 kV LT StoAngelo-MMirim3 440 kV
6	LT Assis-StoGrande 230 kV	17	LT Araraquara-MMirim3 440 kV LT Araraquara-Araras 440 kV
7	LT Piraju-Chavantes 230 kV	18	LT BJardim-Taubate 440 kV LT Bjardim-Sumare 440 kV
8	LT Botucatu-Chavantes 230 kV LT Botucatu-ANova 230 kV	19	LT Mirassol3-Araraqua C1 e C2 440 kV
9	LT Botucatu-Chavantes 230 kV LT Jurumirim-ANova 230 kV	20	LT Taquaruçu-Marechal 440 kV
10	TR5 AguaVermelha 440/138 kV	21	LT Taquarucu-Assis-CS 440 kV
11	TR7 Jupia 440/138 kV		

Os grupos de geração utilizados estão divididos da seguinte forma:

- Grupo 1: Composto pelas usinas que se conectam na rede de transmissão de 230 kV e 138 kV de São Paulo, também chamado de SP Interno;
- Grupo 2: Composto pelas usinas que se conectam na rede de transmissão de 440 kV, chamado de SP 440;
- Grupo 3: Composto pelas algumas usinas conectadas na rede de transmissão de 500 kV e 345 kV de Minas Gerais, chamado de MG.

O caso de rede completa para esta área monitorada não apresenta problema de instabilidade pois a rede elétrica da área São Paulo é altamente malhada. Entretanto, certas indisponibilidades podem fazer com que a rede alterada resultante fique sujeita à instabilidade frente à algumas contingências. Um dos casos é a indisponibilidade da LT 440 kV Capivara / Assis, que faz com que a contingência da LT 440 kV Taquaruçu / Marechal Rondon acarrete em perda de sincronismo das unidades geradoras das UHEs Capivara e Taquaruçu quando de elevado despacho nestas usinas. As usinas e linhas de transmissão mencionadas estão ilustradas na Figura 6.6.

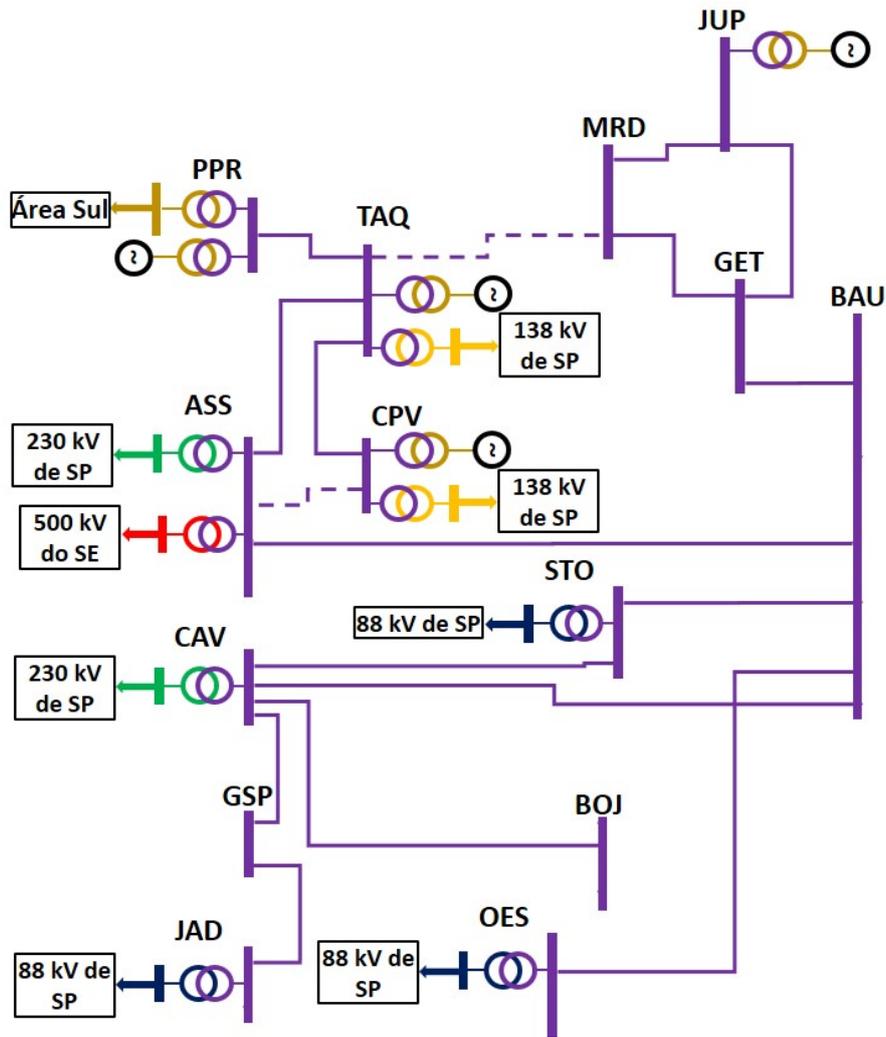


Figura 6.6: Área Monitorada 440/230 kV de São Paulo: detalhe para os equipamentos envolvidos.

Outra topologia de rede alterada relevante é a indisponibilidade do TR 230/138 kV da SE Irataré 2 e da LT 138 kV Capão Bonito / Embu-Guaçu, representada pelos equipamentos tracejados no canto inferior direito da Figura 6.7. Nesta configuração, a perda dupla das LTs 230 kV Jurumirim / Piraju e Jurumirim / Avaré Nova provoca a perda de sincronismo das unidades geradoras da UHE Jurumirim quando de elevado despacho nestes geradores.

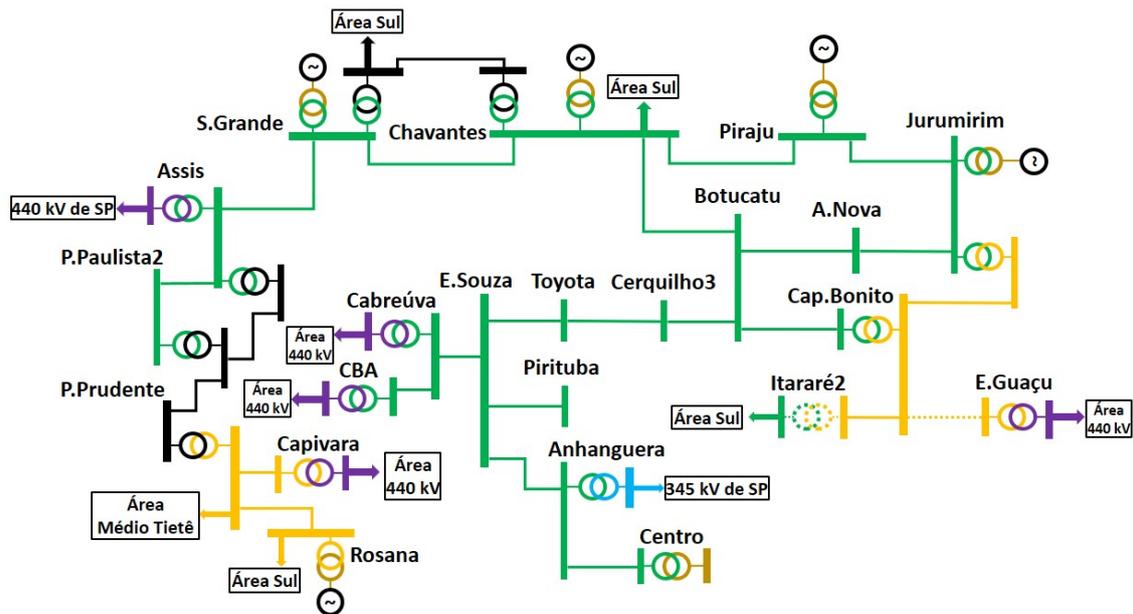


Figura 6.7: Área Monitorada 440/230 kV de São Paulo: detalhe para os equipamentos indisponíveis.

6.3 Acurácia

Semelhante ao observado para as áreas monitoradas do modelo New England, o método proposto foi capaz de manter a contingência limitante na lista de contingência em todos os casos analisados das três áreas. Alguns casos de destaque serão descritos abaixo.

6.3.1 Casos da Área Norte de Minas Gerais

A região de segurança da área Norte de MG apresentou os seguintes resultados:

- Direções 3, 4 e 5 limitadas pela contingência da LT 345 kV Montes Claros 2 / Irapé;
- Direções 1, 7 e 8 limitados pela contingência da LT 500 kV Luziânia / Paracatu 4;
- Direções 2 e 6 limitadas pelo limite de geração.

A direção 5 da área Norte de MG é limitada pela contingência n^o14, referente à LT 345 kV Montes Claros 2 / Irapé, e esta direção apresenta uma distância considerável entre o ponto de operação inicial e o limite de segurança, de 1880MW, destacada na Figura 6.8. Conforme mencionado no detalhamento desta área, o desligamento da LT 345 kV Montes Claros 2 / Irapé em cenários de elevado despacho Grupo 2, à qual a UHE Irapé faz parte, acarreta em instabilidade nesta usina.

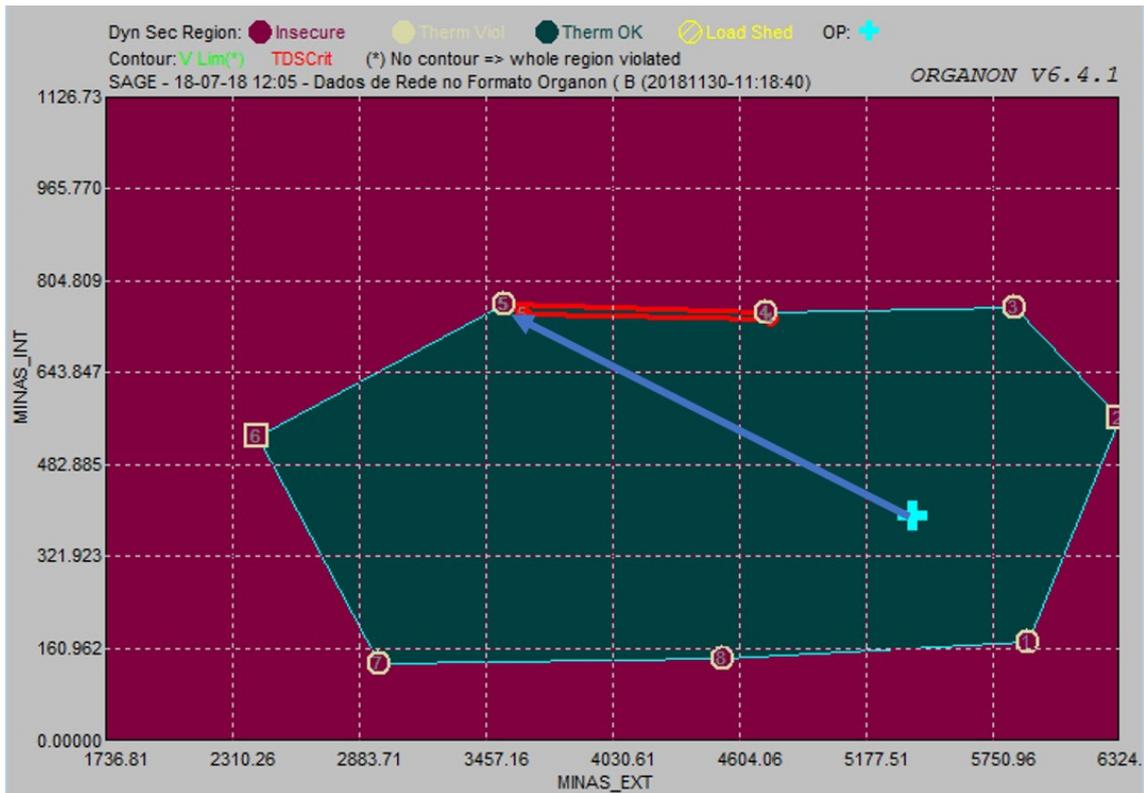


Figura 6.8: Região de segurança da área Norte de MG, com destaque para direção 5.

O comportamento dos índices na direção 5 é apresentado nas Figuras 6.9, 6.10 e 6.11. A escala do eixo do valor dos índices foi escolhida para possibilitar a avaliação da evolução do índice da contingência limitadora. Conforme será detalhado mais adiante, a contingência n^o19 apresentou valores consideravelmente maiores que as demais.

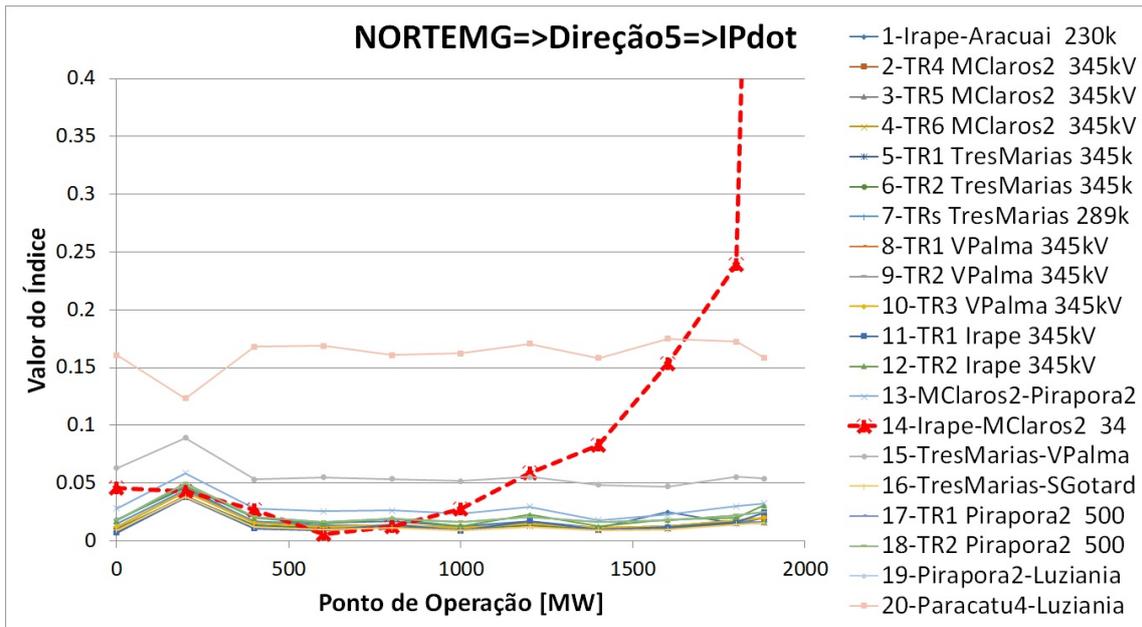


Figura 6.9: Evolução de ID_{DOT2} para direção 5.

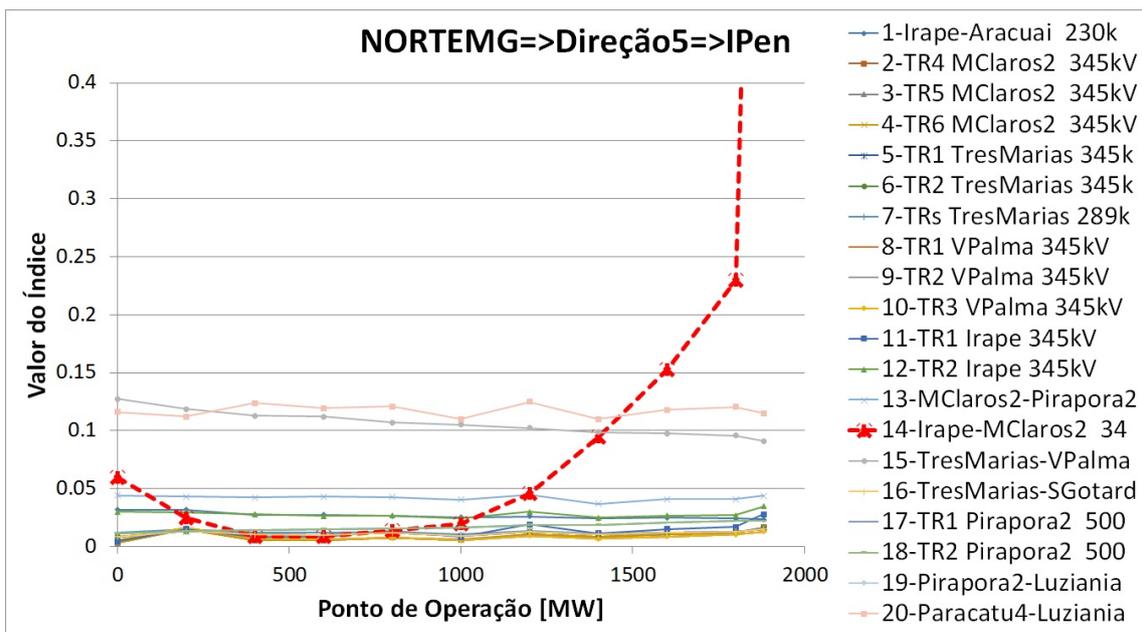


Figura 6.10: Evolução de ID_{EN} para direção 5.

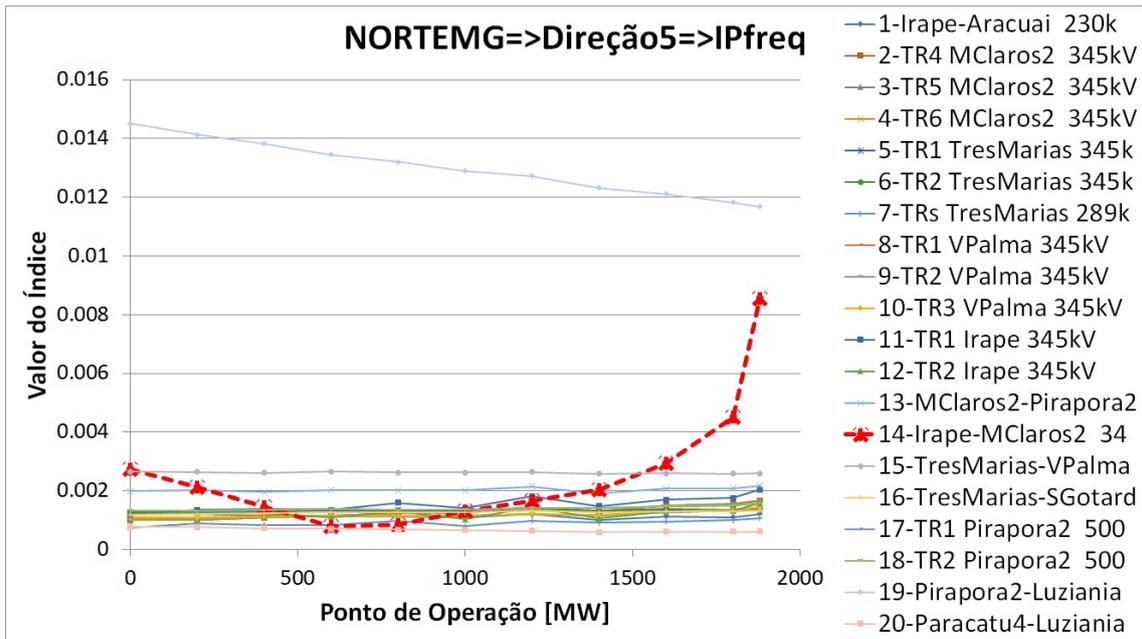


Figura 6.11: Evolução de ID_{FREQ} para direção 5.

É possível observar pelas figuras que não há aumento ou redução constante nos valores dos índices. Tomando a Figura 6.11 como referência, o índice apresentou queda acentuada entre o ponto de operação inicial até aquele à 600 MW de distância e, a partir daí, ocorreu um crescimento acentuado até o limite da região de segurança. A Figura 6.12 ilustra o comportamento do ângulo desta usina desde o ponto de operação próximo ao limite da direção 1 até o limite da direção 5, auxiliando o entendimento do fenômeno que levou à este comportamento dos índices.

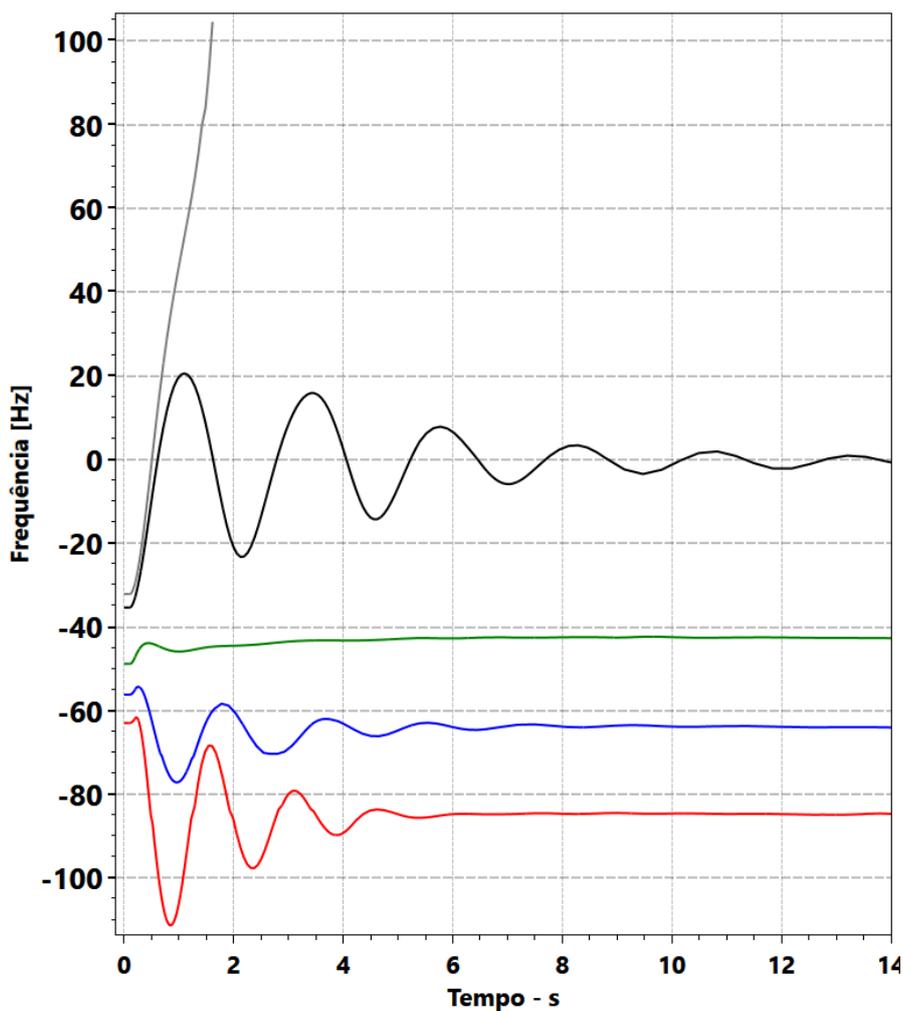


Figura 6.12: Evolução do comportamento do ângulo da UHE Irapé frenete À contingência n°14: ponto de operação próximo ao limite da direção 1 em vermelho, ponto de operação original em azul, ponto de operação à 600 MW na direção 5 em verde, ponto de operação no limite da estabilidade da direção 5 em preto e ponto de operação instável na direção 5 em cinza.

O ponto de operação inicial do caso analisado fica relativamente próximo do limite de segurança da direção 1, oposta à direção 5, cuja instabilidade está associado ao fenômeno de backswing na UHE Irapé, conforme curva na cor vermelha. A medida que a geração do Grupo 2 se eleva, reduz-se o impacto deste fenômeno, conforme curva na cor azul. Conforme o despacho do Grupo 2 aumenta e o ponto de operação se aproxima do centro da região de segurança, a defasagem angular na UHE Irapé é mínima, conforme curva a cor verde. O crescimento do despacho do Grupo 2 leva a UHE Irapé ao limite da estabilidade, conforme curva na cor preta. A perda de sincronismo ocorre quando a geração alta da UHE Irapé associada à ligação com sistema de alta impedância leva à instabilidade angular por upswing, conforme detalhado em [62].

Mesmo com a variação não monotônica dos índices para a direção 5, a lista de

contingência proposta manteve a contingência n^o14 até o fim, conforme Tabela 6.4.

Tabela 6.4: Lista proposta para a direção 5 da área Norte de MG.

Contingência	Ponto de Operação [MW]										
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	1880.5
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
19	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter

Análise similar pode ser realizada para a direção 1, oposta à direção 5, cujos índices calculados estão ilustrados nas Figuras 6.13, 6.14 e 6.15. Para as direções 1, 7 e 8, o despacho reduzido nos geradores do grupo 1, interno à área monitorada, acarreta em instabilidade frente à contingência n^o19, referente à uma das linhas de transmissão responsáveis pela interligação desta área com os geradores do grupo 2.

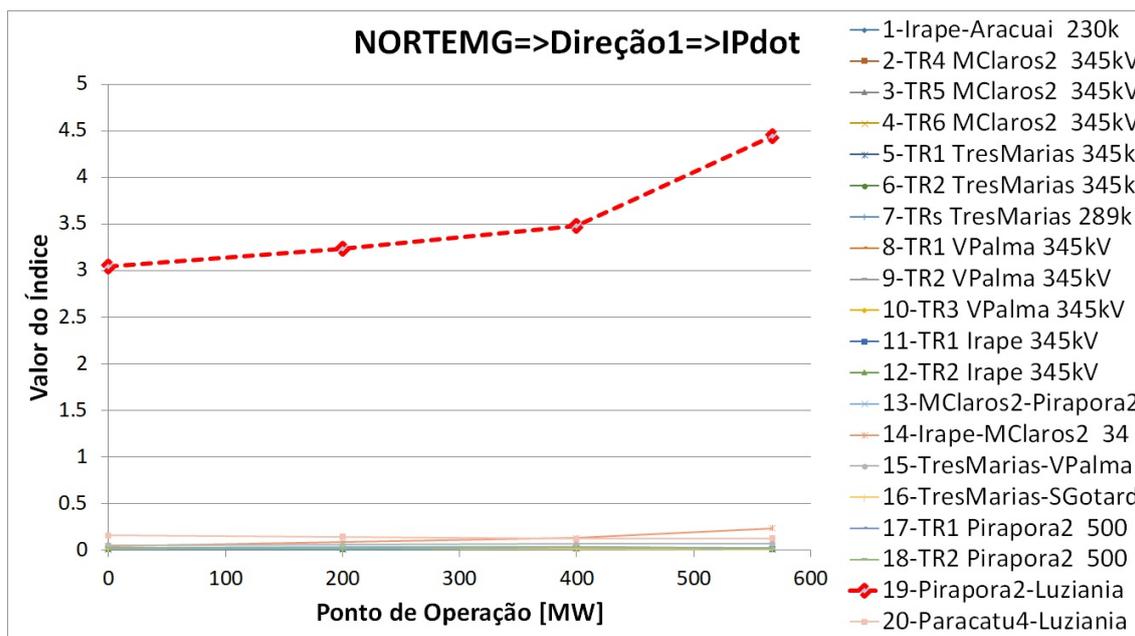


Figura 6.13: Evolução de ID_{DOT2} para direção 1.

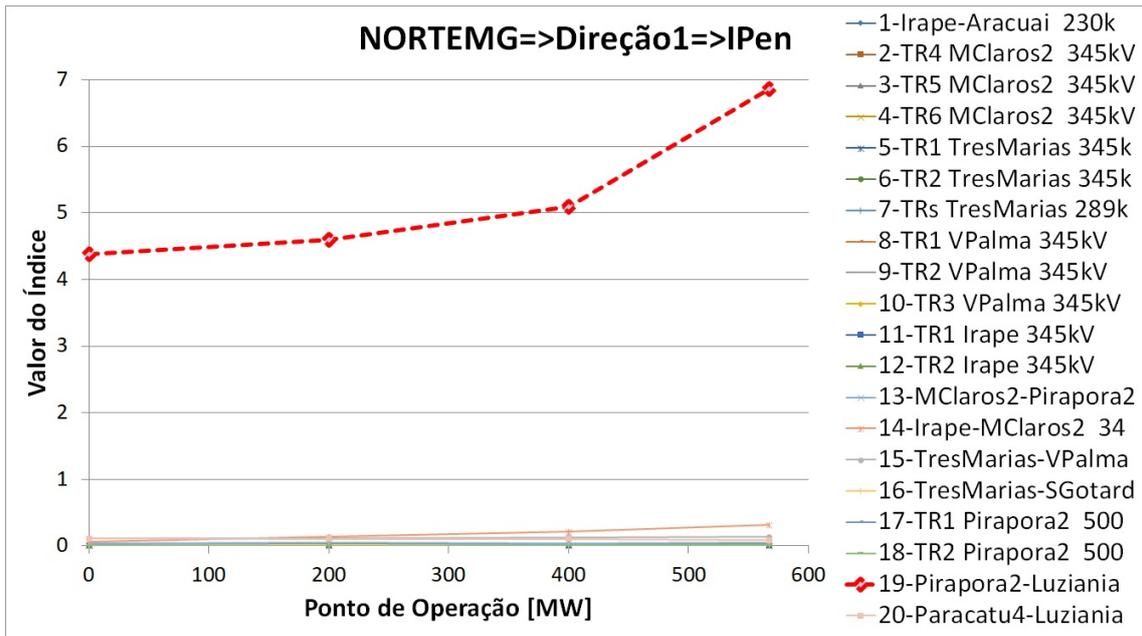


Figura 6.14: Evolução de ID_{EN} para direção 1.

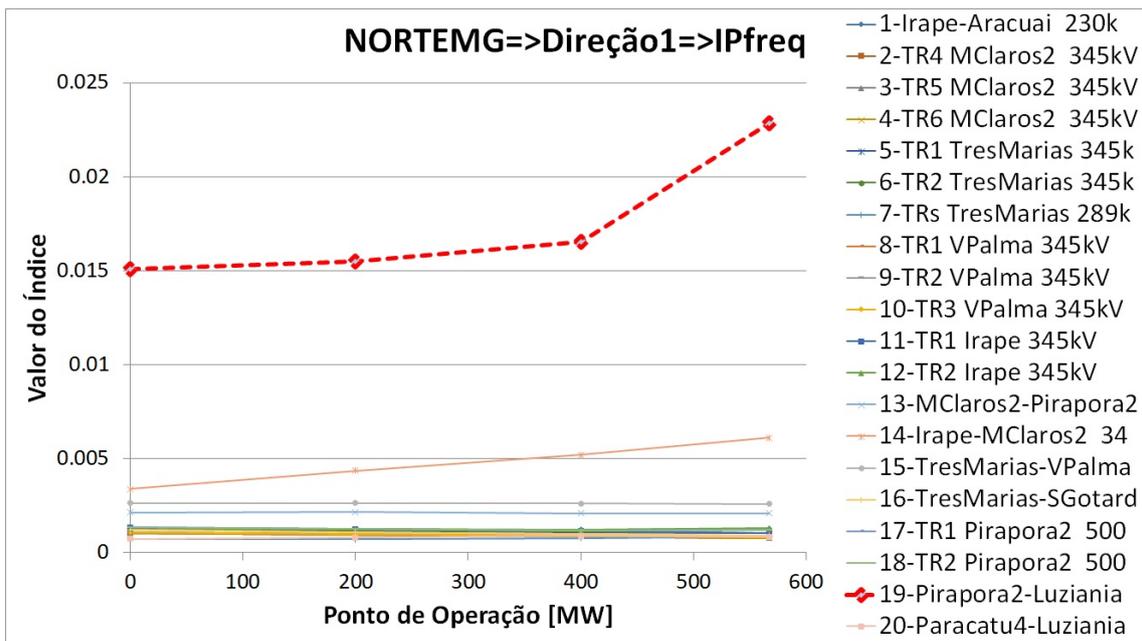


Figura 6.15: Evolução de ID_{FREQ} para direção 1.

Na Figura 6.16 está ilustrado o comportamento do ângulo da UHE Irapé frente à contingência n^o19 para 4 casos na direção 1: no ponto de operação inicial, em verde, no ponto de operação distante 300 MW, em azul, no limite de segurança, em preto, e um ponto de operação inseguro em vermelho.

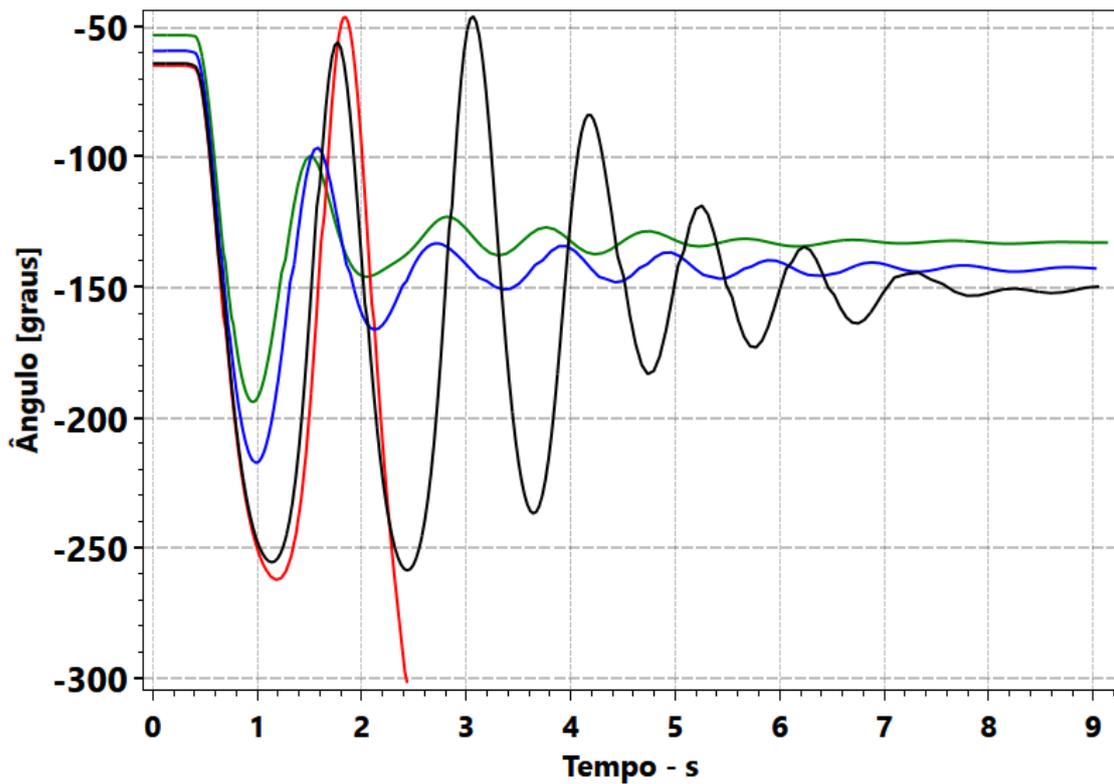


Figura 6.16: Evolução do comportamento do ângulo da UHE Irapé frente à contingência n^o19 na direção 1.

A Tabela 6.5 apresenta a lista de contingências proposta para cada ponto de operação para a direção 1. Percebe-se que o número reduzido de pontos de operação avaliados acarretou em poucas contingências excluídas.

Tabela 6.5: Lista proposta para a direção 1 da área Norte de MG.

Contingência	Ponto de Operação [MW]			
	0	200	400	600
1	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	X	X
3	Manter	Manter	X	X
4	Manter	Manter	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter
6	Manter	Manter	Manter	Manter
7	Manter	Manter	Manter	Manter
8	Manter	Manter	Manter	Manter
9	Manter	Manter	Manter	Manter
10	Manter	Manter	Manter	Manter
11	Manter	Manter	Manter	Manter
12	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter
17	Manter	Manter	Manter	Manter
18	Manter	Manter	Manter	Manter
19	Manter	Manter	Manter	Manter
20	Manter	Manter	Manter	Manter

A direção 7, que possui comportamento comparável à direção 1, apresentou um número consideravelmente maior de contingências excluídas, conforme resultados da Tabela 6.6, por possuir uma maior quantidade de pontos de operação avaliados.

Tabela 6.6: Lista proposta para a direção 7 da área Norte de MG.

Contingência	Ponto de Operação [MW]													
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2427.4
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter

6.3.2 Casos da Área Leste de Minas Gerais

A região de segurança da área Leste de MG é a ilustrada na Figura 6.3, que apresentou os seguintes resultados:

- Direções 1, 3, 4, 5, 7 e 8 limitadas pela contingência n^o21, referente ao desligamento do TR 230/161 kV da SE Ipatinga 1;
- Direções 2 e 6 limitadas pelo limite de geração.

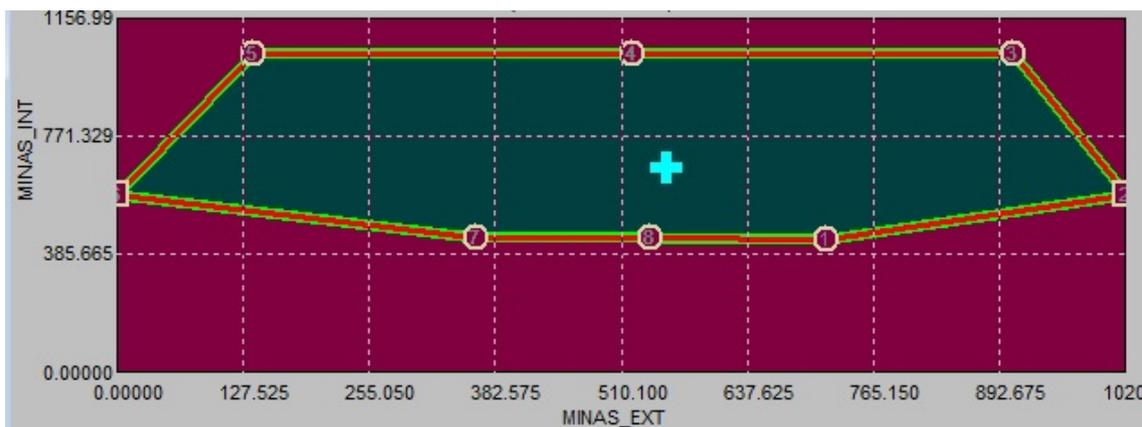


Figura 6.17: Região de segurança da área Leste de MG.

A contingência n^o21 é a que acarreta em ilhamento da UHE Salto Grande com as cargas originalmente conectadas ao sistema pelo TR 230/161 kV da SE Ipatinga. Os limites de segurança indicados para as direções 3, 4 e 5 estão associados à ocorrência de sobrefrequência na ilha formada pela UHE Salto Grande, o que levaria ao desligamento por atuação de proteção desta usina e, conseqüentemente, de todas as cargas da ilha. Para as direções 1, 7 e 8 o critério de frequência mínima é violado, o que também ocasionaria o desligamento dos geradores da UHE Salto Grande e da carga da ilha formada.

Na Figura 6.18 está ilustrado o comportamento na frequência da UHE Salto Grande frente à contingência n^o21 para 4 casos na direção 3: no ponto de operação inicial, em azul, no ponto de operação distante 250 MW, em verde, no limite de segurança, em preto, e um ponto de operação inseguro em vermelho.

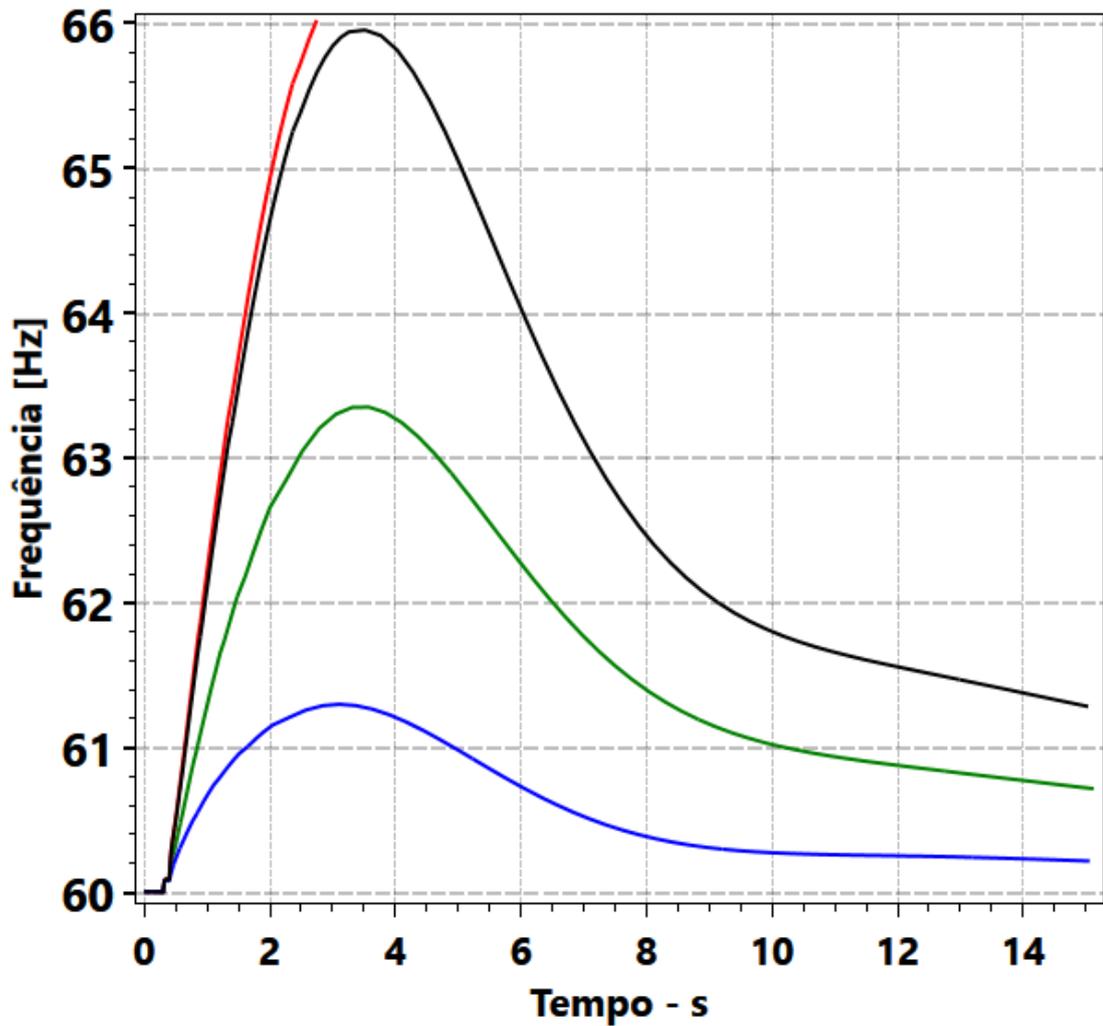


Figura 6.18: Evolução do comportamento do frequência na UHE Salto Grande frente à contingência n^o21 na direção 3.

Na Figura 6.19 está ilustrado o comportamento na frequência da UHE Salto Grande frente à contingência n^o21 para 4 casos na direção 7: no ponto de operação inicial, em azul, no ponto de operação distante 150 MW, em verde, no limite de segurança, em preto, e um ponto de operação inseguro em vermelho.

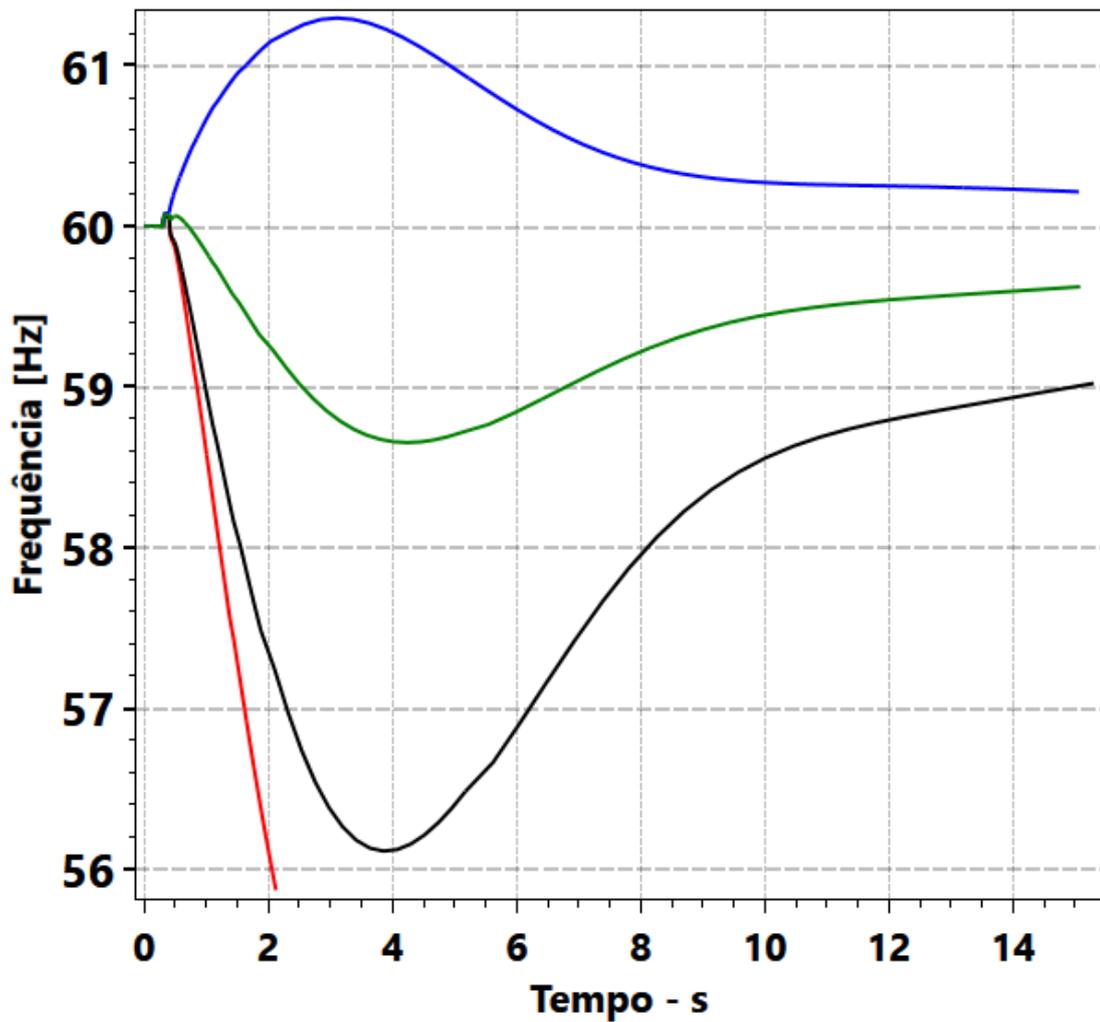


Figura 6.19: Evolução do comportamento do frequência na UHE Salto Grande frente à contingência n^o21 na direção 7.

Os índices calculados para as direções 3 são os ilustrados nas Figuras 6.20, 6.21 e 6.22 e os índices associados à direção 7 são os apresentados nas Figuras 6.23, 6.24 e 6.25.

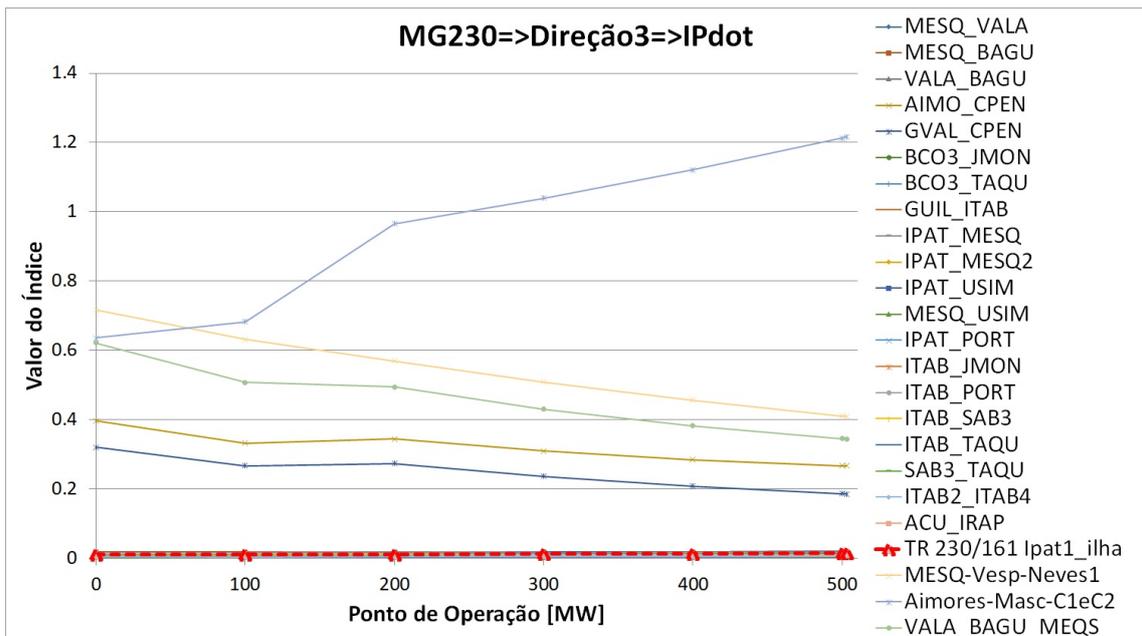


Figura 6.20: Evolução de ID_{DOT2} para direção 3.

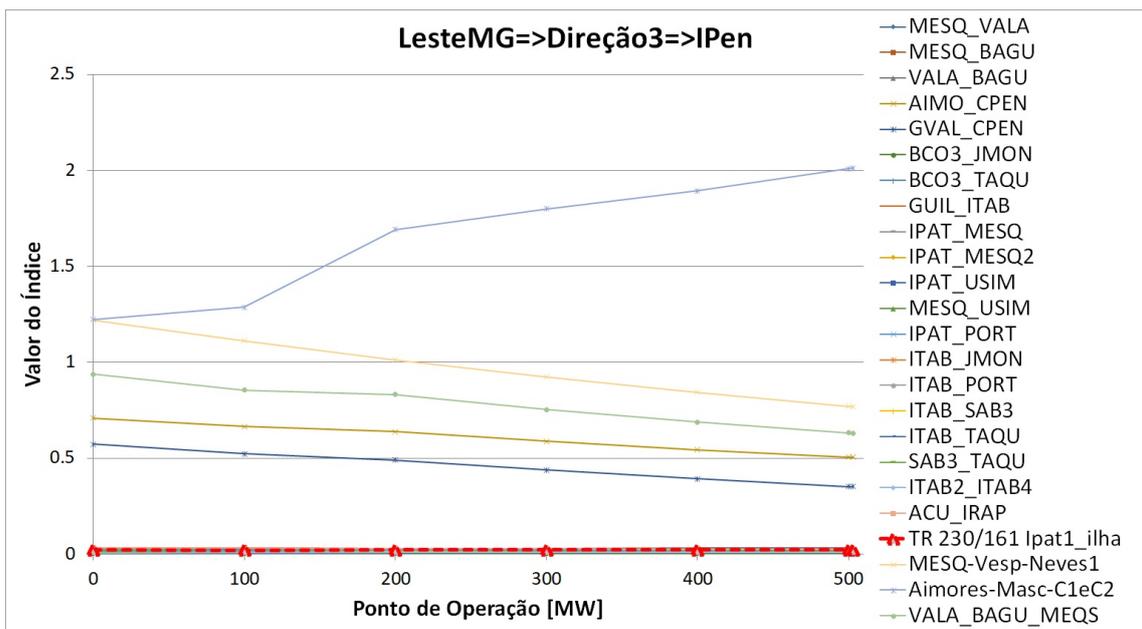


Figura 6.21: Evolução de ID_{EN} para direção 3.

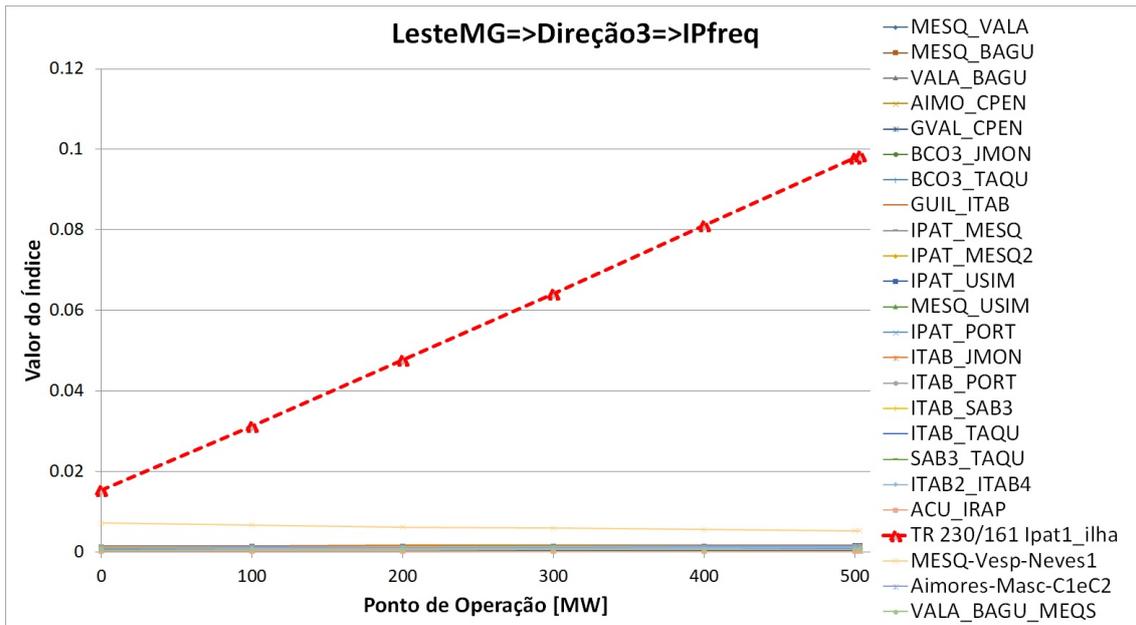


Figura 6.22: Evolução de ID_{FREQ} para direção 3.

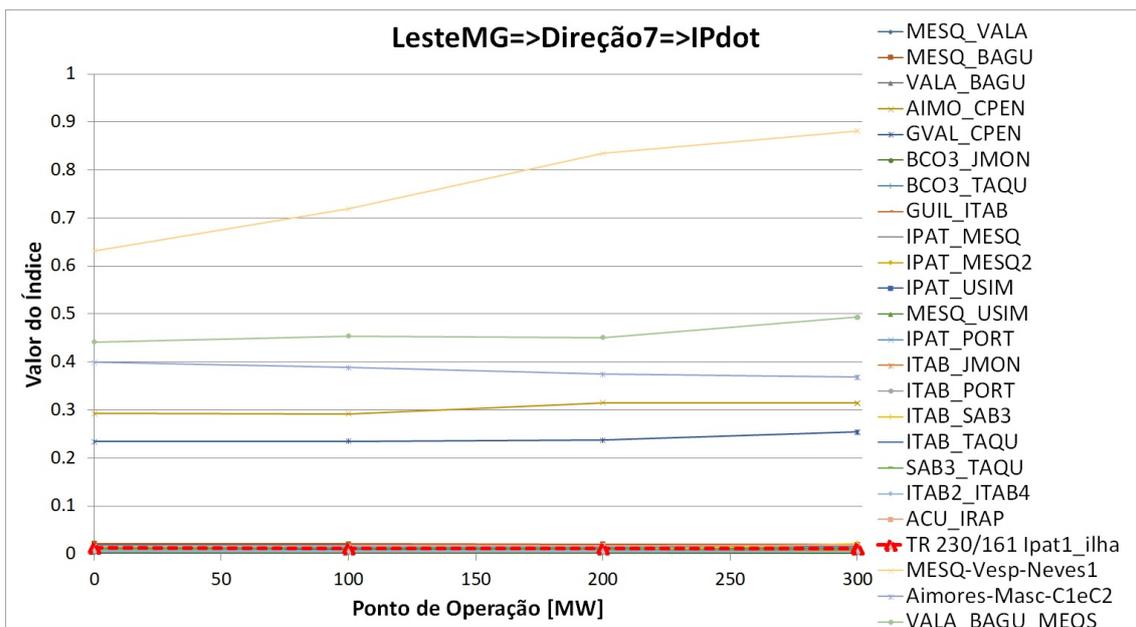


Figura 6.23: Evolução de ID_{DOT2} para direção 7.

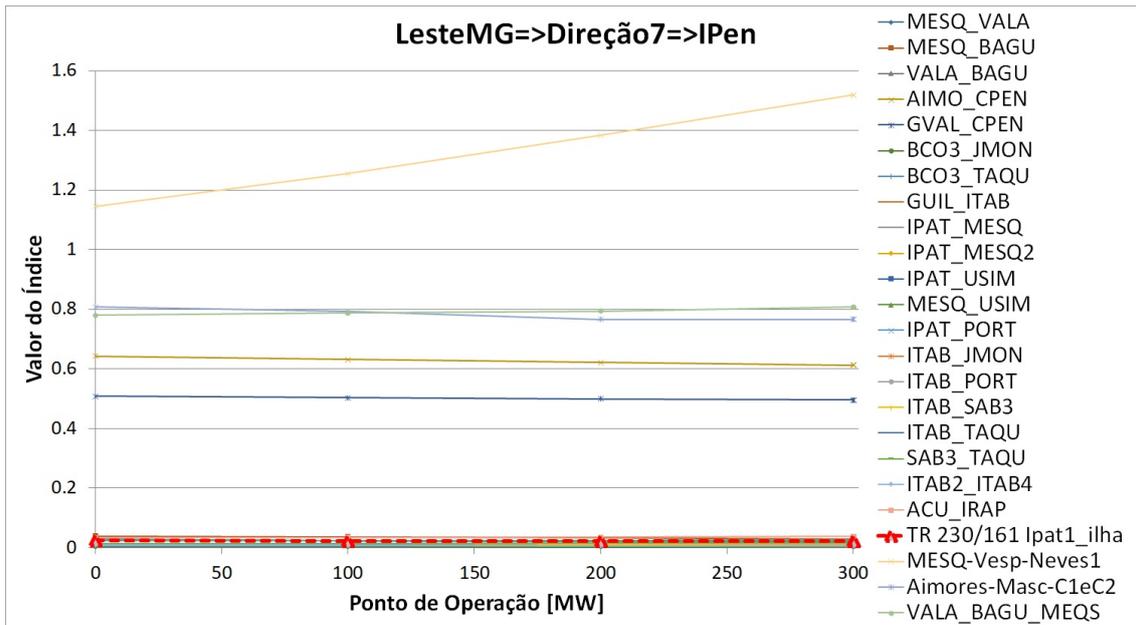


Figura 6.24: Evolução de ID_{EN} para direção 3.

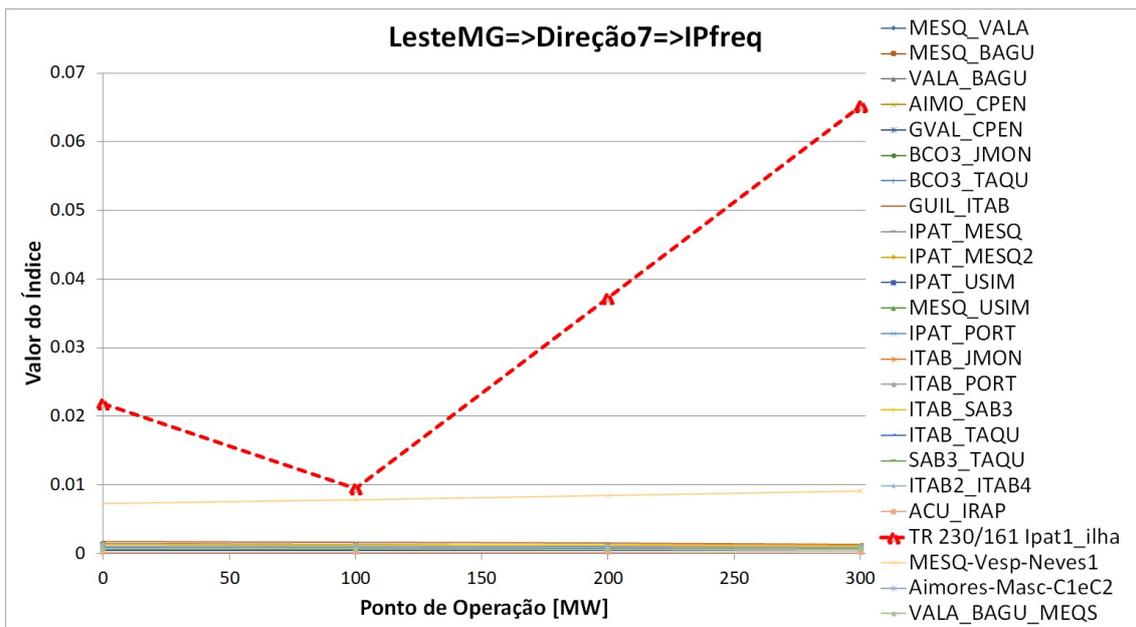


Figura 6.25: Evolução de ID_{FREQ} para direção 7.

Observa-se pelo comportamento dos índices que somente aquele associado à frequência foi capaz de capturar a relevância da contingência nº21, de forma similar ao constatado na análise da Malha Sul do modelo New England. A diferença entre os dois casos está no fato de que, enquanto no caso do modelo New England havia um grupo de geradores para que o centro de inércia do sistema da Ilha Sudeste e, assim, servir de referência para possibilitar os cálculos do produto interno e das energias, no caso da área Leste MG há somente a UHE Salto Grande na ilha formada. Desta forma, os valores associados ao centro de inércia da ilha perdem sua referência. Na

equação 3.6, por exemplo, o valor da potência acelerante para o gerador é igual a zero e, portanto, o valor de *dot2* também é zero. Este fato reforça a necessidade se considerar diferentes índices na avaliação da relevância de uma contingência.

A lista proposta para cada ponto de operação nas duas direções são as apresentadas nas Tabelas 6.7 e 6.8.

Tabela 6.7: Lista proposta para a direção 3 da área Leste de MG.

Contingência	Ponto de Operação [MW]						
	0	100	200	300	400	500	503.1
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
6	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
9	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
10	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
23	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter

Tabela 6.8: Lista proposta para a direção 7 da área Leste de MG.

Contingência	Ponto de Operação [MW]				
	0	100	200	300	301
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
6	Manter	Manter	Manter	Manter	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	X
8	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
9	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
10	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
17	Manter	Manter	Manter	Manter	X
18	Manter	Manter	Manter	Manter	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
23	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
24	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter

6.3.3 Casos da Área São Paulo 440/230 kV

A área 440/23 kV de São Paulo simulada apresentou a região de segurança da Figura 6.26, limitada nas direções 1, 2 e 3 pela contingência da LT 440 kV Taquaruçu / Marechal Rondon, contingência n^o20, e limitada nas direções 4 e 5 pela contingência dupla das LTs 230 kV Jurumirim / Avare Nova e Jurumirim / Piraju, contingência n^o2. O contorno em vermelho no interior da região segura significa que, apesar de o sistema encontrar um ponto de operação estável para todas as contingências da lista, pelo menos uma delas violou um critério estabelecido pelos Procedimentos de Rede [31].

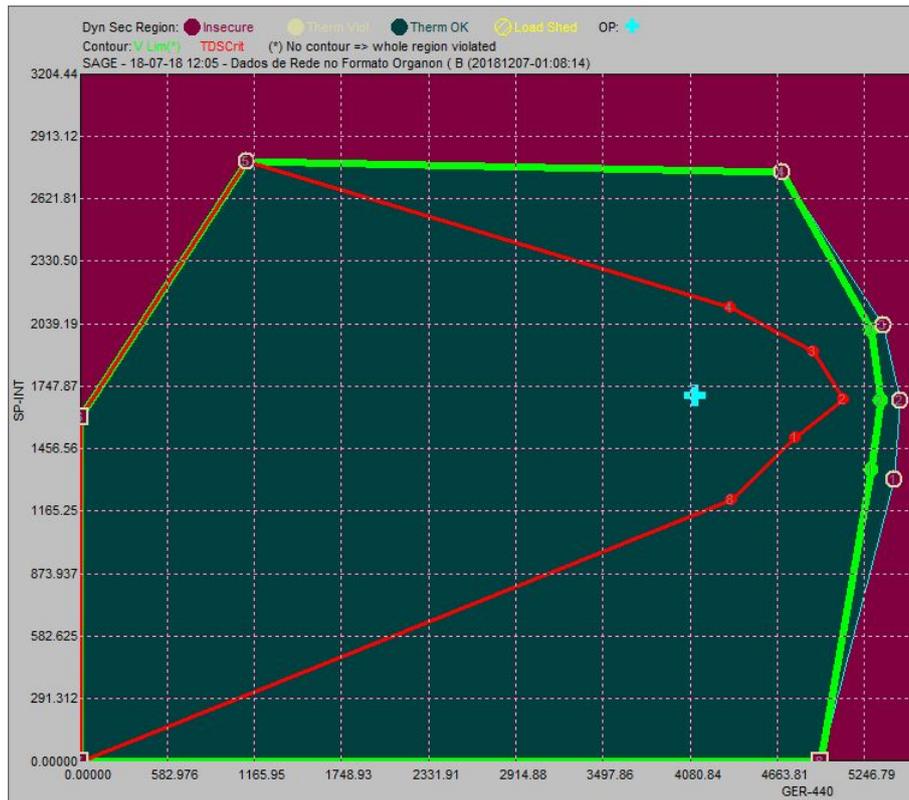


Figura 6.26: Região de segurança da área São Paulo 440/230 kV.

A análise da instabilidade ocorrida nas direções 4 e 5 evidencia um limite na geração máxima das usinas do Grupo 1, independente do despacho dos Grupos 2 e 3. A instabilidade nestas duas direções ocorre na UHE Jurumirim, durante o evento da perda das duas linhas de transmissão de 230 kV associadas à esta usina, restando apenas os transformadores abaixadores 230/138 kV. O sistema resultante não apresenta ligação elétrica forte o suficiente para evitar a perda de sincronismo, sendo necessário limitar o despacho máximo desta usina. Os índices calculados para a direção 4 estão ilustrados nas Figuras 6.27, 6.28 e 6.29.

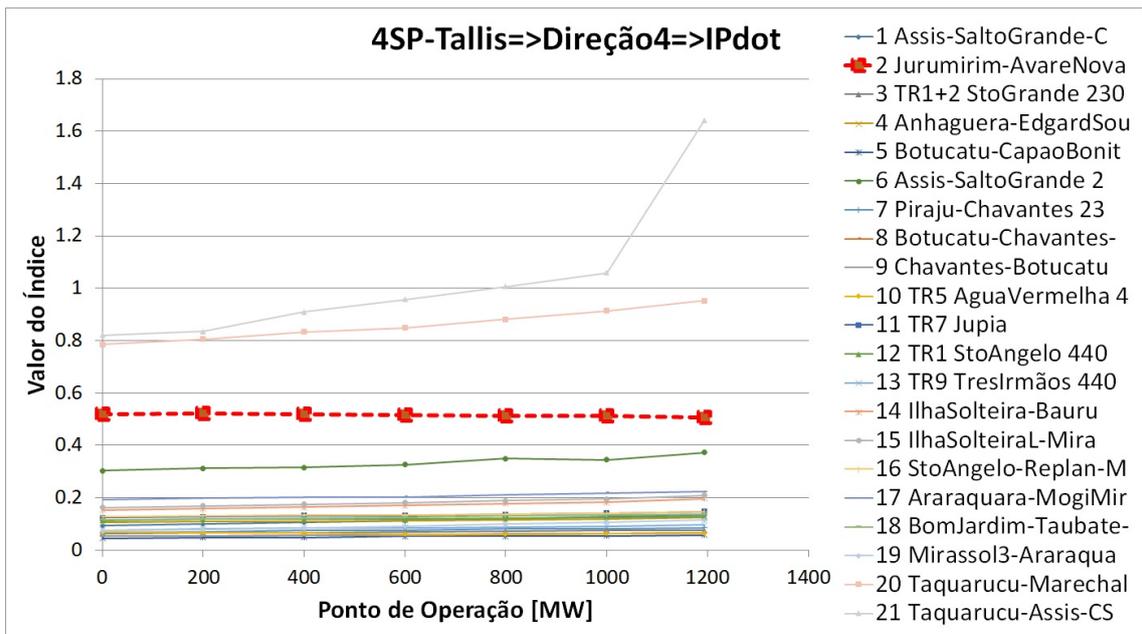


Figura 6.27: Evolução de ID_{DOT2} para direção 4.

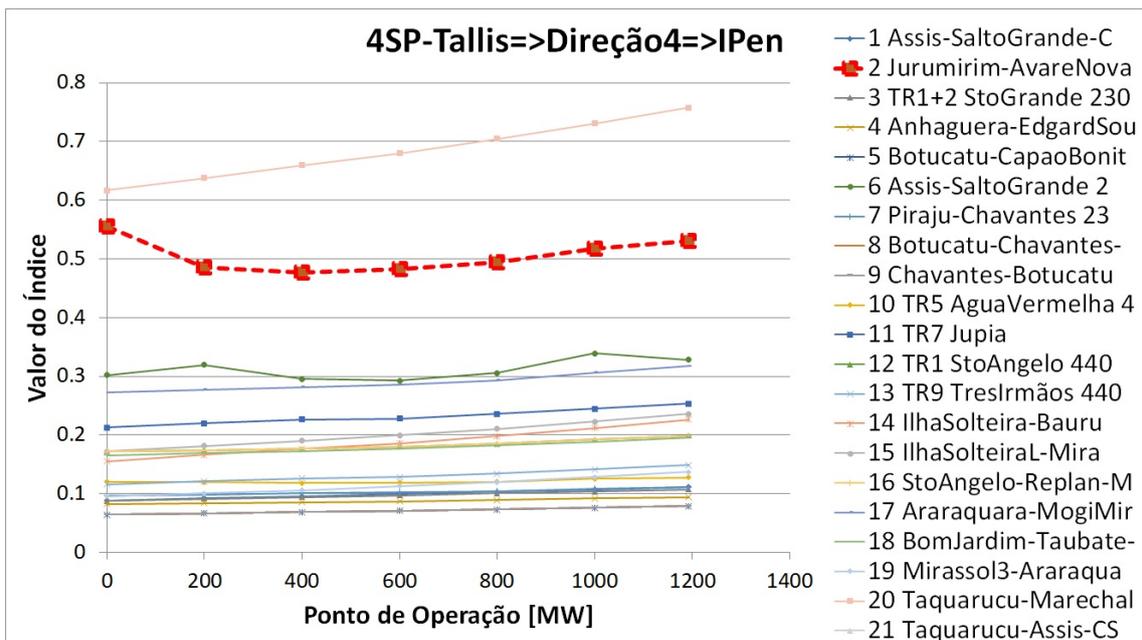


Figura 6.28: Evolução de ID_{EN} para direção 4.

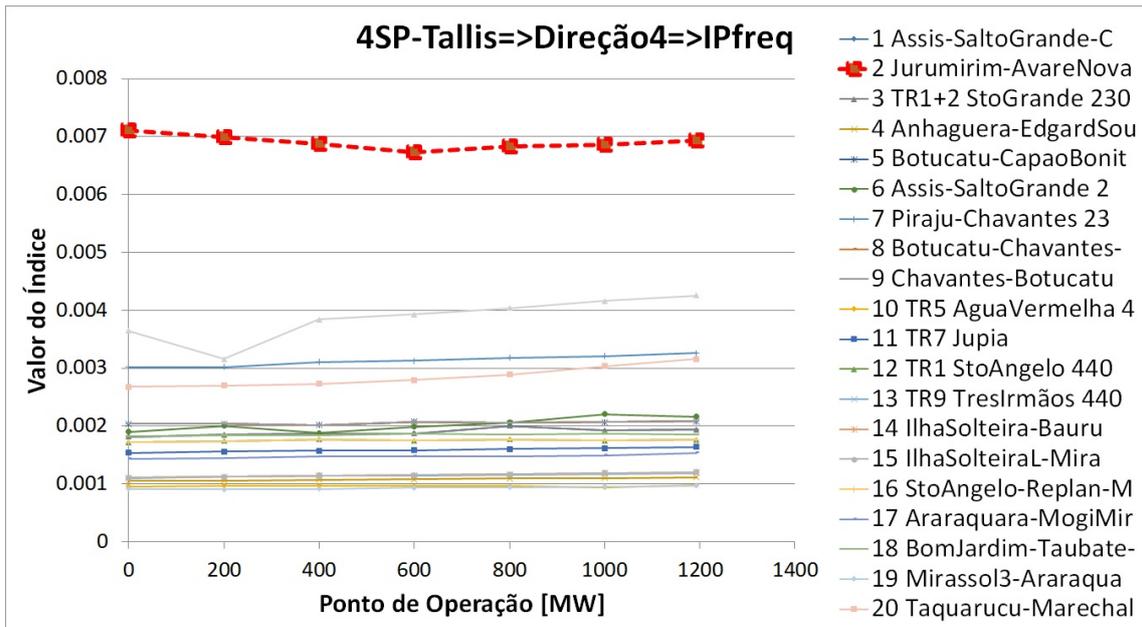


Figura 6.29: Evolução de ID_{FREQ} para direção 4.

Percebe-se que ocorre pouca variação dos índices para a contingência n^o2 devido à geração da UHE Jurumirim estar próxima da capacidade desta usina: a geração inicial é de 92,5 MW, a capacidade instalada é de 97,8 MW e a geração no limite de segurança é de 96,1 MW.

Conforme detalhado no Capítulo 2, as variações realizadas nos despachos das usinas de um mesmo grupo são realizadas de forma que todas atinjam a capacidade máxima ao mesmo tempo. Por este motivo, ainda que tenham sido avaliados 7 pontos de operação na direção 4, a variação na geração foi de apenas 3,6 MW, o que significa que esta usina já se encontrava relativamente próxima do limite de estabilidade frente à contingência n^o2. A Figura 6.30 ilustra o comportamento do ângulo para a UHE Jurumirim frente à contingência n^o2 ao longo da direção 4 e na Tabela 6.9 está a lista proposta utilizando método proposto.

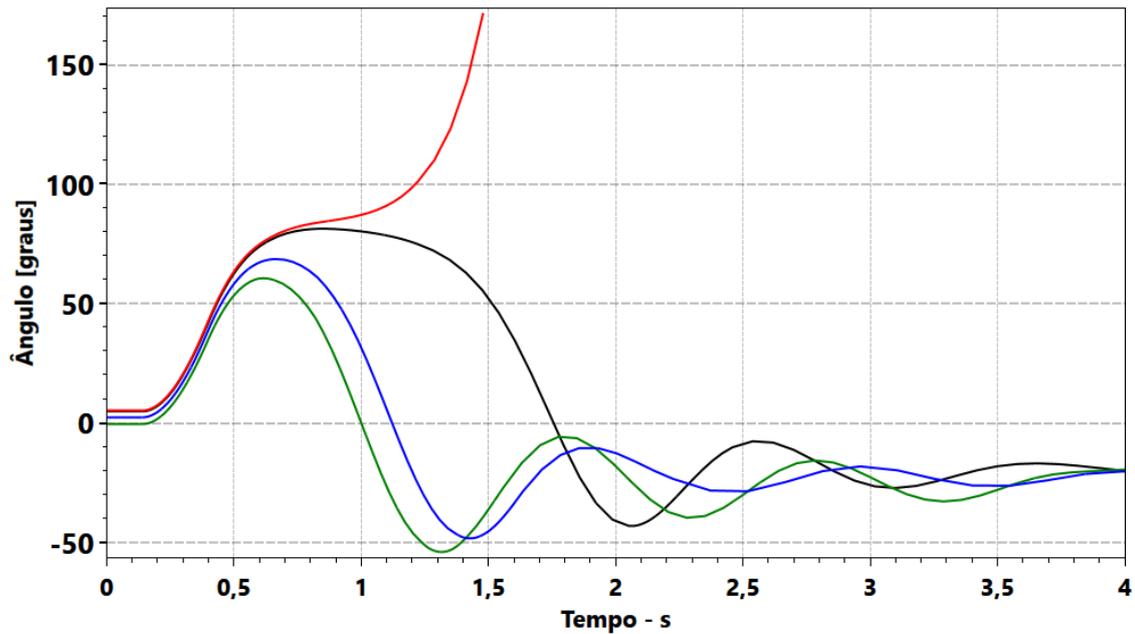


Figura 6.30: Comportamento do ângulo da UHE Jurumirim: ponto de operação original em verde, ponto de operação à 600 MW na direção 4 em azul, ponto de operação no limite da estabilidade da direção 4 em preto e ponto de operação instável na direção 4 em vermelho.

Tabela 6.9: Lista proposta para a direção 4 da área 440/230 kV de São Paulo.

Contingência	Ponto de Operação [MW]						
	0	200	400	600	800	1000	1193.1
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
8	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
9	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
10	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter

O limite de segurança para as direções 1, 2 e 3 está associado à elevação da geração do Grupo 2 e ocorre devido à contingência nº20, referente à LT 440 kV Taquaruçu / Marechal Rondon, no cenário de rede alterada descrito anteriormente.

Os índices calculados para a direção 3 estão ilustrados nas Figuras 6.31, 6.32 e 6.33.

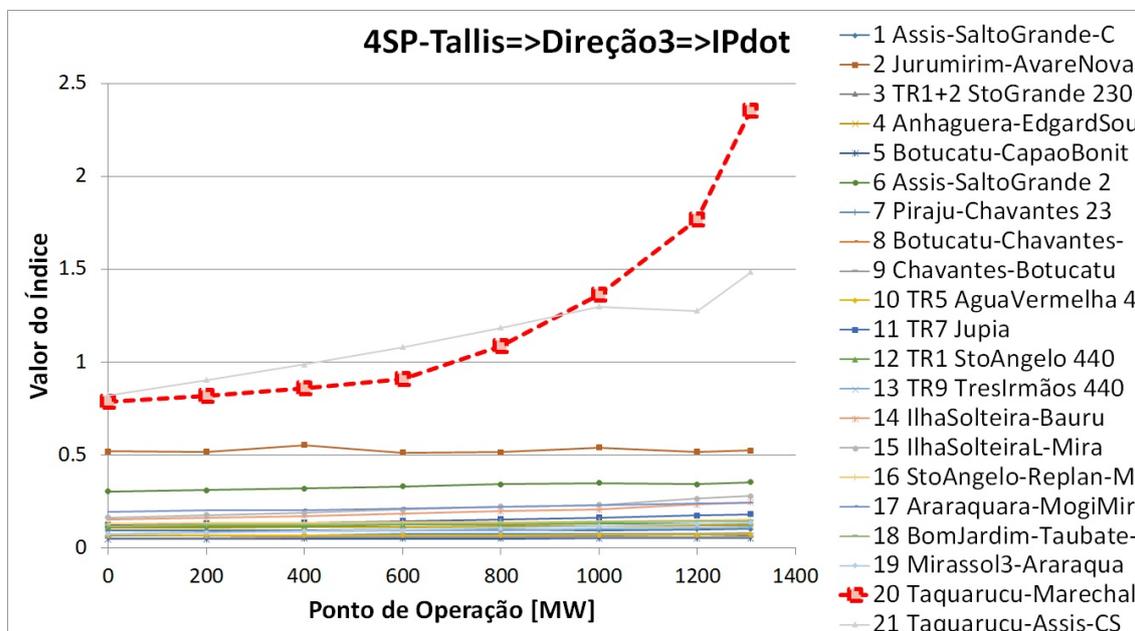


Figura 6.31: Evolução de ID_{DOT2} para direção 3.

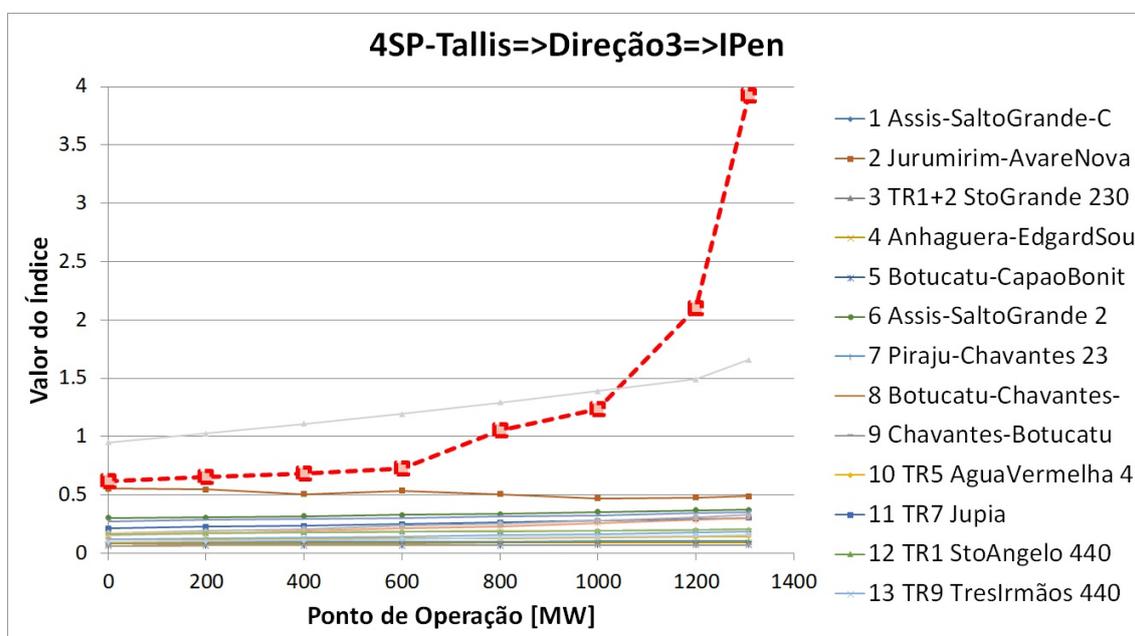


Figura 6.32: Evolução de ID_{EN} para direção 3.

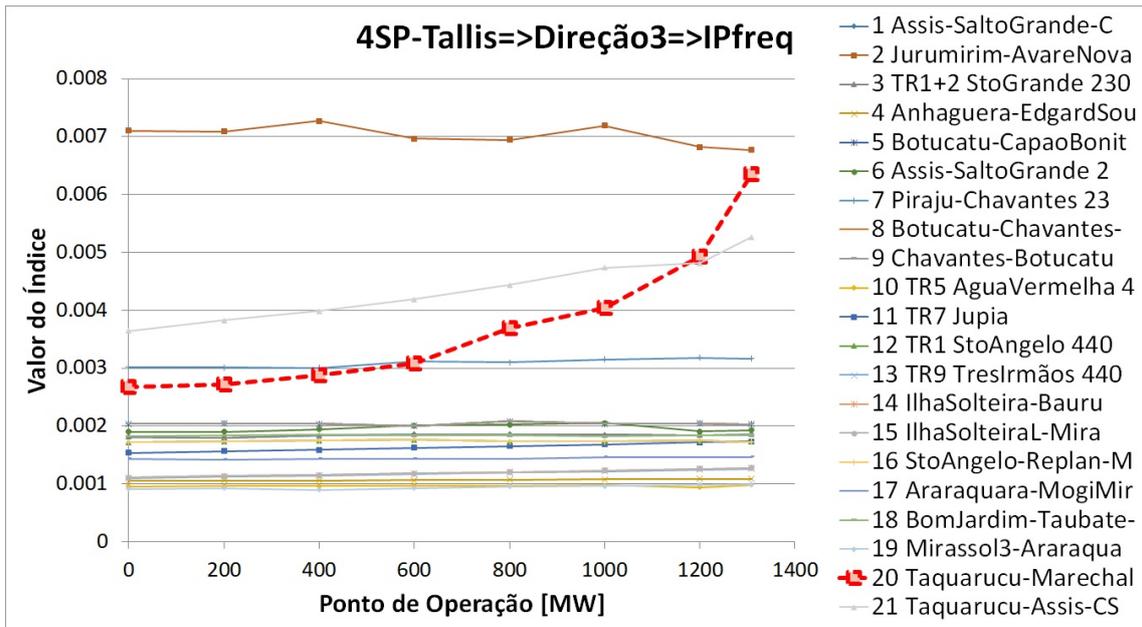


Figura 6.33: Evolução de ID_{FREQ} para direção 3.

Nos três índices é possível observar o crescimento da relevância da contingência nº20 que, mesmo não iniciando como a primeira da lista, cresce o suficiente para ocupar esta posição para os índices ID_{EN} , ID_{DOT2} . O limite das direções 1, 2 e 3 está associado à instabilidade nas UHEs Capivara e Taquarucu, conforme ilustrado nas Figura 6.34, sendo necessário manter a geração desta duas usinas em valores reduzidos.

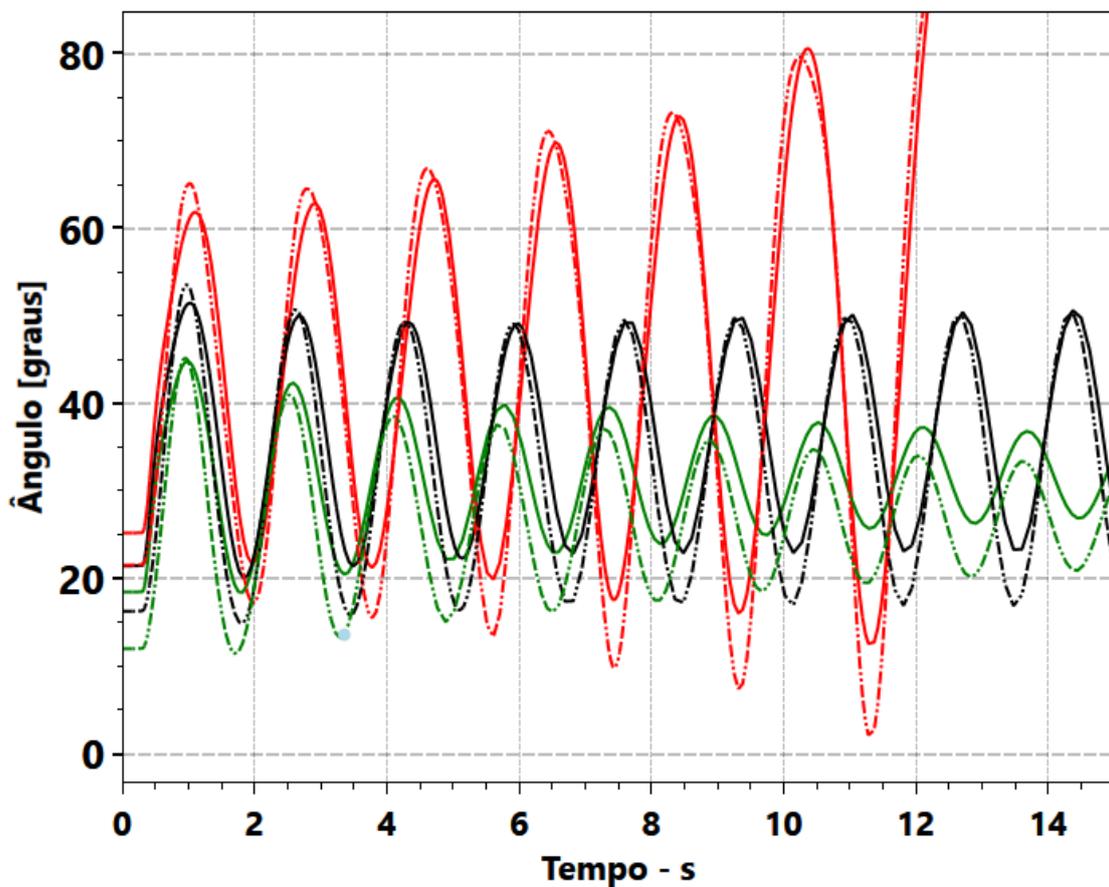


Figura 6.34: Comportamento do ângulo das UHEs Capivara (linha tracejada) e Taquaruçu (linha contínua) frente à contingência n°20: ponto de operação original em verde, ponto de operação à 600 MW na direção 3 em preto e ponto de operação instável na direção 3 em vermelho.

Percebe-se que a instabilidade é do tipo multiswing [62], tendo a instabilidade ocorrido na sétima oscilação. Esta perturbação foi mantida na lista de continência até o limite de segurança, conforme indicado na Tabela 36.10.

Tabela 6.10: Lista proposta para a direção 3 da área 440/230 kV de São Paulo.

Contingência	Ponto de Operação [MW]							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1308.5
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
8	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
9	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
10	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter

A direção 7 é aquela que acarreta em despacho mínimo das usinas dos Grupos 1 e 2 e não apresenta nenhuma violação de critério de operação. Este fato foi refletido nos índices ilustrados nas Figuras 6.35, 6.36 e 6.37, em que se observa a queda acentuada nos valores dos índices calculados.

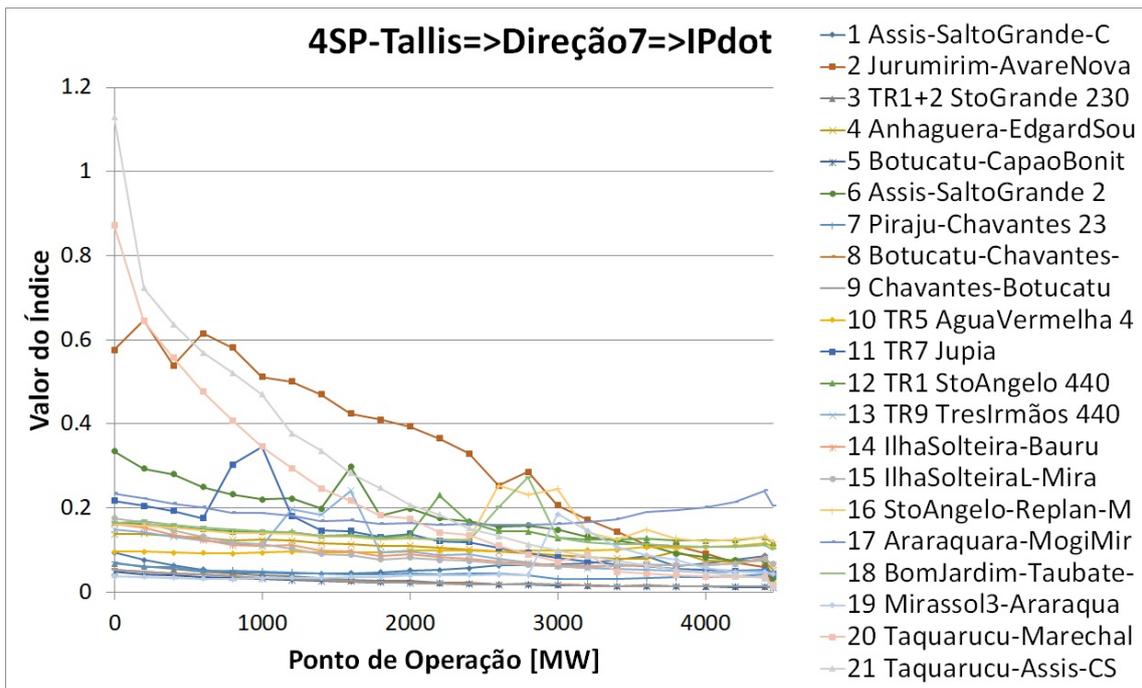


Figura 6.35: Evolução de ID_{DOT2} para direção 7.

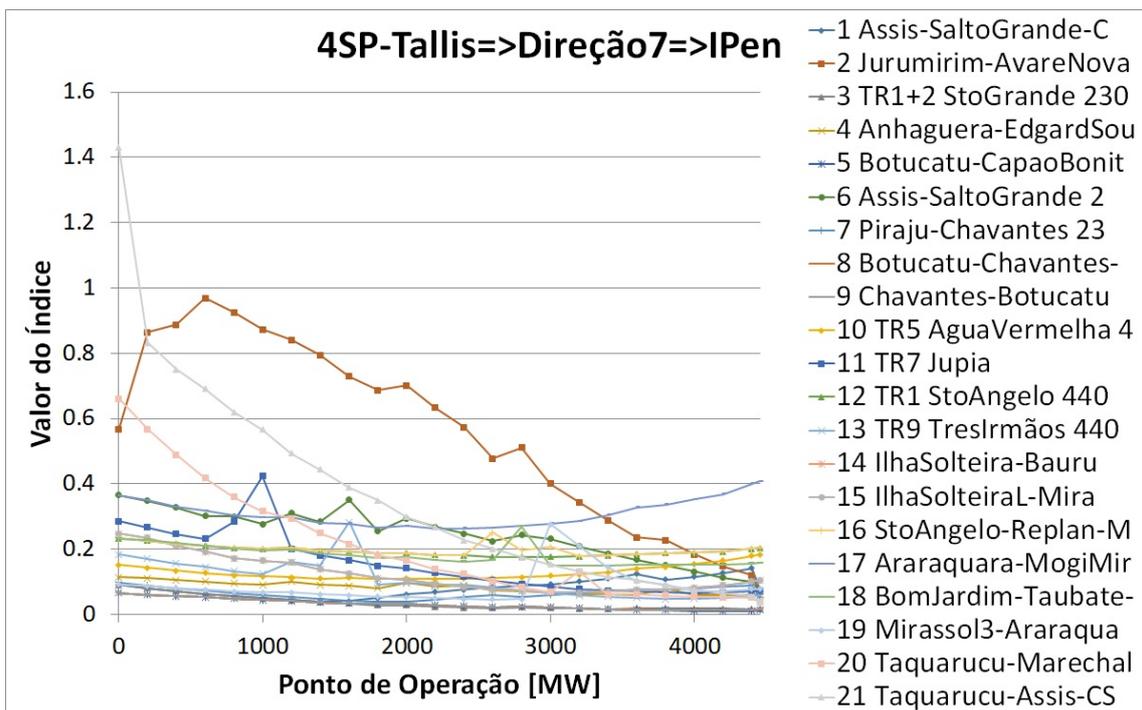


Figura 6.36: Evolução de ID_{EN} para direção 7.

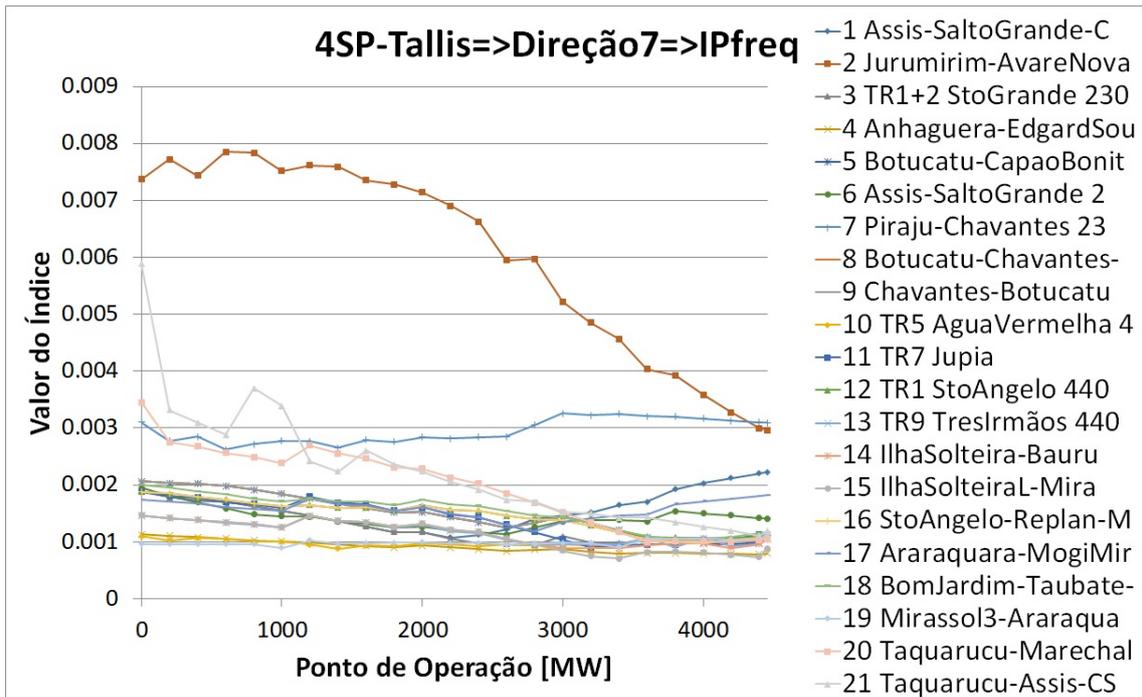


Figura 6.37: Evolução de ID_{FREQ} para direção 7.

A direção 8 foi a única que não apresentou limite por instabilidade mas que deve ser limitada para minimizar problemas associados à baixo amortecimento das oscilações causado pelas contingências n^o20 e 21. O índices apresentados nas Figuras 6.38, 6.39 e 6.40 mostram que há uma tendência de elevação nos valores associados à estas contingências na direção 8. Caso esta direção não tivesse sido limitada pela capacidade instalada das usinas do Grupo 1, esta direção possivelmente seria limitada pela instabilidade causada pela contingência n^o20 tal qual as direções 1, 2 e 3.

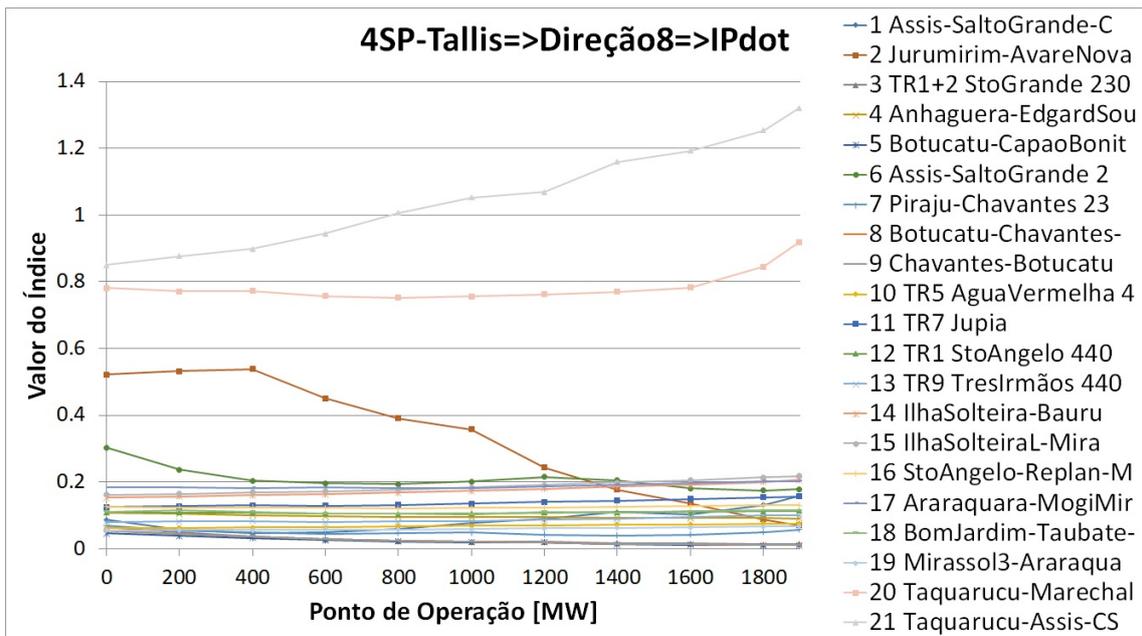


Figura 6.38: Evolução de ID_{DOT2} para direção 8.

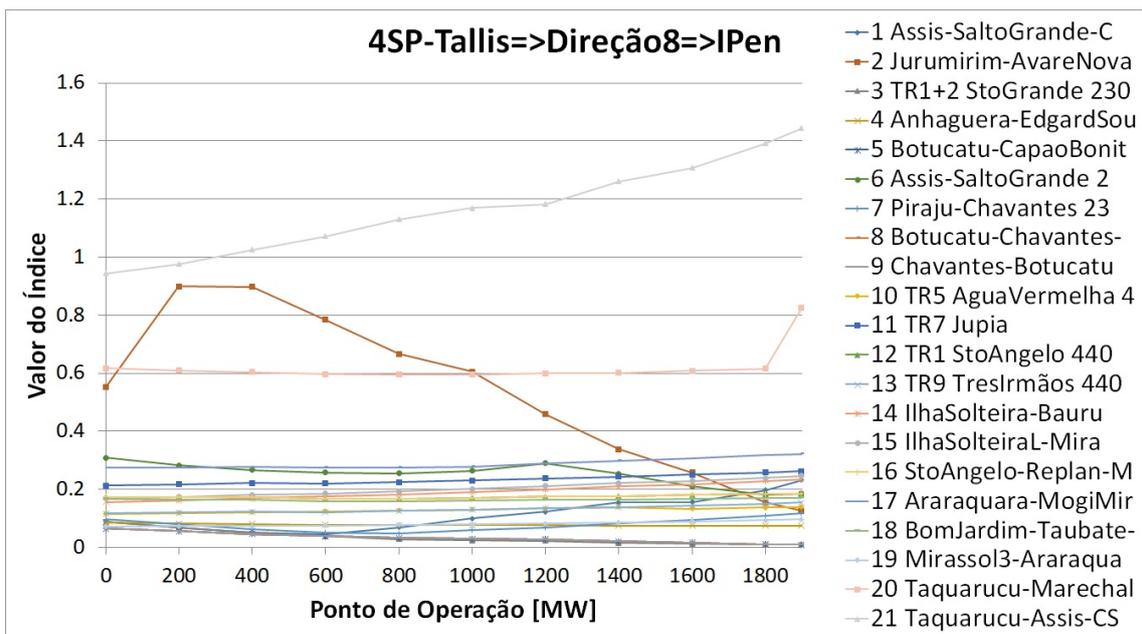


Figura 6.39: Evolução de ID_{EN} para direção 8.

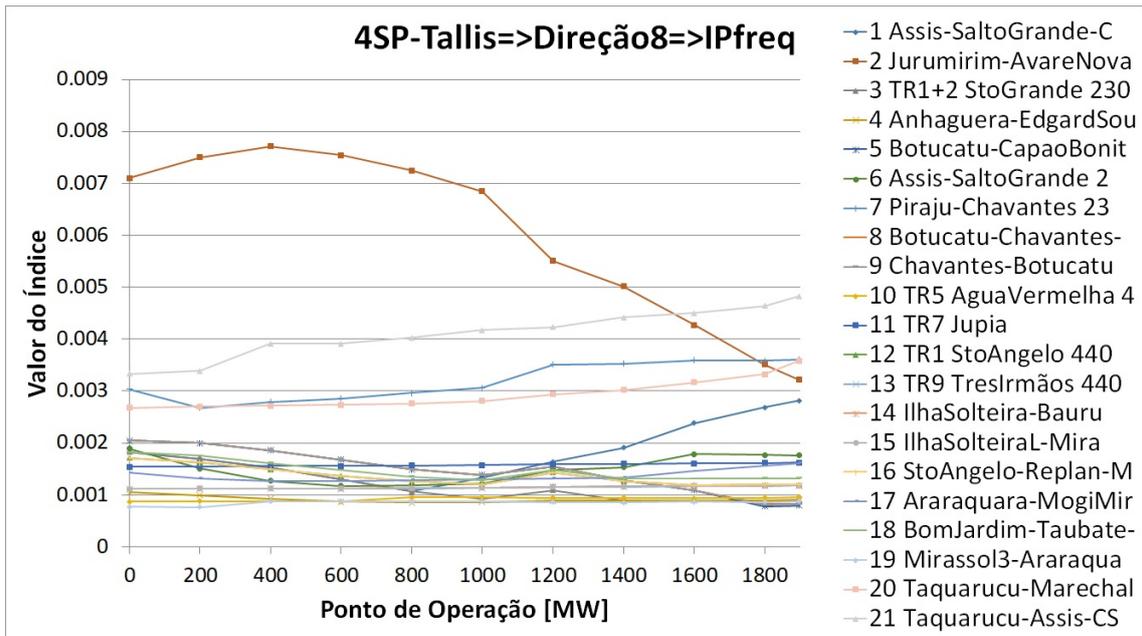


Figura 6.40: Evolução de ID_{FREQ} para direção 8.

A lista proposta para a direção 8, apresentada na Tabela 6.11, manteve a contingência n^o20 para todos os pontos de operação avaliados.

Tabela 6.11: Lista proposta para a direção 8 da área 440/230 kV de São Paulo.

Contingência	Ponto de Operação [MW]										
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	1898.3
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
8	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter

6.4 Aceleração do Processamento

Similar ao realizado no capítulo anterior, foram obtidos os tempos de simulação de cada contingência em cada um dos pontos de operação avaliados para que fosse possível calcular a redução no tempo de processamento das simulações dinâmicas. Na Tabela 6.12 estão os tempos de processamento das simulações no domínio do tempo na direção 5 do caso Norte de MG.

Tabela 6.12: Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a direção 5 da área Norte de MG.

Contingência	Ponto de Operação [MW]										
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	1880.5
1	6.7227	10.8555	6.2852	6.8203	6.75	7.0195	9.7617	5.2148	7.0664	5.832	6.9766
2	6.2031	8.0547	8.668	8	9.6211	7.0469	7.918	5.7773	7.3008	7.7891	6.3906
3	6.0703	8.3594	7.543	6.6172	8.2812	7.082	7.2031	5.7109	9.6719	6.8984	6.3125
4	6.8555	9.9766	7.0312	6.4102	7.2812	8.6875	7.4297	5.5586	7.8945	5.9648	7.1094
5	6.1328	7.5586	7.1211	7.0703	8.4219	7.3438	9.4844	7.2773	7.6211	6.0625	7.4883
6	6.0938	7.2969	8.8828	8.3516	9.2656	7.0547	7.0234	5.9961	7.6953	6.1445	6.5156
7	5.8438	7.7539	6.7031	6.1211	7.8633	6.9453	7.3711	5.6875	8.7148	7.9844	6.4688
8	6.1602	9.6562	7.0625	6.4453	7.6562	9.1992	7.3086	5.875	7.2812	5.9102	6.8984
9	7.75	7.9141	6.9336	6.3125	9.1523	7.9062	8.6875	5.4805	7.1328	5.8789	9.2031
10	7.1367	7.4688	8.9922	8.375	8.6172	7.3555	6.9883	7.8477	7.25	6.125	7.1992
11	6.3594	9.0898	6.6367	7.1719	7.1641	7.2031	6.7266	6.2734	9.2812	6.3984	7.2539
12	6.5117	8.8711	7.5898	6.5898	7.8633	8.8633	7.5898	5.5312	6.7617	8.1289	7.375
13	7.0625	7.8945	6.9727	6.8164	9.4219	7.1562	8.2969	5.7227	7.9766	6.3203	6.4258
14	7.3789	7.625	8.9766	7.5547	7.3906	6.8867	7.1719	6.0469	8.4961	6.0781	6.1523
15	6.6758	10.4336	7.1641	7.6641	7.9922	7.625	7.3633	7.8789	7.6133	6.375	6.4336
16	6.1484	7.0039	7.1289	6.4688	8.8906	9.4102	7.8633	5.4805	7.3789	7.4219	6.4844
17	6.375	7.8359	7.293	6.9609	7.9297	7.3164	8.918	5.8945	6.5664	6.9258	8.9531
18	8.2578	8.8633	8.5742	8.25	6.1602	7.3828	7.1133	5.7578	8.0547	6.3594	6.7656
19	8.4883	9.4883	8.1914	8.7266	7.4297	9.0352	7.8828	8.5312	8.3008	7.0312	7.4727
20	7.5039	8.3398	8.2422	9.0898	8.9336	8.6523	9.4492	7.8828	7.9336	9.4766	7.5625

Foram realizadas 220 simulações no domínio do tempo nesta direção, com um tempo total de processamento de 1636,7 segundos. Utilizando a lista proposta na Tabela 6.4, o número de simulações cai para 175 e o tempo total de simulação reduz para 1313,5 segundos, 80% do valor original.

Os ganhos com a aceleração do processamento resultante da redução da lista de contingências ocorre também para casos em que não há limite para uma determinada direção exceto a capacidade máxima ou mínima dos grupos. No caso da área Norte de MG, a direção 6 é a que apresenta a maior distância entre o ponto do operação inicial e o limite da direção dentre as direções avaliadas, um total de 2969 MW, e está destacada na Figura 6.41.

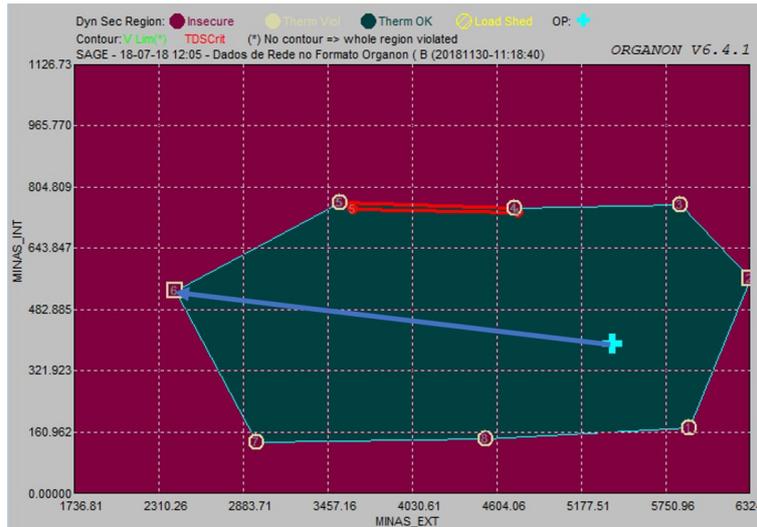


Figura 6.41: Região de segurança da área Norte de MG, com destaque para direção 6.

Diferente da direção 5 e 7, limitadas pelas contingência n^o1 e n^o19, respectivamente, a direção 6 é limitada apenas pela capacidade máxima dos grupos de geração. Mesmo não sendo limitada por nenhuma das contingências da lista inicial, a lista de contingências proposta contempla a exclusão de contingências conforme lista proposta na Tabela 6.13. O número de simulações no domínio do tempo caiu de 320 para 208.

Tabela 6.13: Lista de contingências proposta para a direção 6 da área Norte de MG.

Contingência	Ponto de Operação [MW]															
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	2969.1
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
3	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
8	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
19	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter

Os tempos de processamento das simulações das contingências são os apresentados na Tabela 6.14. O tempo de processamento das simulações das contingências caiu de 1838,32 para 1236,15 segundos, equivalente à 67% do valor original.

Tabela 6.14: Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a direção 6 da área Norte de MG.

Contingência	Ponto de Operação [MW]															
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	2969.1
1	5.9102	11.0352	5.3242	5.6484	5.3984	5.6641	5.0391	5.5547	5.3477	5.3164	5.2227	5.3398	5.0703	5.2852	5.1523	4.9297
2	6.082	5.4297	5.6875	6.4375	5.6289	5.9297	5.6133	5.582	5.6758	6.1562	5.5156	5.3516	5.3828	5.1367	5.1367	4.9805
3	6.2812	5.2578	5.7344	6.0898	5.6016	5.9336	5.6367	5.5586	5.6836	5.5	5.5312	5.3672	5.5117	5.1797	5.1484	4.9609
4	7.8359	5.3164	5.7227	6.543	5.6133	5.9219	5.4727	5.5742	5.6836	5.5469	5.5156	5.3672	5.4062	5.1211	5.1641	4.9844
5	6.0742	5.1172	5.6602	6.2656	5.6875	6.1328	5.4844	5.5391	5.8438	5.418	5.4453	5.3359	5.3438	5.1992	4.9531	5
6	6.0117	5.25	5.6445	6.3594	5.7227	6.1172	5.5703	5.5703	5.8125	5.5117	5.4297	5.3516	5.3242	5.3086	4.9492	4.9961
7	5.9883	5.4609	5.3555	5.9961	5.6484	6.1367	5.0508	5.668	5.5625	5.4688	5.457	5.3203	5.5742	5.0703	5.1406	5.0664
8	7.6367	5.2734	5.7617	6.5195	5.7891	5.8516	5.2461	5.5547	5.5898	5.4805	5.6484	5.3672	5.6367	5.207	5.0547	5.0273
9	6.8359	5.2383	5.8516	6.1797	5.7461	5.8086	5.25	5.543	5.6055	5.5859	5.6328	5.3477	5.625	5.207	5.0781	5.0156
10	6.1523	5.2656	5.8203	6.6289	5.7578	5.8242	5.2539	5.5742	5.5898	5.4648	5.4531	5.3633	5.5938	5.3867	5.0312	5
11	6.1719	5.1289	5.3828	6.6211	5.5273	5.7812	5.2617	5.3359	5.9688	5.3008	5.3008	5.1914	5.2578	5.5156	4.9648	4.7305
12	5.9922	5.1367	5.5898	6.2578	5.8672	5.8672	5.1797	5.3164	5.4648	5.543	5.4375	5.2617	5.2383	5.0742	4.9414	4.7734
13	7.5273	5.6367	5.875	6.2461	5.8086	6.0195	5.082	5.6836	5.6016	5.4922	5.6367	5.6016	5.5234	5.3789	5.2148	4.9492
14	5.9453	5.293	5.3125	5.8906	5.3047	5.6836	5.4961	5.4375	5.4844	5.2305	5.4609	5.0977	5.1055	5.1641	4.9883	4.7031
15	6.5391	5.5898	5.7891	6.3867	5.9688	6.4062	5.5273	5.9805	5.7656	5.7148	5.6953	5.5664	5.8125	5.2578	5.1367	5.4492
16	6.5391	5.1445	5.4766	6.3047	5.6523	6.1133	5.1328	5.5469	5.6055	5.6211	5.5078	5.3711	5.3086	5.2227	5.2344	5
17	8.8047	5.5586	5.6562	6.2969	5.793	6.2852	5.418	5.7031	5.7383	5.4062	5.6484	5.4805	5.4336	5.2969	4.9336	5.2656
18	8.7344	5.5703	5.6797	6.2695	5.8438	6.2891	5.4453	5.6875	5.7344	5.4219	5.6953	5.4844	5.4688	5.3086	4.9492	5.2617
19	11.2227	6.5859	6.8047	7.418	6.8125	7.2109	6.4688	7.4375	7.0352	6.5703	6.7891	6.6016	6.6094	6.3086	6.332	6.0312
20	14.3672	6.4609	6.5586	7.2852	6.8477	6.8516	6.7188	6.5938	6.7266	6.5	6.6953	6.1172	6.4727	6.2383	6.082	5.8984

Alguns casos simulados não apresentaram qualquer redução da lista de contingências original, conforme resultado da direção 3 da área Norte de MG da Tabela 6.15. Percebe-se que o número reduzido de passos e a distância relativamente curta entre o ponto de operação inicial e aquele no limite de segurança da direção não permitiram a exclusão de nenhuma contingência utilizando os parâmetros proposto.

Tabela 6.15: Lista de contingências proposta para a direção 3 da área Norte de MG.

Direção 3	Distância do PO original			
Contingência	0	200	400	592
1	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter
3	Manter	Manter	Manter	Manter
4	Manter	Manter	Manter	Manter
5	Manter	Manter	Manter	Manter
6	Manter	Manter	Manter	Manter
7	Manter	Manter	Manter	Manter
8	Manter	Manter	Manter	Manter
9	Manter	Manter	Manter	Manter
10	Manter	Manter	Manter	Manter
11	Manter	Manter	Manter	Manter
12	Manter	Manter	Manter	Manter
13	Manter	Manter	Manter	Manter
14	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter
17	Manter	Manter	Manter	Manter
18	Manter	Manter	Manter	Manter
19	Manter	Manter	Manter	Manter
20	Manter	Manter	Manter	Manter

Apesar do ponto de operação inicial estar relativamente próximo do limite de segurança da direção 3, este está distante do limite da direção 7, oposta à direção 3. Conforme Tabela 6.6, a lista de contingências para a direção 7 ficou próxima do

tamanho mínimo estabelecido de 30% da original, reduzindo o número de simulações de 280 para 180. Considerando os tempos de processamento de cada simulação constantes na Tabela 6.16 e a lista de contingência proposta para direção 7, o valor original de processamento cai de 1754,3 para 1148,5 segundos, ou 65% do valor original.

Tabela 6.16: Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a direção 7 da área Norte de MG.

Contingência	Ponto de Operação [MW]													
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2427.4
1	5.8008	6.707	7.4961	6.2461	6.3906	6.1562	6	5.3594	5.5781	5.0742	7.3984	5.5039	6.2188	5.668
2	6.0508	6.7148	7.0898	6.4883	5.6836	6.2344	6.3125	6.3008	5.9141	5.457	6.9023	5.3203	6.9688	5.4609
3	6.0078	5.668	7.2852	6.4805	5.6992	6.2031	6.2812	5.707	5.9375	5.4531	6.918	5.3359	7.1719	5.5312
4	6.0273	5.5898	7.3672	6.6328	5.6797	6.1875	6.3203	6.2539	5.9727	5.4336	6.8438	5.3359	6.9531	5.4961
5	6.043	5.5898	7.0859	6.1836	5.7773	6.3398	6.3438	5.5781	6.1602	5.332	6.9062	5.4258	6.1719	5.8789
6	6.0469	5.6016	7.1445	6.1797	5.8047	6.3164	6.332	5.5703	6.0938	5.3086	7.3672	5.3789	6.1914	5.7617
7	5.8594	5.6484	7.1836	6.1523	5.8945	6.168	6.2109	5.3555	6.082	5.5039	7.2734	5.582	6.9492	5.3789
8	5.7773	6.3594	7.5	6.5625	5.8125	6.1914	6.6797	5.5156	5.9727	5.4727	7.2734	5.4727	6.9883	5.7305
9	5.7969	6.5664	7.6758	6.3867	5.8203	6.1797	6.6172	5.5156	5.9609	5.3555	6.7773	5.4492	7.0312	5.8711
10	6.332	6.0625	7.5469	6.457	5.9609	6.2031	6.5742	6.1523	5.9297	5.3945	6.8945	5.5273	6.832	5.7812
11	5.8281	5.75	7.0234	6.0703	5.6953	5.9883	6.25	5.4883	5.6367	5.2148	6.5508	5.4766	7.1055	5.5352
12	5.6875	5.8555	6.9336	6.4336	5.5938	6.2109	6.2227	5.5273	5.918	6.957	6.2578	5.3867	7.418	5.6172
13	6.0273	6.3164	7.1836	6.4727	5.7852	6.332	6.1367	5.6133	5.668	5.9648	6.375	5.8242	6.2656	5.8789
14	5.7148	6.1289	6.9297	6.1836	5.8672	6.2422	6.1562	5.5938	5.8945	5.3594	6.6172	5.7344	6.0078	5.6914
15	6.5195	6.0977	7.293	6.6133	5.8984	6.5195	6.9727	6.0195	6.082	5.6289	6.3672	5.75	7.0273	5.75
16	5.8477	5.8477	6.9883	6.5	5.8086	6.2773	6.6602	5.5156	5.9453	5.3555	6.1016	5.3984	7.0234	5.5469
17	6.5039	6.2305	7.1836	6.2461	6.0859	6.3047	6.4805	5.7695	6.0312	5.4922	5.9648	5.6523	6.9805	5.8516
18	6.207	6.1367	7.1719	6.2891	5.9336	6.2539	6.4961	5.8164	5.9336	6.25	5.9648	5.5898	6.9609	5.7617
19	7.1914	8.0352	8.3086	7.3789	7.2578	7.5469	7.832	7.0898	7.7148	9.4766	7.9102	7.0547	7.1836	6.0742
20	6.7266	7.0703	8.3008	7.4883	7.0312	7.4648	7.3086	6.7461	6.9023	7.0938	7.2148	6.6836	7.4805	6.8086

Os resultados de aceleração de processamento para a área 440/230 kV de São Paulo foram similares, diferindo nas proporções. Tomando como exemplo a lista proposta para a direção 5, apresentada na Tabela 6.17, percebe-se que o número de contingências simuladas nesta direção cairia de 357 para 202 utilizando método proposto. Considerando os tempos de simulação desta mesma direção, constantes na Tabela 6.18, tem-se que o tempo de simulação cairia de 1690 segundos para 1060 segundos, 62% do valor original.

Tabela 6.17: Lista de contingências proposta para a direção 5 da área 440/230 kV de São Paulo.

Direção 5	Distância do PO original																
Contingência	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000	3197.3
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
8	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X
19	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter

Tabela 6.18: Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a direção 5 da área 440/230 kV de São Paulo.

Contingência	Ponto de Operação [MW]																
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000	3197.3
1	4.3477	4.0586	4.8203	5.3047	5.3125	5.6992	4.7188	5.0508	4.2422	5.043	4.3125	4.3125	4.5977	4.6133	5.0781	5.4492	5.2969
2	4.7773	6.1523	5.4453	8.6484	6.6523	5.8633	6.1523	5.5	5.4766	6.5781	8.3086	4.9453	5.6758	5.2109	5.3633	5.6641	5.5625
3	3.7422	4.1719	4.4961	4.3945	4.375	4.8789	4.7656	4.6797	4.0234	4.1055	3.7461	3.7422	4.0938	4.082	3.6758	3.7422	3.9531
4	7.918	6.0781	6.3008	5.918	7.2344	6.1367	6.332	5.8555	5.7031	5.7852	5.7617	5.8516	5.8398	5.3516	5.4102	5.3477	6.1406
5	4.5547	3.9492	4.3125	4.8477	4.6953	4.4805	4.7969	4.6641	3.6914	4.0781	3.4258	4.0078	3.7656	3.7344	3.7773	5.0469	5.0938
6	6.6758	5.3672	6.5156	6.8594	7.0547	6.2344	6.6953	5.918	5.8164	6.0547	5.2656	6.25	5.2773	6	5.2461	5.7344	5.4375
7	4.8086	4.0273	4.6914	5.6602	4.8984	5.0586	5.6016	4.6641	5.3555	4.2773	4.7148	4.1094	4.3906	4.582	4.5586	3.7422	4.2031
8	5.5156	4.4102	4.3438	3.8438	3.793	4.6133	4.9492	4.168	5.1836	3.8633	3.7422	3.3711	3.5391	3.9414	3.9258	3.957	4.3906
9	3.7422	3.4023	4.2812	4.1133	3.7812	4.875	4.9297	4.4102	5.1641	4.1094	3.7578	3.9922	3.7578	3.6406	3.6406	3.6328	3.6875
10	5.4336	4.0391	5.1992	4.875	4.6953	5.0312	4.9961	4.8359	5.6289	4.4727	4.1133	4.5898	4.0586	4.0469	3.9883	4.0742	4.8594
11	7.0742	3.6328	4.9609	4.8242	4.2344	4.3125	4.0586	3.9102	4.2891	3.8125	3.5273	3.8281	4.2188	3.8281	3.5703	3.4414	4.4531
12	4.9531	5.0312	5.5625	5.4492	5.8633	4.4336	4.9141	4.7812	6.332	4.6875	5.0508	4.6562	4.5586	4.9492	5.1953	4.4375	5.1562
13	5.0117	3.7617	4.1797	3.9727	4.1719	4.8281	4.4453	4.25	5.5312	4.2734	4.457	4.4453	4.4258	4.0977	4.3438	3.7422	4.2188
14	3.5781	4.2656	4.7969	4.9141	4.3594	5.0664	4.3633	4.125	4.6953	3.7266	3.8906	4.2812	4.2656	3.6914	3.3516	3.7344	3.75
15	3.9961	5.168	5.1758	4.1094	4.9102	4.3828	4.0508	3.582	4.4805	3.6094	3.8594	4.4141	4.4961	3.8516	3.3867	4.0078	4.0156
16	4.8203	6.7617	5.2656	5.957	5.0156	4.7344	4.3086	4.0469	5.918	4.4102	4.8008	5.0469	4.6836	5.0586	4.8438	4.4805	4.4375
17	4.9844	5.4297	5.8555	5.7656	6.3164	5.4297	6.375	5.4297	7.1328	5.4141	5.1094	5.3906	4.8125	5.1758	5.1133	5.1328	5.0312
18	5.0312	4.8984	5.2969	5.4609	5.3984	5.3984	4.8945	4.6289	6.0703	4.7734	5.0781	4.6445	3.9883	4.582	4.4375	4.5977	4.6406
19	3.9648	5.0703	4.7852	4.8281	4.4492	4.1953	4.9961	4.5273	5.7188	4.5312	4.9883	4.2188	3.6758	4.3945	4.7812	4.3984	3.9688
20	4.1953	6.1484	4.8438	4.1641	4.1797	4.2891	4.1641	6.1875	4.2656	3.6406	3.7969	3.1914	3.7734	3.332	3.5547	3.7773	3.4219
21	4.5352	4.3672	4.5781	4.9141	4.5977	4.1562	4.0508	4.1797	4.1602	4.2422	3.9258	3.2266	4.2422	4.4375	4.457	5.1836	3.5938

A direção que apresentou a menor redução nas simulações foi a direção 3, cujo número de simulações caiu de 168 para 142 e o tempo total de processamento de simulações no domínio do tempo foi de 831,5 para 710,4 segundos, ou seja, 85% do tempo original. O tempo de processamento das simulações são os apresentados na Tabela 6.19.

Tabela 6.19: Tempo de processamento das simulações, em segundos, para a direção 3 da área 440/230 kV de São Paulo.

Contingência	Ponto de Operação [MW]							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1308.5
1	5.1289	4.0859	4.2578	5.4258	4.5977	4.6953	4.6445	4.2227
2	5.7031	5.5469	7.0234	6.9766	5.5977	4.8672	4.9297	5.7852
3	4.3125	4.2812	5.2734	4.6758	4.3516	5.6953	4.3633	3.9297
4	6.1836	5.8164	5.7891	6.2422	6.0156	6.1641	4.6133	5.5
5	3.6641	4.0195	7.2773	3.8477	3.2617	4.6289	4.4648	4.4805
6	5.7578	7.2109	7.0547	6.6172	6.1914	6.0195	5.2109	4.7266
7	4.2461	4.3008	3.6875	3.4258	4.3594	5.3281	4.8906	4.582
8	3.4414	3.8086	4.8516	3.625	4.3281	5.3789	3.8711	4.8828
9	3.4492	4.0273	4.8594	4.4102	4.4258	5.7656	5.2148	4.3789
10	4.2266	4.4883	4.6953	3.9414	3.4102	3.7305	4.2422	4.0664
11	3.9492	3.6914	3.6797	3.8125	4.3008	5.043	5.8047	3.4258
12	4.9453	4.9453	4.8281	4.8906	4.3789	4.8984	5.3555	4.75
13	5.5469	5.3008	4.332	4.4961	3.8906	3.6719	3.9961	3.9766
14	5.9766	6.5312	5.7734	4.2969	4.125	3.7734	4.3242	4.3555
15	4.9023	7.0312	3.6406	5.2109	3.9961	4.0273	5.2695	4.6445
16	4.9531	5.293	5.3086	8.3203	4.457	4.8945	6.043	4.9492
17	5.6992	6.582	5.6289	6.7422	4.4883	5.5547	5.1641	4.7383
18	4.6992	5.2305	4.9805	5.1133	4.8984	5.3438	6.1562	4.3789
19	4.1641	5.8398	4.4492	4.4258	4.293	4.8086	5.3281	4.5273
20	4.5117	4.5117	3.9023	3.957	3.7539	8.7812	10.2109	13.082
21	5	4.5273	4.3438	4.0273	3.8398	4.9297	4.8867	4.4961

Dentre todas as direções simuladas nos sistemas de teste, a direção 7 da área 440/230 kV de São Paulo foi a que apresentou a maior redução no tempo de processamento. O número total de simulações realizadas foi de 504 para 278 com a utilização do método evolutivo de seleção de contingências. O tempo de gasto com processamento das simulações nesta direção se reduziria de 2500 para 1333 segundos, equivalente à 53% do valor original.

A Tabela 6.20 apresenta os tempos de processamento originais e com a aplicação do método de seleção de contingências para os casos do sistema elétrico brasileiro simulados.

Tabela 6.20: Tempos de processamento das simulações no domínio do tempo, em segundos, para os casos do Sistema Elétrico Brasileiro.

Casos do Sistema Elétrico Brasileiro			
Caso Analisado	Leste MG	Norte MG	440/230 SP
Sem Seleção de Contingências	3556	8669	10981
Com Seleção de Contingências	3209	6889	7669
Redução do Tempo de Processamento	9.8%	20.5%	30.2%

A redução no tempo de processamento de todas as direções das simulações no

domínio do tempo da região de segurança da área 440/230 kV de São Paulo foi de 30.2%, de 20,5% para a área Norte de MG e 9,8% para a área Leste de MG.

De forma semelhante ao observado nos casos da rede New England, a diferença entre os tempos economizados encontrada pode ser atribuída ao número de contingências na lista inicial e à distância entre o ponto de operação inicial e os limites da região de segurança. A menor distância entre o ponto de operação original no caso Leste de MG foi de 226 MW, para a área Norte de MG foi de 567 MW, e 1193 MW para a área 440/230 kV de São Paulo. Esta exígua distância no caso Leste de MG entre o ponto de operação inicial e os limites de segurança acarretou na exclusão de um percentual menor de contingências quando comparado com as outras áreas monitoradas, mesmo sua lista inicial sendo maior. A Tabela 6.21 apresenta o número de simulações no domínio do tempo realizadas para os caso original e com método de seleção.

Tabela 6.21: Número de simulações no domínio do tempo realizadas para os casos do Sistema Elétrico Brasileiro.

Casos do Sistema Elétrico Brasileiro			
Caso Analisado	Leste MG	Norte MG	440/230 SP
Sem Seleção de Contingências	1080	1320	2205
Com Seleção de Contingências	967	1026	1468
Redução do Número de Simulações	10.5%	22.3%	33.4%

Um dos resultados esperados do uso de método evolutivo para seleção de contingências é a possibilidade de se utilizar uma lista de contingência inicial maior do que a originalmente utilizada. Por este motivo, foi elabora um caso em que a lista original da área 440/230 kV de São Paulo possuía 30 contingências, uma amento de 43% em relação ao original, para avaliação da performance do método proposto.

A lista original da área 440/230 kV de São Paulo possui 21 contingências, que foi acrescida de outras 9 contingências, das quais 8 são múltiplas e 1 é simples. Nenhuma das contingências adicionadas acarreta em limitação da região de segurança ou violação de critério operativo para a topologia de rede avaliada e não houve nenhum impacto na acurácia do método proposto. Os tempos de processamento obtidos estão apresentados na Tabela 6.22

Tabela 6.22: Tempo de processamento das simulações, em segundos, para lista de contingências com 21 e 30 eventos.

Tempo de Processamento - Casos 440/230 kV SP		
Caso Analisado	440/230 SP 21 Contingências	440/230 SP 30 Contingências
Sem Seleção de Contingências	10981	16195
Com Seleção de Contingências	7669	11091
Redução do Tempo de Processamento	30.2%	31.5%

Foi observado que a redução do tempo de processamento das simulações no domínio do tempo utilizando o método proposto foi de 31,5% no caso com 30 contingências, valor próximo aos 30.2% obtidos no caso com 21 contingências. Este valor próximo ocorre pois dois dos parâmetros utilizados na exclusão de contingências são proporcionais ao número de eventos na lista original. Assim, mesmo que mais contingências possam ser retiradas da lista a cada ponto de operação avaliado, o limite mínimo de contingências na lista também aumenta retendo mais contingências até o limite de segurança.

O valor absoluto de redução de tempo de processamento foi maior no caso com 30 contingências pois o caso original apresentava maior tempo de processamento devido ao número maior de simulações e, portanto, maior tempo de processamento para a obtenção da região de segurança. A utilização do método de seleção de contingências no caso com 30 contingências fez com que tempo de processamento ficasse razoavelmente próximo daquele observado no caso original com 21 contingências. A Tabela 6.23 apresenta o resultado referente ao número de simulações no domínio do tempo realizadas na obtenção da região de segurança.

Tabela 6.23: Número de simulações no domínio do tempo para lista de contingências com 21 e 30 eventos.

Número de Contingências - Casos 440/230 kV SP		
Caso Analisado	440/230 SP 21 Contingências	440/230 SP 30 Contingências
Sem Seleção de Contingências	2205	3150
Com Seleção de Contingências	1468	2081
Redução do Número de Simulações	33.4%	33.9%

De acordo com os resultados para direção 5 com 21 contingências, da Tabela 6.17, o número de simulações realizadas caiu de 357 para 202, uma redução de 43,4% do valor original. A análise da lista proposta para o caso com 30 contingências, na

Tabela 6.24, mostra que este número caiu de 510 para 301, ou seja, uma redução 41% no número de simulações realizadas.

Tabela 6.24: Lista de contingências proposta para a direção 5 da área 440/230 kV de São Paulo para o caso com 30 Contingências. Em destaque na cor azul as novas contingências.

Contingência	Ponto de Operação [MW]																
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000	3189.2
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
8	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
9	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
10	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
19	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
23	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
24	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
27	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
28	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
29	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
30	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Duas das contingências acrescidas na lista, as n°22 e 25, permaneceram até o limite de segurança da direção. Além disso, o aumento de contingências fez com que o número mínimo de contingências na lista também aumentasse e, por este motivo, as contingências n°5, 8 e 9 foram mantidas na lista proposta.

Constatou-se nos casos analisados no modelo de rede do sistema elétrico brasileiro que o tempo de processamento de uma única contingência para uma dada direção é muito próximo das demais contingências na mesma direção. Por este motivo, pode-se estimar o tempo gasto por contingência durante a avaliação da RSD como sendo também igual.

Entretanto, a estimativa de quantas contingências poderiam ser adicionadas à lista original ao se utilizar o método de seleção de contingências de forma a se manter o mesmo tempo de processamento que o caso original deve levar em conta que o tempo gasto por contingência na avaliação da região de segurança não é igual para todas, visto que algumas são excluídas durante o processo. Além disso, as contingências adicionadas podem tanto ser excluídas no início do processo de seleção quanto permanecerem até o final da análise da direção, dificultando ainda mais uma estimativa genérica de quantas contingências podem ser acrescidas à lista

original sem aumentar o tempo de processamento. Tal efeito é observável na Tabela 6.25, em que foi dado destaque para as novas contingências incluídas na lista.

Tabela 6.25: Lista de contingências proposta para a direção 8 da área 440/230 kV de São Paulo para o caso com 30 Contingências.

Contingência	Ponto de Operação [MW]											
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1800	1898.3	
1	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
2	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
3	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
4	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
5	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
6	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
7	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
8	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
9	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
10	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
11	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
12	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X
13	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
14	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
15	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
16	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
17	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
18	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X
19	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
20	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
21	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
22	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
23	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X
24	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
25	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter
26	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X
27	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X
28	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	Manter	X
29	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
30	Manter	Manter	Manter	Manter	X	X	X	X	X	X	X	X

A avaliação do impacto do aumento do número de contingências mostrou que ocorre redução do tempo absoluto de processamento de simulações. No caso avaliado, algumas das novas contingências não eram tão relevantes no contexto analisado e foram excluídas, já outras permaneceram na lista proposta até o limite de segurança devido ao limite mínimo de contingências na lista. Ainda assim, o tempo de processamento utilizando método de seleção no caso com 30 contingências foi próximo do tempo de processamento sem o método de seleção no caso com 21 contingências, o que comprova o atendimento do critério de tempo de processamento.

Ressalta-se que a ocorrência de determinadas perturbações pode alterar a topologia da rede de tal forma que estas novas contingências incluídas possam se tornar as limitantes de alguma direção, impactando no tempo de processamento. A

vantagem é que, neste caso, não haveria necessidade de reanálise e elaboração de uma nova lista de contingência.

Capítulo 7

Conclusões

7.1 Resumo do Trabalho e Conclusões Gerais

Este trabalho apresentou um método evolutivo para seleção de contingências baseado em índices de desempenho aplicado na construção da região de segurança dinâmica, que explora os resultados das simulações no domínio do tempo realizadas para obter a região de segurança para calcular tais índices e, baseado na análise da evolução destes, reduzir a lista de contingências a cada novo ponto de operação avaliado.

Conforme verificado na literatura, a maior parte do esforço no desenvolvimento de métodos de seleção de contingências tem sido em obter uma forma de classificar uma contingência como estável ou instável sem que seja realizada a simulação completa no domínio do tempo. O uso dos métodos de seleção no âmbito da região de segurança permitiu uma abordagem diferente, cujo foco foi selecionar e manter na lista de contingência somente aquelas contingências mais relevantes para uma determinada direção. Para isto, foi proposto o método que baseia-se na evolução dos índices de desempenho.

Os resultados obtidos mostraram que é possível utilizar índices de desempenho para avaliar a evolução da relevância de uma contingência. Constatou-se que deve-se escolher adequadamente os índices, tendo em foco os critérios de operação do sistema analisado e os fenômenos que podem servir de base para calcular estes índices. Esta constatação foi descrita em detalhe na análise do caso deilhamento da Malha Sul do modelo New England e também na análise do caso da área Leste de Minas Gerais.

O método evolutivo proposto baseia-se na permanência de uma contingência abaixo de um valor de referência. Em alguns dos testes realizados, foi utilizado como critério de exclusão a permanência por três pontos de operação seguidos abaixo da referência, definido como o segundo quartil dos índices de todas as contingências. Desta forma, uma contingência que esteja entre o grupo das 50% com menor

índice para todos os índices avaliados será retirada da lista de contingência a ser utilizada nos próximos pontos de operação. Apesar de a contingência responsável por limitar a região de segurança em uma determinada direção permanecer na lista de contingência proposta até o fim nos testes realizados, percebeu-se que estes parâmetros dependem do sistema e devem ser escolhido para cada caso.

A análise de 60 regiões de segurança para o sistema New England mostrou que o método proposto não sofreu influência direta dos diferentes modelos de geradores e de carga ou dos patamares de carga testados ao se considerar um ponto de operação equivalente para cada um destes cenários. Entretanto, estes parâmetros podem levar à mudanças nos limites de segurança das direções e estes limites causam alterações significativas no número de contingências eliminadas. A alteração de área monitorada trouxe considerável impacto, principalmente na aceleração do processamento, quando utilizados os mesmos parâmetros para comparação. Este resultado é justificável visto que somente o sistema simulado é o mesmo, enquanto que os grupos de geração e as contingências avaliadas mudam drasticamente.

Conforme constatou-se nos resultados dos testes, há redução do tempo total para obtenção da região de segurança quando comparado com a simulação de todas as contingências em todos os pontos de operação. Este resultado depende de fatores tais como o tamanho da lista de contingências original e do número de pontos de operação avaliados. Não foi identificada correlação direta entre os modelos de geradores ou de carga e a performance do método evolutivo, apesar de ter sido identificada alguma correlação entre o método proposto e o número de pontos de operação avaliados em uma direção. O aumento do número de pontos de operação considerado permite excluir mais contingências, conseqüentemente reduzindo o tempo de simulação em relação ao original. Por este motivo, a distância entre dois pontos de operação deve ser considerada pelo usuário da ferramenta de avaliação da região de segurança dinâmica ao aplicar o método proposto.

Foi feita uma análise da sensibilidade dos parâmetros utilizados no método proposto, sendo constatada a necessidade de avaliação prévia ao escolher os três parâmetros descritos. O uso de valores de parâmetros brandos acarretam em pouco ganho de processamento, ao passo que a utilização de o uso de valores restritivos pode remover a contingência limitadora da lista de contingências. Observou-se que, de uma forma geral, há uma faixa de valores que não afetam a acurácia do método e foram propostos valores iniciais para estes parâmetros, com vistas à auxiliar uma primeira análise de um novo sistema.

O método evolutivo para seleção de contingência foi testado em casos do modelo completo do sistema elétrico brasileiro, cujos resultados foram similares aos obtidos no modelo de rede New England. Para as áreas avaliadas, observou-se novamente a correlação entre o número de pontos avaliados e a performance do método

proposto. A análise da aceleração do processo mostrou que há ganho de tempo de processamento mesmo para os casos em que a região de segurança não é limitada por uma contingência.

O citado ganho de tempo com processamento de simulações pode ser utilizado, por exemplo, para se avaliar uma lista de contingências maior do que a original. A avaliação da performance do método para casos em que há aumento no número de contingências mostrou que é possível aumentar a lista original mantendo o mesmo tempo de processamento. Desta forma, a avaliação da região de segurança cobre uma gama maior de possibilidades, especialmente ao se considerar a grande quantidade de possíveis topologias de rede alterada.

Espera-se que o uso do método evolutivo permita a obtenção mais rápida de regiões de segurança, o que é especialmente relevante em aplicações em tempo real que irão avaliar a segurança do sistema para o instante atual e também para o futuro próximo que considerada a previsão de carga e a programação de manutenções da rede. Além disso, será possível flexibilizar os critérios na elaboração da lista de contingências, permitindo às equipes que fazem uso de ferramentas de análise de região de segurança criar uma lista inicial maior.

7.2 Trabalhos Futuros

Durante a elaboração desta dissertação, foram identificados alguns pontos cuja análise, apesar de não fazer parte do escopo deste trabalho, podem levar a melhorias na avaliação de segurança:

- Utilizar índices para avaliar outros critérios operativos considerados relevantes ou restritivos para a região de segurança, ainda que não ocorra perda de estabilidade. Poderia-se, por exemplo, avaliar o uso de índices de desempenho para detectar sobrecargas em equipamentos da rede, violações dos limites operativos de tensão ou, ainda, oscilações não amortecidas;
- Avaliar a aplicabilidade do método proposto na obtenção da Região de Segurança Estática;
- Conforme constatado por [10, 46, 47], calcular os índices baseados nos resultados dos primeiros 500ms das simulações dinâmicas não causa grande impacto na ordem das contingências se comparado ao cálculo com a simulação completa. Tal fato também foi constatado durante a elaboração deste trabalho e pode ser utilizado para acelerar ainda mais o processo de obtenção da região de segurança.

Referências Bibliográficas

- [1] JARDIM, J. L. A. “Online Security Assessment for the Brazilian SystemA Detailed Modeling Approach”. In: *Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers*, pp. 155–181, IEEE, 2009. ISBN: 9780470423912. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5396865>>.
- [2] “Operador Nacional do Sistema Elétrico”. 2019. Disponível em: <<http://ons.org.br/>>. [Online, acessado em 03/02/2019].
- [3] “Plano Decenal de Expansão de Energia”. 2018. Disponível em: <www.epe.gov.br>. [Online; acessado em 10/02/2019].
- [4] SIMONE, B. C. *Análise Estática e Dinâmica e Sistemas de Potência via Aplicativo Computacional Integrado: ORGANON*. Tese de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, 2008.
- [5] QUADROS, M. A., PIRES, G., MOREALE, M. S., et al. “Aplicação da Avaliação Dinâmica e Estática do SIN nos Centos de Operação do ONS”, *X EDAO, São Paulo - SP*, 2008.
- [6] 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 vol.1, Oct 2004. doi: 10.1109/PSCE.2004.1397480.
- [7] ABDUL-RAHMAN, K., WU, J., HAQ, E., et al. “Application of high performance computing in california ISO’s on-line DSA system”. In: *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–7, July 2017. doi: 10.1109/PESGM.2017.8274399.
- [8] NETO, C. A. S., SANTOS, P. H. L., NETTO, A. C., et al. “Avaliação de Segurança Dinâmica na Programação Diária da Operação”, *Anais do XIV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expasão Elétrica (SEPOPE)*, Outubro 2018.

- [9] JARDIM, J. L. “Online dynamic security assessment: implementation problems and potential use of artificial intelligence”. In: *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, v. 1, pp. 340–345, July 2000. doi: 10.1109/PCESS.2000.867607.
- [10] FU, C., BOSE, A. “Contingency ranking based on severity indices in dynamic security analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 3, pp. 980–985, Aug 1999. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/59.780910.
- [11] BRANDWAJN, V., KUMAR, A. B. R., IPAKCHI, A., et al. “Severity indices for contingency screening in dynamic security assessment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 3, pp. 1136–1142, Aug 1997. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/59.630453.
- [12] JADID, S., JALILZADEH, S. “Effective transient stability assessment based on composite indices”, *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*, v. 1, n. 2, 2005. Disponible em: <<http://ijeee.iust.ac.ir/article-1-48-en.html>>.
- [13] RUHLE, O., LERCH, E. “Ranking of system contingencies in DSA systems - first experiences”. In: *IEEE PES General Meeting*, pp. 1–6, July 2010. doi: 10.1109/PES.2010.5588088.
- [14] MITRA, J., BENIDRIS, M., NGUYEN, N., et al. “A Visualization Tool for Real-Time Dynamic Contingency Screening and Remedial Actions”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 53, n. 4, pp. 3268–3278, July 2017. ISSN: 0093-9994. doi: 10.1109/TIA.2017.2686353.
- [15] GRILLO, S., MASSUCCO, S., PITTO, A., et al. “An Integrated Platform for Power System Security Assessment Implementing Probabilistic and Deterministic Methodologies”. In: *2010 Complexity in Engineering*, pp. 40–42, Feb 2010. doi: 10.1109/COMPENG.2010.19.
- [16] KERIN, U., BALAURESCU, R., LAZAR, F., et al. “Dynamic security assessment in system operation and planning — First experiences”. In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–6, July 2012. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344888.
- [17] BOROCZKY, S. J., GENTLE, E. “Real-time transient security assessment in Australia at NEMMCO”. In: *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1–6, March 2009. doi: 10.1109/PSCE.2009.4840005.
- [18] KUNDUR, P., BALU, N. J., LAUBY, M. G. *Power system stability and control*, v. 7. McGraw-hill New York, 1994.

- [19] CHIANG, H.-D. *Direct Methods for Stability Analysis of Electric Power Systems: Theoretical Foundation, BCU Methodologies and Applications*. John Wiley & Sons, 2011.
- [20] 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, Aug 2004. ISSN: 0885-8950.
- [21] FERREIRA, L. C. A., SOUZA, A. C. Z., GRANVILLE, S. “Medidas Operativas de Curto Pazo no Controle de Colapso de Tensão”, *XV SNPTEE, Foz do Iguaçu - PR*, 1999.
- [22] CUTSEM, T. V., VOURNAS, C. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Springer, 2008.
- [23] STOTT, B. “Power system dynamic response calculations”, *Proceedings of the IEEE*, v. 67, n. 2, pp. 219–241, Feb 1979. ISSN: 0018-9219. doi: 10.1109/PROC.1979.11233.
- [24] CHANG, H.-D., CHU, C.-C., CAULEY, G. “Direct stability analysis of electric power systems using energy functions: theory, applications, and perspective”, *Proceedings of the IEEE*, v. 83, n. 11, pp. 1497–1529, Nov 1995. ISSN: 0018-9219. doi: 10.1109/5.481632.
- [25] TARANTO, G. N. “Apostila: COE754 – Dinâmica e Controle de Sistemas de Potência”, *Rio de Janeiro: COPPE - Programa de Engenharia Elétrica*, 2010.
- [26] YAMADA, Y., NAGATA, M., TANAKA, K. “An energy function based contingency screening method for ATC assessment with transient stability constraints”. In: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, v. 2, pp. 886–890 vol.2, Oct 2002. doi: 10.1109/TDC.2002.1177593.
- [27] PAI, M. A., SAUER, P. W. *Power System Dynamics and Stability*. Prentice Hall, 1998.
- [28] ZENG, Y., ZHANG, P., WANG, M., et al. “Development of a New Tool for Dynamic Security Assessment Using Dynamic Security Region”. In: *2006 International Conference on Power System Technology*, pp. 1–5, Oct 2006. doi: 10.1109/ICPST.2006.321756.

- [29] MITRA, J., BENIDRIS, M., CAI, N. “Tool employing homotopy-based approaches in finding the controlling unstable equilibrium points in the electric power grid”. US n. PI 20 160 041 232, 02 de Fevereiro de 2016.
- [30] AL-AMMAR, E. A., EL-KADY, M. A. “Application of operating security regions in power systems”. In: *IEEE PES T D 2010*, pp. 1–6, April 2010. doi: 10.1109/TDC.2010.5484270.
- [31] “Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos”. 2018. Disponível em: <www.ons.org.br>. [Online; acessado em 10/12/2018].
- [32] LEE, D., SRIKANTHA, P., KUNDUR, D. “Secure operating region simplification in dynamic security assessment”. In: *2015 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, pp. 79–84, Nov 2015. doi: 10.1109/SmartGridComm.2015.7436280.
- [33] NETO, C. A. S., QUADROS, M. A., SANTOS, M. G., et al. “Brazilian System Operator online security assessment system”. In: *IEEE PES General Meeting*, v. 1, pp. 1–7, July 2010. doi: 10.1109/PES.2010.5590039.
- [34] NEVES, R. A. *Investigação de Parâmetros que Provocam Diferenças entre Regiões de Segurança Estática e Dinâmica*. Tese de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.
- [35] FERNANDES, R. P., TARANTO, G. N., ASSIS, T. M. L., et al. “Two-time scale integrated simulation with automatic transition via dot products”. In: *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, July 2017. doi: 10.1109/PESGM.2017.8273849.
- [36] BENIDRIS, M., CAI, N., MITRA, J. “A fast transient stability screening and ranking tool”. In: *2014 Power Systems Computation Conference*, pp. 1–7, Aug 2014. doi: 10.1109/PSCC.2014.7038384.
- [37] CHADALAVADA, V., VITTAL, V., EJEBE, G. C., et al. “An on-line contingency filtering scheme for dynamic security assessment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1, pp. 153–161, Feb 1997. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/59.574935.
- [38] NAM, H. K., KIM, Y. H., SHIM, K. S., et al. “A new ultra-fast contingency screening algorithm without time-domain simulation for online transient security assessment”, *European Transactions on Electrical Power*, v. 18, n. 7, pp. 725–741, 2008. doi: 10.1002/etep.202. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/etep.202>>.

- [39] ALVAREZ, J. M. G. “Critical Contingencies Ranking for Dynamic Security Assessment Using Neural Networks”. In: *2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, pp. 1–6, Nov 2009. doi: 10.1109/ISAP.2009.5352946.
- [40] XUE, Y., YU, Y., LI, J., et al. “A New Tool for Dynamic Security Assessment of Power Systems”, *IFAC Proceedings Volumes*, v. 30, pp. 563–568, 08 1997. doi: 10.1016/S1474-6670(17)46465-2.
- [41] CHIANG, H.-D., WANG, C.-S., LI, H. “Development of BCU classifiers for on-line dynamic contingency screening of electric power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 2, pp. 660–666, May 1999. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/59.761895.
- [42] KHAITAN, S. K., GUPTA, A. *High Performance Computing in Power and Energy Systems*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013.
- [43] SANTOS, T. M. *Um estudo sobre a resolução de sistemas não lineares: perspectivas teóricas e aplicações*. Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, 2016.
- [44] DE SOUZA, E. A. *Métodos iterativos para problemas não lineares*. Tese de Mestrado, Universidade Federal Fluminense, 2016.
- [45] MALLAKI, M., CHEVARI, H. R. “Error Reduction in Contingency Ranking of Power Systems Using Combined Indexes”. In: *2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, pp. 1–7, March 2010. doi: 10.1109/APPEEC.2010.5448302.
- [46] DE OLIVEIRA, E. N., PADILHA, A., MINUSSI, C. R. “Use of Transient Stability Indices to Dynamic Security Assessment”, *IEEE Latin America Transactions*, v. 1, n. 1, pp. 27–33, Oct 2003. ISSN: 1548-0992. doi: 10.1109/TLA.2003.1468616.
- [47] KERIN, U., BOJAN, M., BIZJAK, G. “Performance evaluation of indices for transient stability”. In: *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1–6, June 2009. doi: 10.1109/PTC.2009.5281951.
- [48] GRILLO, S., MASSUCCO, S., PITTO, A., et al. “Indices for fast contingency ranking in large electric power systems”. In: *Melecon 2010 - 2010 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, pp. 660–666, April 2010. doi: 10.1109/MELCON.010.5476004.

- [49] SEVILLA, F. R. S., KORBA, P., BAROCIO, E. “Contingency Ranking for Dynamic Security Analysis Using a Trigonometric Based Index”. In: *2018 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T D-LA)*, pp. 1–5, Sep. 2018. doi: 10.1109/TDC-LA.2018.8511662.
- [50] ALVAREZ, J. M. G., MERCADO, P. E. “Online Inference of the Dynamic Security Level of Power Systems Using Fuzzy Techniques”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 2, pp. 717–726, May 2007. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2007.895161.
- [51] ZHANG, H., LIU, Y. “New index for frequency deviation security assessment”. In: *2010 Conference Proceedings IPEC*, pp. 1031–1034, Oct 2010. doi: 10.1109/IPECON.2010.5696966.
- [52] RAVIKUMAR, G., KHAPARDE, S. A. “Taxonomy of PMU Data Based Catastrophic Indicators for Power System Stability Assessment”, *IEEE Systems Journal*, v. 12, n. 1, pp. 452–464, March 2018. ISSN: 1932-8184. doi: 10.1109/JSYST.2016.2548419.
- [53] GRILLO, S., MASSUCCO, S., PITTO, A., et al. “Indices-based voltage stability monitoring of the Italian HV Transmission System”. In: *IEEE PES T D 2010*, pp. 1–7, April 2010. doi: 10.1109/TDC.2010.5484380.
- [54] MARIOTTO, L., PINHEIRO, H., JR, G. C., et al. “Power systems transient stability indices: an algorithm based on equivalent clusters of coherent generators”, *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 4, n. 11, pp. 1223–1235, November 2010. ISSN: 1751-8687. doi: 10.1049/iet-gtd.2009.0647.
- [55] LI, W., BOSE, A. “A coherency based rescheduling method for dynamic security”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 13, n. 3, pp. 810–815, Aug 1998. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/59.708662.
- [56] EJEBE, G. C., JING, C., WAIGHT, J. G., et al. “Security monitor for on-line dynamic security assessment”. In: *Fourth International Conference on Power System Control and Management (Conf. Publ. No. 421)*, pp. 58–64, April 1996. doi: 10.1049/cp:19960237.
- [57] MARIA, G. A., TANG, C., KIM, J. “Hybrid transient stability analysis (power systems)”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 2, pp. 384–393, May 1990. ISSN: 0885-8950. doi: 10.1109/59.54544.

- [58] AGREIRA, C. I. F., FERREIRA, C. M. M., PINTO, J. A. D., et al. “The Performance Indices to Contingencies Screening”. In: *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1–8, June 2006. doi: 10.1109/PMAAPS.2006.360260.
- [59] SABINE, P., PLUMPTON, C. *Statistics*. Palgrave Macmillan UK, 1985.
- [60] ANDERSON, P. M., FOUAD, A. A. *Power System Control and Stability*. John Wiley & Sons, 2002.
- [61] NEVES, R. A., BORGES, C. L. T. “Influência dos Parâmetros de Operação do Sistema em Regiões de Segurança Estáticas e Dinâmicas”, *Anais do XIV Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (SEPOPE)s*, Outubro 2018.
- [62] PAVELLA, M., ERNST, D., RUIZ-VEGA, D. *Transient Stability of Power Systems: A Unified Approach to Assessment and Control*. Springer, 1994.